

# DIPLOMARBEIT

Titel der Diplomarbeit

„Der Einfluss von Marktmacht auf die Spot- und  
Terminmarktpreise der Strombörsen –  
Vergleich der Märkte Deutschlands, Großbritanniens und des  
europäischen Nordens“

Verfasserin

Barbara Josef

Angestrebter akademischer Grad

Magistra der Sozial- und Wirtschaftswissenschaften  
(Mag. rer. soc. oec.)

Wien, im Mai 2009

Studienkennzahl lt. Studienblatt:  
Studienrichtung lt. Studienblatt:  
Betreuer/Betreuerin:

157  
Internationale Betriebswirtschaft  
Univ.-Prof. Dr. Reinhard Haas



## **Eidesstattliche Erklärung**

„Ich erkläre hiermit an Eides Statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbständig und ohne Benutzung anderer als der angegebenen Hilfsmittel angefertigt habe. Die aus fremden Quellen direkt oder indirekt übernommenen Gedanken sind als solche kenntlich gemacht. Die Arbeit wurde bisher in gleicher oder ähnlicher Form keiner anderen Prüfungsbehörde vorgelegt und auch noch nicht veröffentlicht.“



## Abstract

In the early 1990ies Great Britain and Norway were the first countries in Europe to open their electricity markets. In 1996 the European Union followed with the Directive 96/92/EC which aimed at introducing free and competitive electricity markets in all member countries. The main goal was to reduce wholesale electricity prices to marginal costs as predicted by the economic theory of perfect competition. However, market trends since establishment of the first power exchanges suggest an increased market concentration. This leads to concerns, since high market concentration could offset the benefits of free markets. More oligopolistic market structures will enable producers to gain market power. This means that they will also be able to influence prices to their benefit.

This research compares the development since liberalisation and deregulation of three important European markets: Great Britain, Germany and the Nordic countries. Moreover, selected parameters as suggested by current literature are tested against market prices of the respective power exchange. Since all of the exchanges covered by the research also introduced financial contracts, the model includes effects on spot and financial prices – assuming that today's market power already influences future prices.

**Keywords:** market concentration, wholesale prices, Nord Pool, EEX, UK



# Inhaltsverzeichnis

Eidesstattliche Erklärung	I
Abstract	I
Inhaltsverzeichnis	V
Abkürzungsverzeichnis	VIII
Abbildungsverzeichnis	XIV
Tabellenverzeichnis	XVII
<b>1 Einleitung</b>	<b>I</b>
<b>1.1 Motivation</b>	<b>1</b>
<b>1.2 Auswahl der Märkte</b>	<b>4</b>
<b>1.3 Datenmaterial</b>	<b>5</b>
<b>1.4 Aufbau der Arbeit</b>	<b>6</b>
<b>2 Theoretischer Teil</b>	<b>8</b>
<b>2.1 Definitionen ...</b>	<b>8</b>
2.1.1 ... zur Preisbildung aus der Volkswirtschaftslehre	8
2.1.2 ... zur Systematik der Restrukturierung der Märkte	12
<b>2.2 Marktmacht und Gaming am Elektrizitätsmarkt</b>	<b>15</b>
2.2.1 Arten von Marktmacht am Elektrizitätsmarkt	15
2.2.2 Gaming-Theorien für Elektrizitätsmärkte	18
2.2.3 Marktmacht und ihre Einflussfaktoren	21
2.2.4 Marktmacht – nur ein Problem?	31
<b>2.3 Preise: Zusammenhang von Spot- und Terminpreisen</b>	<b>32</b>
2.3.1 Arten der Termingeschäfte	32
2.3.2 Zusammenhang von Spot- und Terminpreisen	33
<b>3 Analyse und Vergleich</b>	<b>38</b>
<b>3.1 Historischer Abriss zur Restrukturierung der Märkte</b>	<b>38</b>
3.1.1 Die Restrukturierung des Strommarktes im europäischen Norden	38
3.1.2 Die Restrukturierung in Deutschland	47
3.1.3 Die Restrukturierung in Großbritannien	52
<b>3.2 Angewandte Methode</b>	<b>58</b>
3.2.1 Vergleich ausgewählter Parameter und deren Berechnung	58
3.2.2 Das Regressionsmodell	60
<b>3.3 Die Parameter im Vergleich</b>	<b>62</b>
3.3.1 Konzentration der Märkte	62
3.3.2 Die Eigentümerstruktur	86
3.3.3 Entwicklung von Produktion und Konsum	95
3.3.4 Produktionsmix	102
3.3.5 Kapazitäten	111
<b>3.4 Resultate des ökonometrischen Modells</b>	<b>119</b>
3.4.1 Auswertung der Einfachregressionen der einzelnen Parameter	119
3.4.2 Finale Modelle	126
<b>4 Zusammenfassung</b>	<b>136</b>

<b>5</b>	<b><i>Anhang</i></b>	<b>140</b>
<b>5.1</b>	<b>Berechnung des korrigierten HHI nach Von der Fehr et al. (1998)</b>	<b>140</b>
<b>5.2</b>	<b>Marktanteile</b>	<b>141</b>
5.2.1	Norden	142
5.2.2	Deutschland	144
5.2.3	Großbritannien	145
<b>5.3</b>	<b>Beteiligungsmatrizen</b>	<b>147</b>
5.3.1	Beteiligungen im Nord Pool-Preisgebiet	147
5.3.2	Beteiligungen in Deutschland	163
<b>5.4</b>	<b>Anhang zu Produktion und Konsum</b>	<b>169</b>
5.4.1	Deutschland: Entwicklung der Importe und Exporte	170
5.4.2	Großbritannien: Entwicklung der Importe und Exporte	171
5.4.3	Skandinavien: Entwicklung der Importe und Exporte	172
<b>5.5</b>	<b>Nachfrage und Angebot in den einzelnen nordischen Ländern</b>	<b>173</b>
5.5.1	Norwegen	173
5.5.2	Schweden	175
5.5.3	Finnland	177
5.5.4	Dänemark	179
<b>5.6</b>	<b>Entwicklung der Kapazitäten in den nordischen Ländern</b>	<b>182</b>
5.6.1	Norwegen	182
5.6.2	Schweden	183
5.6.3	Finnland	184
5.6.4	Dänemark	185
<b>5.7</b>	<b>Preisentwicklung: Nord Pool</b>	<b>187</b>
5.7.1	Spotpreise	187
5.7.2	Futures	187
5.7.3	Forward-Verträge	190
5.7.4	Optionen	193
<b>5.8</b>	<b>Preisentwicklung: EEX</b>	<b>194</b>
5.8.1	Spotpreise an der EEX	194
5.8.2	EEX Phelix Futures	195
5.8.3	EEX Phelix Optionen	202
<b>5.9</b>	<b>Preisentwicklung: Großbritannien</b>	<b>204</b>
5.9.1	The Electricity Pool of England and Wales	204
5.9.2	UKPX	205
5.9.3	ICE Electricity Futures	205
<b>5.10</b>	<b>Korrelation Spot- und Terminpreise</b>	<b>209</b>
<b>6</b>	<b><i>Anhang – Ökonometrisches Modell</i></b>	<b>212</b>
<b>6.1</b>	<b>Spot-Preise</b>	<b>212</b>
6.1.1	Nordischer Raum	212
6.1.2	UK	217
6.1.3	Deutschland	220
<b>6.2</b>	<b>Futures-Preise</b>	<b>224</b>
6.2.1	Nordischer Raum	224
6.2.2	UK	230
6.2.3	Deutschland	232
<b>6.3</b>	<b>Forward Verträge</b>	<b>238</b>
6.3.1	Nordischer Raum	238
6.3.2	UK	244
<b>6.4</b>	<b>Optionen</b>	<b>245</b>
6.4.1	Nordischer Raum	245
6.4.2	Deutschland	248



<b>7</b>	<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>249</b>
7.1	Paper, Monographien, Berichte	249
7.2	Internetquellen	253
7.3	Statistische Quellen	264
7.4	Börsen der einzelnen Länder	265
7.5	Netzbetreiber der einzelnen Länder	265
7.6	Jahresberichte und Homepage der Unternehmen	265

			Leistung	Arbeit (Verbrauch)	Stündlicher Verbrauch
K	Kilo	10 <sup>3</sup>	kW (Kilowatt)	kWh (Kilowattstunden)	kWh/h (kWh pro Stunde)
M	Mega	10 <sup>6</sup>	MW (Megawatt)	MWh (Megawattstunden)	MWh/h (MWh pro Stunde)
G	Giga	10 <sup>9</sup>	GW (Gigawatt)	GWh (Gigawattstunden)	GWh/h (GWh pro Stunde)
T	Tera	10 <sup>12</sup>	TW (Terawatt)	TWh (Terawattstunden)	TWh/h (TWh pro Stunde)

## Abkürzungsverzeichnis

A/S	dän. aktieselskab ( $\approx$ österr. AG)
AAE	Aust-Agder Energi
AB	schw. aktiebolag ( $\approx$ österr. AG)
AEM	Azienda Energetica Municipale
AEP	American Electric Power
AES	AES Corporation
AG	Aktiengesellschaft
AGD	Agder Energi
AIC	Akaike's Information Criterion
APX	APX Group
ARE	Arbeitsgemeinschaft regionaler Energieversorgungs-Unternehmen e. V.
AS	norw. privat aksjeselskap ( $\approx$ österr. GmbH)
ASA	norw. allment aksjeselskap ( $\approx$ österr. AG)
AVG	Average
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BDI	Bundesverband der Deutschen Industrie e. V.
BE	British Energy
BERR	Department for Business & Regulatory Reforms UK
BETTA	British Electricity Trading and Transmission Arrangements
BEWAG	Berliner Kraft- und Licht-Aktiengesellschaft.
BIR	Birka Energi AB
BKK	Bergenshalvøens Kommunale Kraftselskap
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
BNFL	British Nuclear Fuels Ltd.
bzw.	beziehungsweise
c. a.	cirka
CEGB	Central Electricity Generating Board
CEN	Centrica plc
CFD	Contracts for Difference
CHP	Combined Heat and Power (dt. Kraft-Wärme-Kopplung)
CO <sub>2</sub>	Kohlenstoffdioxid
CR	Konzentrationsratio

---

d. h.	das heißt
dän.	dänisch
DB	Deckungsbeitrag
DE	Deutschland
DK	Dänemark
DKK	Dänische Krone
DONG	DONG Energy
Drax	Drax Power Ltd.
DST	Danmarks statistik (Statistik Dänemark)
dt.	deutsch
DW	Durbin-Watson
E&W	England und Wales
E2	Energi E2 A/S
EAS	Eastern Group
Ebd.	ebenda
ED	Edison First Mission
EDF	Électricité de France
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange
EFA	Electricity Forward Agreements
EFTA	European Free Trade Association
EG	Europäische Gemeinschaft
ELS	Elsam A/S
ENBW	Energie Baden-Württemberg AG
engl.	englisch
ENWG	Energiewirtschaftsgesetzes
et al.	et alia
e. V.	eingetragener Verein
EU	Europäische Union
FE	Frederiksberg Elnet A/S
FIN	Finnland
fin.	finnisch
FORT	Fortum
FR	Freitag
GB	Great Britain
GKM	Großkraftwerk Mannheim AG

GMBH	Gesellschaft mit beschränkter Haftung
GRA	Graningeverkens AB
GuD	Gas- und Dampfkombikraftwerk (engl. CCGT - Combined Cycle Gas Turbine)
GUL	Gullspångs Kraft
GW	Giga-Watt
GWh	Gigawattstunde
HAF	Hafslund ASA
HE	Helsingin Energia
HEW	Hamburgische Electricitäts-Werke AG
HHI	Herfindahl-Hirschman Index
Hrsg.	Herausgeber
HSHEB	North of Scotland Hydro-Electric Board
HYD	Norsk Hydro ASA
ICE	IntercontinentalExchange
IEA	Internationale Energieagentur der OECD
IN	Innogy
IP	International Power
IPE	International Petroleum Exchange
IVO	Imatran Voima Oy
JB	Jahresbericht bzw. Jahresberichte
KE	Københavns Energi Holding A/S
KEV	Kristiansand E-Verk
KGG	Kernkraftwerk Gundremmingen
KKW	Kernkraftwerk
kW	Kilowatt
kWh	1 Kilowattstunde (= 1.000 Wattstunden)
LCH	London Clearing House
LPX	Leipzig Power Exchange
Ltd.	engl. Private Limited Company (GmbH)
LYS	Lyse Energi AS
MA	Market Area
MCP	Market Clearing Price
mit eig. Bearb.	mit eigener Bearbeitung
MO	Montag
Mrd.	Milliarden

MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde (= 1.000 kWh)
NaP	National Power
NEP	Nuclear Electric Power
NETA	New Electricity Trading Arrangements
NGC	National Grid Company
NIE	Northern Ireland Electric
NO	Norwegen
NOK	Norwegische Krone
norw.	norwegisch
NP	Nord Pool
Nr.	Nummer
NTE	Nord-Trøndelag Energiverk
nTPA	negotiated Third-Party-Access
NVE	Norges Vassdrags- og Energiverk
NWK	Nordwestdeutsche Kraftwerke AG
OED	Olje- og energidepartementet (norw. Ministerium für Erdöl und Energie)
OEP	Oslo Energi Produksjon
OFGEM	Office for Gas and Electricity Markets
OHG	Offene Handelsgesellschaft
OKG	Oskarshamnsverkets Kraftgrupp AB
OSL	Oslo Energiverk bzw. E-CO Vannkraft
OTC	Over the Counter
OY	fin. Osakeyhtiö (≈ österr. GmbH)
OYI	fin. Julkinen Osakeyhtiö (≈ österr. AG)
p. a.	pro anno
PC	Perfect Competition
PG	PowerGen
PLC	Public Limited Company (≈ österr. AG)
PPC	Public Power Corporation S.A.
PPP	Pool Purchase Price
PREAG	Preußische Elektrizitäts AG
PSP	Pool Selling Price
PVO	Pohjolan Voima Oy
RAG	Ruhrkohle AG

REC	Regional Electricity Companies
RPD	Reference Price Data
RTE	Réseau de Transport d'Electricité
RWE	Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk AG
S.	Seite
SA	Samstag
SC	Schwarz Criterion
SCB	Statistiska centralbyrån (Statistisches Zentralbüro Schweden)
schw.	schwedisch
SE	Schweden
SEK	Schwedische Krone
SEV	Skandinaviske Elverk
SKAN	Skandinavien
SKE	Skellefteå Kraft AB
SKK	Skagerak Energi AS
SMP	System Marginal Price
SNF	Samfunns- og Næringslivsforskning AS (Institute for Research in Economics and Business Administration)
SO	Sonntag
SOV	ehemalige Sowjetunion
SP	Scottish Power Ltd
SpA	ital. Societa' per Azioni ( $\approx$ österr. AG)
SSB	Statistisk sentralbyrå (Statistisches Zentralbüro Norwegen)
SSE	Scottish & Southern Energy
SSEB	South of Scotland Electricity Board
STAT	Statkraft AS
STEAG	Steinkohle AG
STO	Stockholm Energi AB
STORA	Stora Enso
SYD	Sydskraft AB/E.ON Sverige AB
TEAG	Thüringer Energie AG
TEG	The Energy Group
TEV	Trondheim Energiverk
TPA	Third-Party-Access
TSO	Transmission System Operator (Übertragungsnetzbetreiber)
TVO	Teollisuuden Voima Oyj

---

TW	Terrawatt
TWh	Terrawattstunde
TXU	Texas Utilities Corporation
u. a.	unter anderem
übern.	übernommen
UK	United Kingdom
UKPX	UK Power Exchange
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
USA	United States of America
v. a.	vor allem
VAE	Vest Agder Energi
VAE	Vest-Agder Energi
VAT	Vattenfall AB
VAT-E	Vattenfall Europe Berlin
VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft
VDN	Verband der Netzbetreiber e. V. beim VDEW
VEAG	Vereinigte Energiewerke AG
VEBA	Vereinigte Elektrizitäts- und Bergwerks AG
VEW	Vereinigten Elektrizitätswerke Westfalen AG
Vgl.	Vergleich
VIAG	Vereinigte Industrieunternehmungen AG
VIK	Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V.
VK	Vestfold Kraft
VKU	Verband kommunaler Unternehmen e. V.
Vol.	Volume
VV	Verbändevereinbarung
z. B.	zum Beispiel
ZEAG	Zementwerk Lauffen-Elektrizitätswerk Heilbronn AG

## Abbildungsverzeichnis

<i>Abbildung 1: Grundprinzip der Preisbildung bei Wettbewerb; Quelle: Haas, Reinhard (2005), S. 126.</i>	8
<i>Abbildung 2: Kapitalverflechtung und gefächertes Eigentum, verändert übern. aus Von der Fehr et al. (1998), S. 12.</i>	24
<i>Abbildung 3: Windkraft und Spotpreise in DK; verändert übern. aus Enevoldsen et al. (2006), S. 12.</i>	28
<i>Abbildung 4: Preisbildung- mit und ohne Überkapazitäten; Quelle: Haas, Reinhard (2005), S. 127f.</i>	29
<i>Abbildung 5: Handelsvolumen - Nord Pool Spotmarkt; Quelle: Nord Pool Spot AS</i>	44
<i>Abbildung 6: Handelsvolumen – NP Terminmarkt; Quelle: Nord Pool mit eig. Berarb.</i>	46
<i>Abbildung 7: Traditionelle Struktur am deutschen Markt; verändert übern. aus Wietschel, Martin (2000), S. 191.</i>	47
<i>Abbildung 8: EEX Handelsvolumen und PHELIX Spotpreise 2000 - 2007; Quelle: EEX mit eig. Bearb.</i>	50
<i>Abbildung 9: Handelsvolumen Futureskontrakte der EEX, Quelle: EEX mit eig. Bearb.</i>	52
<i>Abbildung 10: Umstrukturierung in England und Wales</i>	52
<i>Abbildung 11: Handelsvolumen in Mrd. GBP - E&amp;W Pool; Quelle: The Electricity Pool (1998), S. 12.</i>	55
<i>Abbildung 12: Die wichtigsten nordischen Unternehmen nach Kapazitäten 1996 - 2007; Quelle: JB</i>	68
<i>Abbildung 13: Marktanteile an Kapazitäten inkl./exkl. Beteiligungen; Quelle: JB der Unternehmen</i>	69
<i>Abbildung 14: Marktkonzentration nach Produktion - Nord Pool; Quelle: JB mit eig. Berechnung</i>	73
<i>Abbildung 15: Marktkonzentration nach Kapazitäten - Nord Pool; Quellen: JB mit eig. Bearb.</i>	74
<i>Abbildung 16: Fusionen am deutschen Markt; Quelle: Vattenfall (2003), S. 13.</i>	75
<i>Abbildung 17: Die wichtigsten deutschen Unternehmen nach Kapazitäten 1999 - 2007; Quelle: JB</i>	76
<i>Abbildung 18: Marktkonzentration nach Kapazitäten Deutschland; Quellen: JB mit eig. Bearb.</i>	77
<i>Abbildung 19: Marktanteil nach Kapazitäten in GB bis 1995; Quelle: JB, Competition Commission</i>	79
<i>Abbildung 20: Entwicklung des HHI in Großbritannien; Quelle: JB der Unternehmen</i>	80
<i>Abbildung 21: Marktkonzentration nach Kapazitäten UK 1996 - 2006; Quellen: JB mit eig. Bearbeitung</i>	81
<i>Abbildung 22: Entwicklung der Kapazitäten der wichtigsten britischen Unternehmen; Quelle: JB</i>	82
<i>Abbildung 23: HHI der Produktion im Vergleich</i>	83
<i>Abbildung 24: Die größten Stromproduzenten Europas 2006/2007; Quelle: JB der Unternehmen</i>	84
<i>Abbildung 25: Öffentliches Eigentum in Norwegen 2006; Quelle: JB der Unternehmen</i>	88
<i>Abbildung 26: Eigentümerstruktur in Schweden 1996; Quelle: JB der Unternehmen</i>	89
<i>Abbildung 27: Eigentümerstruktur in Schweden 2006; Quelle: JB der Unternehmen</i>	89
<i>Abbildung 28: Eigentümerstruktur der größten finnischen Produzenten 2006; Quelle: JB der Unternehmen</i>	90
<i>Abbildung 29: Öffentlicher Anteil an den größten Unternehmen im Nord Pool-Preisgebiet; Quelle: Jahresberichte der Unternehmen</i>	91
<i>Abbildung 30: Direkter öffentlicher Anteil an Kapazitäten im Vergleich; Quelle: JB &amp; Hoppenstedt</i>	94
<i>Abbildung 31: Produktion und Konsum 1990 - 2006 im Norden; Quelle: Eurostat</i>	95
<i>Abbildung 32: Produktion nach Land im Norden; Quelle: Eurostat</i>	96
<i>Abbildung 33: Entwicklung von Produktion, Konsum &amp; Nettoimporten – Deutschland; Quelle: Eurostat</i>	97
<i>Abbildung 34: Entwicklung von Produktion, Konsum &amp; Nettoimporten – UK; Quelle: Eurostat</i>	98
<i>Abbildung 35: Entwicklung des Ratio Konsum/Produktion</i>	99
<i>Abbildung 36: Nettoimporte im Vergleich 1990 - 2006; Quelle: Eurostat</i>	100
<i>Abbildung 37: Pro-Kopf-Verbrauch – Vergleich 2006; Quelle: Eurostat, nat. statistische Ämter</i>	100
<i>Abbildung 38: Zusammensetzung der Produktion nach Energieträger in 2006; Quelle: Nordel</i>	103
<i>Abbildung 39: Entwicklung des Produktionsmix im Norden 1990 - 2006; Quelle: Eurostat</i>	104
<i>Abbildung 40: Einsatz der Energieträger zur Stromerzeugung in Deutschland 1990 - 2006; Quelle: BMWi</i>	105
<i>Abbildung 41: Entwicklung des Produktionsmix in Deutschland 1991 - 2006; Quelle: Eurostat</i>	105
<i>Abbildung 42: Stromproduktion nach Art - Großbritannien 1987 - 2006; Quelle: BERR</i>	107
<i>Abbildung 43: Anteil von Wärmekraft an Nettoproduktion - Vergleich; Quelle: Eurostat</i>	108
<i>Abbildung 44: Anteil von Kernkraft an Nettoproduktion im Vergleich; Quelle: Eurostat</i>	109
<i>Abbildung 45: Anteil von Windenergie an Nettoproduktion im Vergleich; Quelle: Eurostat</i>	109
<i>Abbildung 46: Anteil von Wasserkraft an Nettoproduktion im Vergleich; Quelle: Eurostat</i>	110
<i>Abbildung 47: Entwicklung der Nettoleistung im Norden 1990 - 2006; Quelle: Eurostat</i>	111
<i>Abbildung 48: Installierte Leistung in nordischen Windparks; Quelle: Eurostat</i>	113
<i>Abbildung 49: Kapazitäten in Deutschland 1991 - 2006; Quelle: BMWi</i>	114
<i>Abbildung 50: Installierte Nettoleistung UK 1990 - 2006; Quelle: Eurostat</i>	115
<i>Abbildung 51: Entwicklung der Kapazitäten im Vergleich; Quelle: Eurostat</i>	117
<i>Abbildung 52 Verhältnis Höchstlast/Installierte Leistung; Quelle: Nordel, BERR, VDN</i>	117
<i>Abbildung 53: Höchstlast im Vergleich; Quelle: Nordel, BERR, VDN</i>	118
<i>Abbildung 54: HHI der Kapazitäten im Vergleich</i>	147



<i>Abbildung 55: Entwicklung der Stromproduktion im Vergleich; Quelle: Eurostat</i>	169
<i>Abbildung 56: Entwicklung des Konsums im Ländervergleich; Quelle: Eurostat</i>	169
<i>Abbildung 57: Entwicklung der Nettoimporte im Vergleich; Quelle: Eurostat</i>	170
<i>Abbildung 58: Deutschland - Importe nach Ursprungsland; Quelle: Eurostat</i>	170
<i>Abbildung 59: Deutschland - Exporte nach Zielland; Quelle: Eurostat</i>	171
<i>Abbildung 60: Großbritannien - Importe nach Ursprungsland; Quelle: Eurostat</i>	171
<i>Abbildung 61: Großbritannien - Exporte nach Zielland; Quelle: Eurostat</i>	171
<i>Abbildung 62: Nettoimporte der nordischen Länder 1990 - 2006; Quelle: Eurostat</i>	172
<i>Abbildung 63: Bruttokonsum je Land im Norden 1990 - 2006; Quelle: Eurostat</i>	173
<i>Abbildung 64: Entwicklung von Produktion, Konsum &amp; Nettoimporte in Norwegen; Quelle: Eurostat</i>	174
<i>Abbildung 65: Norwegen - Importe nach Ursprungsland; Quelle: Eurostat</i>	174
<i>Abbildung 66: Norwegen - Exporte nach Zielland; Quelle: Eurostat</i>	175
<i>Abbildung 67: Produktionsmix Schweden 1990 - 2006; Quelle: Eurostat</i>	175
<i>Abbildung 68: Entwicklung von Produktion, Konsum &amp; Nettoimporte in Schweden; Quelle: Eurostat</i>	176
<i>Abbildung 69: Schweden - Importe nach Ursprungsland; Quelle: Eurostat</i>	176
<i>Abbildung 70: Schweden - Exporte nach Zielland; Quelle: Eurostat</i>	177
<i>Abbildung 71: Entwicklung von Produktion, Konsum &amp; Nettoimporte in Finnland; Quelle: Eurostat</i>	177
<i>Abbildung 72: Finnland - Importe nach Ursprungsland; Quelle: Eurostat</i>	178
<i>Abbildung 73: Finnland - Exporte nach Zielland; Quelle: Eurostat</i>	178
<i>Abbildung 74: Produktionsmix in Finnland 1990 - 2006; Quelle: Eurostat</i>	179
<i>Abbildung 75: Produktion, Konsum &amp; Nettoimporte in Dänemark; Quelle: Eurostat</i>	179
<i>Abbildung 76: Dänemark - Importe nach Ursprungsland; Quelle: Eurostat</i>	180
<i>Abbildung 77: Dänemark - Exporte nach Zielland; Quelle: Eurostat</i>	180
<i>Abbildung 78: Produktionsmix in Dänemark 1990 - 2006; Quelle: Eurostat</i>	181
<i>Abbildung 79: Installierte Nettoleistung Norwegen 1990 - 2006; Quelle: Eurostat, Nordel</i>	182
<i>Abbildung 80: Installierte Leistung &amp; Maximum Load in Norwegen 1990 - 2006; Quelle: Eurostat, Nordel</i>	182
<i>Abbildung 81: Installierte Nettoleistung Schweden 1990 - 2006; Quelle: Eurostat, Nordel</i>	183
<i>Abbildung 82: Installierte Leistung &amp; Maximum Load in Schweden 1990 - 2006; Quelle: Eurostat, Nordel</i>	183
<i>Abbildung 83: Installierte Nettoleistung Finnland 1990 - 2006; Quelle: Eurostat, Nordel</i>	184
<i>Abbildung 84: Installierte Leistung &amp; Maximum Load in Finnland 1990 - 2006; Quelle: Eurostat, Nordel</i>	184
<i>Abbildung 85: Installierte Nettoleistung Dänemark 1990 - 2006; Quelle: Eurostat, Nordel</i>	185
<i>Abbildung 86: Installierter Effekt &amp; Maximum Load in Dänemark 1990 - 2006; Quelle: Eurostat, Nordel</i>	186
<i>Abbildung 87: NP Spotpreise 1993 - 2007; Quelle: Nord Pool</i>	187
<i>Abbildung 88: NP Futures Day 1999 - 2007; Quelle: Nord Pool</i>	187
<i>Abbildung 89: NP Weekly Futures 1995 - 2007; Quelle: Nord Pool</i>	188
<i>Abbildung 90: NP Saisonale Futures Kombinationen 1995 - 2000; Quelle: Nord Pool</i>	189
<i>Abbildung 91: NP Jährliche Futures Kombinationen 1995 - 2000; Quelle: Nord Pool</i>	189
<i>Abbildung 92: Saisonale Forward-Verträge 1997 - 2005; Quelle: Nord Pool</i>	190
<i>Abbildung 93: NP Jährliche Forward-Verträge 1997 - 2007; Quelle: Nord Pool</i>	190
<i>Abbildung 94: NP Forward Month 2003 - 2007; Quelle: Nord Pool</i>	191
<i>Abbildung 95: NP Forward Month Peak 2007; Quelle: Nord Pool</i>	192
<i>Abbildung 96: NP Quarter Forward Base 2004 - 2007; Quelle: Nord Pool</i>	192
<i>Abbildung 97: NP Quarter Forward Peak 2007; Quelle: Nord Pool</i>	193
<i>Abbildung 98: Preisentwicklung der Optionen – Nord Pool, Quelle: Nord Pool</i>	193
<i>Abbildung 99: Spotpreise EEX 2000 - 2007; Quelle: EEX</i>	194
<i>Abbildung 100: EEX Phelix Base Month Futures 2002 - 2007; Quelle: EEX</i>	195
<i>Abbildung 101: EEX Phelix Peak Month Futures 2002 - 2007; Quelle: EEX</i>	196
<i>Abbildung 102: EEX Phelix Base Quarter Futures F1BQ 2002 - 2007; Quelle: EEX</i>	197
<i>Abbildung 103: EEX Phelix Peak Quarter Futures F1PQ 2002 - 2007; Quelle: EEX</i>	197
<i>Abbildung 104: EEX Phelix Base Year Futures F1BY 2002 - 2007; Quelle: EEX</i>	198
<i>Abbildung 105: EEX Phelix Peak Year Futures F1PY 2002 - 2007; Quelle: EEX</i>	198
<i>Abbildung 106: German Power Futures Base Month F0BA &amp; F0BM 2001 - 2002, 2005 - 2007; Quelle: EEX</i>	199
<i>Abbildung 107: German Power Futures Peak Month F0PE, F0PBM 2001 - 2002, 2005 - 2007; Quelle: EEX</i>	199
<i>Abbildung 108: German Power Futures Base Quarter F0BQ 2001 - 2002, 2005 - 2007; Quelle: EEX</i>	200
<i>Abbildung 109: German Power Futures Peak Quarter F0PQ 2001 - 2002, 2005 - 2007; Quelle: EEX</i>	200
<i>Abbildung 110: German Power Futures Base Year F0BY 2001 - 2002, 2005 - 2007; Quelle: EEX</i>	201
<i>Abbildung 111: German Power Futures Peak Year F0PY 2001 - 2002, 2005 - 2007; Quelle: EEX</i>	201
<i>Abbildung 112: EEX Phelix Base Month Options O1BM 2004 - 2007; Quelle: EEX</i>	202

<i>Abbildung 113: EEX Phelix Base Quarter Options OIBQ 2004 - 2007; Quelle: EEX</i>	203
<i>Abbildung 114: EEX Phelix Base Year Options 2004 - 2007; Quelle: EEX</i>	203
<i>Abbildung 115: UK Spot Preise 1990 - 2007; Quelle: Ofgem, APX Group</i>	204
<i>Abbildung 116: Spotpreisentwicklung Electricity Pool E&amp;W; Quelle: Ofgem</i>	204
<i>Abbildung 117: UKPX Preisentwicklung Spot-Markt; Quelle: APX Group</i>	205
<i>Abbildung 118: Monthly ICE Electricity Baseload Futures 2004 - 2007; Quelle: ICE</i>	205
<i>Abbildung 119: Monthly ICE Electricity Peakload Futures 2004 - 2007; Quelle: ICE</i>	206
<i>Abbildung 120: Quarterly ICE Electricity Baseload Futures 2004 - 2007; Quelle: ICE</i>	206
<i>Abbildung 121: Quarterly ICE Electricity Peakload Futures 2004 - 2007; Quelle: ICE</i>	207
<i>Abbildung 122: Season ICE Electricity Baseload Futures 2004 - 2007; Quelle: ICE</i>	207
<i>Abbildung 123: Season ICE Electricity Peakload Futures 2004 - 2007; Quelle: ICE</i>	208
<i>Abbildung 124: Monthly Average - NP Preise</i>	209
<i>Abbildung 125: Monthly Average - EEX Preise</i>	210
<i>Abbildung 126: Monthly AVG - UK Preise</i>	211
<i>Abbildung 127: Recursive Residuals HHI_Prod_Adj</i>	212
<i>Abbildung 128: Histogramm zu Mehrfachregression – NP Spot</i>	214
<i>Abbildung 129: Histogramm des finalen Modells – NP Spot</i>	215
<i>Abbildung 130: Recursive Residuals NP Spot</i>	216
<i>Abbildung 131: Histogramm Spot NP bis 2004</i>	217
<i>Abbildung 132: Histogramm Mehrfachregression - UK Spot</i>	218
<i>Abbildung 133: Histogramm bereinigte Ergebnisse - UK Spot</i>	219
<i>Abbildung 134: Histogramm - Finales Modell UK Spot</i>	220
<i>Abbildung 135: Histogramm finales Modell EEX Phelix Base</i>	222
<i>Abbildung 136: Histogramm finales Modell EEX Phelix Peak</i>	223
<i>Abbildung 137: Histogramm finales Modell – NP Futures Day</i>	225
<i>Abbildung 138: Histogramm Mehrfachregression – NP Futures Week</i>	227
<i>Abbildung 139: Histogramm finales Modell – NP Futures Week</i>	228
<i>Abbildung 140: Histogramm – NP Futures Combinations</i>	229
<i>Abbildung 141: Histogramm finales Modell – EEX Phelix Futures Base Month</i>	232
<i>Abbildung 142: Histogramm finales Modell – EEX Phelix Futures Peak Month</i>	233
<i>Abbildung 143: Histogramm finales Modell – EEX Phelix Futures Quarter Base</i>	234
<i>Abbildung 144: Histogramm finales Modell – EEX Futures Quarter Peak</i>	235
<i>Abbildung 145: Histogramm finales Modell – EEX Phelix Futures Year Base</i>	236
<i>Abbildung 146: Histogramm finales Modell – EEX Futures Year Peak</i>	237
<i>Abbildung 147: Histogramm Mehrfachregression – NP Forward Season</i>	240
<i>Abbildung 148: Histogramm Mehrfachregression mit HHI_KAP – NP Forward Season</i>	241
<i>Abbildung 149: Histogramm finales Modell – NP Forward Season</i>	241
<i>Abbildung 150: Histogramm Mehrfachregression – NP Forward Year</i>	243
<i>Abbildung 151: Histogramm finales Modell – NP Optionen Season</i>	246
<i>Abbildung 152: Histogramm finales Modell – NP Optionen Year</i>	247

## Tabellenverzeichnis

<i>Tabelle 1: Gleichgewicht dominanter Strategien; Varian, Hal R. (1999), S. 495.</i>	11
<i>Tabelle 2: Spiel mit 2 Nash-Gleichgewichten; Varian, Hal R. (1999), S. 494.</i>	12
<i>Tabelle 3: Spiel ohne Nash-Gleichgewicht; Varian, Hal R. (1999), S. 495.</i>	12
<i>Tabelle 4: Übersicht der finanziellen Instrumente - Nord Pool; Quelle: Nord Pool mit eig. Bearb.</i>	46
<i>Tabelle 5: Übersicht der Spotkontrakte - EEX; Quelle: EEX (2008) mit eig. Bearb.</i>	50
<i>Tabelle 6: Übersicht der Terminprodukte EEX; Quelle: EEX (2008) mit eig. Bearb.</i>	51
<i>Tabelle 7: Angebot Futures ICE; Quelle: IntercontinentalExchange (2008) mit eig. Bearb.</i>	57
<i>Tabelle 8: HHI und Marktkonzentration, verändert übern. aus Haug, Trond E. (2004), S. 15.</i>	59
<i>Tabelle 9: Nordische Kernkraftwerke und Kraftwerke im Gemeinschaftsbesitz (Stand 2007)</i>	70
<i>Tabelle 10: Gemeinschaftswasserkraftwerke in Norwegen, verändert übernommen aus: Nordische Wettbewerbsbehörden (2003), S. 28.</i>	71
<i>Tabelle 11: Gemeinschaftskraftwerke in Deutschland, Quelle: Jahresberichte der Unternehmen</i>	78
<i>Tabelle 12: Finales Modell Spot NP</i>	126
<i>Tabelle 13: Finales Modell – UK Spot</i>	127
<i>Tabelle 14: Finales Modell - EEX Phelix Base</i>	128
<i>Tabelle 15: Finales Modell EEX Phelix Peak</i>	128
<i>Tabelle 16: Finales Ergebnis – NP Futures Day</i>	129
<i>Tabelle 17: Finales Modell – NP Futures Combinations</i>	129
<i>Tabelle 18: Finales Ergebnis – NP Futures Week</i>	130
<i>Tabelle 19: Finales Modell – EEX Phelix Futures Base Month</i>	130
<i>Tabelle 20: Finales Modell – EEX Phelix Futures Quarter Base</i>	131
<i>Tabelle 21: Finales Modell – EEX Phelix Futures Peak Month</i>	131
<i>Tabelle 22: Finales Modell – EEX Phelix Futures Quarter Peak</i>	131
<i>Tabelle 23: Finales Modell – EEX Phelix Futures Year Base</i>	132
<i>Tabelle 24: Finales Modell – EEX Phelix Futures Year Peak</i>	132
<i>Tabelle 25: Finales Modell – NP Forward Season</i>	133
<i>Tabelle 26: Finales Modell – NP Forward Year</i>	133
<i>Tabelle 27: Finales Modell – NP Optionen Season</i>	134
<i>Tabelle 28: Finales Modell – NP Optionen Year</i>	135
<i>Tabelle 29: Externe Eigentümeranteile; verändert übernommen aus Von der Fehr et al. (1998), S. 29.</i>	140
<i>Tabelle 30: Kapitalverflechtung, verändert übernommen aus Von der Fehr et al. (1998), S. 30.</i>	140
<i>Tabelle 31: Marktanteile der größten Unternehmen an Produktion im NP Preisgebiet in Prozent - Quelle: Jahresberichte der Unternehmen mit eig. Bearb.</i>	142
<i>Tabelle 32: Marktanteile der größten Unternehmen an Kapazitäten im NP Preisgebiet in Prozent - Quelle: Jahresberichte der Unternehmen mit eig. Bearb.</i>	143
<i>Tabelle 33: Marktanteile der größten Unternehmen an Produktion in Deutschland in Prozent - Quelle: JB der Unternehmen, Bundeskartellamt (2000a) sowie (2000b) mit eig. Bearb.</i>	144
<i>Tabelle 34: Marktanteile der größten Unternehmen an Kapazitäten in Deutschland in Prozent - Quelle: JB der Unternehmen, Bundeskartellamt (2000a) sowie (2000b) mit eig. Bearb.</i>	144
<i>Tabelle 35: Marktanteile der größten Unternehmen an Produktion in Großbritannien in Prozent - Quelle: JB der Unternehmen, Monopolies and Mergers Commission (1996) mit eig. Bearb.</i>	145
<i>Tabelle 36: Marktanteile der größten Unternehmen an Kapazitäten in Großbritannien in Prozent - Quelle: JB der Unternehmen, Monopolies and Mergers Commission (1996) mit eig. Bearb.</i>	146
<i>Tabelle 37: Direkte Beteiligungen im Norden 1993; Quelle: Jahresberichte der Unternehmen mit eig. Bearb.</i>	149
<i>Tabelle 38: Direkte Beteiligungen im Norden 1994; Quelle: Jahresberichte der Unternehmen mit eig. Bearb.</i>	150
<i>Tabelle 39: Direkte Beteiligungen im Norden 1995; Quelle: Jahresberichte der Unternehmen mit eig. Bearb.</i>	151
<i>Tabelle 40: Direkte Beteiligungen im Norden 1996; Quelle: Jahresberichte der Unternehmen mit eig. Bearb.</i>	152
<i>Tabelle 41: Direkte Beteiligungen im Norden 1997; Quelle: Jahresberichte der Unternehmen mit eig. Bearb.</i>	153
<i>Tabelle 42: Direkte Beteiligungen im Norden 1998; Quelle: Jahresberichte der Unternehmen mit eig. Bearb.</i>	154
<i>Tabelle 43: Direkte Beteiligungen im Norden 1999; Quelle: Jahresberichte der Unternehmen mit eig. Bearb.</i>	155
<i>Tabelle 44: Direkte Beteiligungen im Norden 2000; Quelle: Jahresberichte der Unternehmen mit eig. Bearb.</i>	156

Tabelle 45: Direkte Beteiligungen im Norden 2001; Quelle: Jahresberichte der Unternehmen mit eig. Bearb.	157
Tabelle 46: Direkte Beteiligungen im Norden 2002; Quelle: Jahresberichte der Unternehmen mit eig. Bearb.	158
Tabelle 47: Direkte Beteiligungen im Norden 2003; Quelle: Jahresberichte der Unternehmen mit eig. Bearb.	159
Tabelle 48: Direkte Beteiligungen im Norden 2004; Quelle: Jahresberichte der Unternehmen mit eig. Bearb.	160
Tabelle 49: Direkte Beteiligungen im Norden 2005; Quelle: Jahresberichte der Unternehmen mit eig. Bearb.	161
Tabelle 50: Direkte Beteiligungen im Norden 2006; Quelle: Jahresberichte der Unternehmen mit eig. Bearb.	162
Tabelle 51: Beteiligungen in Deutschland 1999; Quelle: JB der Unternehmen, Bundeskartellamt (2000a) und Europäische Kommission (2000) mit eig. Bearb.	163
Tabelle 52: Beteiligungen in Deutschland 2000; Quelle: Jahresberichte der Unternehmen und Bundeskartellamt (2000a) mit eig. Bearb.	164
Tabelle 53: Beteiligungen in Deutschland 2001; Quelle: Jahresberichte der Unternehmen mit eig. Bearb.	165
Tabelle 54: Beteiligungen in Deutschland 2002; Quelle: Jahresberichte der Unternehmen mit eig. Bearb.	166
Tabelle 55: Beteiligungen in Deutschland 2003; Quelle: Jahresberichte der Unternehmen mit eig. Bearb.	167
Tabelle 56: Beteiligungen in Deutschland 2004; Quelle: Jahresberichte der Unternehmen mit eig. Bearb.	167
Tabelle 57: Beteiligungen in Deutschland 2005; Quelle: Jahresberichte der Unternehmen mit eig. Bearb.	168
Tabelle 58: Beteiligungen in Deutschland 2006; Quelle: Jahresberichte der Unternehmen mit eig. Bearb.	168
Tabelle 59: Bestimmtheitsmaß ( $R^2$ ) der NP Futures und Optionen – Basis: monatlicher Durchschnitt	209
Tabelle 60: Bestimmtheitsmaß ( $R^2$ ) der NP Forward-Verträge – Basis: monatlicher Durchschnitt	209
Tabelle 61: Bestimmtheitsmaß ( $R^2$ ) der EEX Grundlastverträge (unabhängige Variable = Phelix Base)	210
Tabelle 62: Bestimmtheitsmaß ( $R^2$ ) der EEX Spitzenlastverträge (unabhängige Variable = Phelix Peak)	210
Tabelle 63: Bestimmtheitsmaß ( $R^2$ ) der ICE Grundlastverträge	211
Tabelle 64: Bestimmtheitsmaß ( $R^2$ ) der ICE Spitzenlastverträge	211
Tabelle 65: t-Statistik der Parameter im nordischen Raum bei Einfachregression – NP Spot	212
Tabelle 66: t-Statistik der Parameter – AR(1) – NP Spot	212
Tabelle 67: t-Statistik der Parameter mit Strukturbruch im Jahr 2003 - NP Spot 1993 - 2002	213
Tabelle 68: t-Statistik der Parameter mit Strukturbruch im Jahr 2003 - NP Spot 2003 - 2006	213
Tabelle 69: t-Statistik der Parameter mit Strukturbruch im Jahr 2002 - NP Spot 1993 - 2001	213
Tabelle 70: t-Statistik der Parameter mit Strukturbruch im Jahr 2002 - NP Spot 2002 - 2006	213
Tabelle 71: Ergebnis Mehrfachregression Spotpreise im Norden	214
Tabelle 72: Bereinigte Ergebnisse der Mehrfachregression – NP Spot	215
Tabelle 73: Finales Modell NP	216
Tabelle 74: t-Statistik der Parameter bei Einfachregression – UK Spot	217
Tabelle 75: t-Statistik der Parameter bei Einfachregression – AR(1)-Prozess – UK Spot	217
Tabelle 76: t-Statistik der Parameter – Strukturbruch 2003 – UK Spot	217
Tabelle 77: t-Statistik der Parameter – Strukturbruch 2005 (Werte 1990 - 2004) – UK Spot	218
Tabelle 78: Ergebnisse Mehrfachregression - UK Spot	218
Tabelle 79: Bereinigte Ergebnisse - UK Spot	219
Tabelle 80: Redundant Variables - UK Spot	219
Tabelle 81: Finales Modell - UK Spot	220
Tabelle 82: t-Statistik der Parameter – EEX Phelix Base Deutschland	220
Tabelle 83: t-Statistik der Parameter – AR(1)-Prozess – EEX Phelix Base Deutschland	221
Tabelle 84: t-Statistik der Parameter – Strukturbruch 2005 (Werte 2000 - 2004) – EEX Phelix Base	221
Tabelle 85: t-Statistik der Parameter – EEX Phelix Peak Deutschland	221
Tabelle 86: t-Statistik der Parameter – AR(1)-Prozess – EEX Phelix Peak Deutschland	221
Tabelle 87: t-Statistik der Parameter – Strukturbruch 2005 (Werte 2000 - 2004) – EEX Phelix Peak	221
Tabelle 88: Finales Modell EEX Phelix Base	222
Tabelle 89: Finales Modell EEX Phelix Peak	223
Tabelle 90: t-Statistik der Parameter – NP Futures Day	224
Tabelle 91: t-Statistik der Parameter – AR(1) – NP Futures Day	224
Tabelle 92: t-Statistik der Parameter – Strukturbruch – NP Futures Day	224
Tabelle 93: Finales Ergebnis – NP Futures Day	225
Tabelle 94: t-Statistik der Parameter – NP Futures Week	226
Tabelle 95: t-Statistik der Parameter – AR(1) – NP Futures Week	226
Tabelle 96: t-Statistik der Parameter – Strukturbruch – NP Futures Week	226
Tabelle 97: Mehrfachregression – NP Futures Week	227
Tabelle 98: Ergebnis Redundant Variable Test – NP Futures Week	227

<i>Tabelle 99: Finales Ergebnis – NP Futures Week</i>	228
<i>Tabelle 100: t-Statistik der Parameter – NP Futures Combinations</i>	228
<i>Tabelle 101: t-Statistik der Parameter – AR(1) – NP Futures Combinations NP</i>	229
<i>Tabelle 102: Finales Modell – NP Futures Combinations</i>	229
<i>Tabelle 103: t-Statistik der Parameter – ICE Month Base Futures</i>	230
<i>Tabelle 104: t-Statistik der Parameter – ICE Month Peak Futures</i>	230
<i>Tabelle 105: t-Statistik der Parameter – ICE Quarter Base Futures</i>	230
<i>Tabelle 106: t-Statistik der Parameter – ICE Quarter Peak Futures</i>	230
<i>Tabelle 107: t-Statistik der Parameter – ICE Season Base Futures</i>	231
<i>Tabelle 108: t-Statistik der Parameter – ICE Season Peak Futures</i>	231
<i>Tabelle 109: t-Statistik der Parameter – EEX Phelix Futures Base Month</i>	232
<i>Tabelle 110: t-Statistik der Parameter – AR(1) – EEX Phelix Futures Base Month</i>	232
<i>Tabelle 111: Finales Modell – EEX Phelix Futures Base Month</i>	232
<i>Tabelle 112: t-Statistik der Parameter – EEX Phelix Futures Peak Month</i>	233
<i>Tabelle 113: t-Statistik der Parameter – AR(1) – EEX Phelix Futures Peak Month</i>	233
<i>Tabelle 114: Finales Modell – EEX Phelix Futures Peak Month</i>	233
<i>Tabelle 115: t-Statistik der Parameter – EEX Phelix Futures Quarter Base</i>	234
<i>Tabelle 116: t-Statistik der Parameter – AR(1) – EEX Phelix Futures Quarter Base</i>	234
<i>Tabelle 117: Finales Modell – EEX Phelix Futures Quarter Base</i>	234
<i>Tabelle 118: t-Statistik der Parameter – EEX Phelix Futures Quarter Peak</i>	235
<i>Tabelle 119: t-Statistik der Parameter – AR(1) – EEX Phelix Futures Quarter Peak</i>	235
<i>Tabelle 120: Finales Modell – EEX Phelix Futures Quarter Peak</i>	235
<i>Tabelle 121: t-Statistik der Parameter – EEX Phelix Futures Year Base</i>	236
<i>Tabelle 122: t-Statistik der Parameter – AR(1) – EEX Phelix Futures Year Base</i>	236
<i>Tabelle 123: Finales Modell – EEX Phelix Futures Year Base</i>	236
<i>Tabelle 124: t-Statistik der Parameter – EEX Phelix Futures Year Peak</i>	237
<i>Tabelle 125: t-Statistik der Parameter – AR(1) – EEX Phelix Futures Year Peak</i>	237
<i>Tabelle 126: Finales Modell – EEX Phelix Futures Year Peak</i>	237
<i>Tabelle 127: t-Statistik der Parameter – NP Forward Month</i>	238
<i>Tabelle 128: t-Statistik der Parameter – NP Forward Quarter</i>	238
<i>Tabelle 129: t-Statistik der Parameter – NP Forward Season</i>	239
<i>Tabelle 130: t-Statistik der Parameter – AR(1) – NP Forward Season</i>	239
<i>Tabelle 131: t-Statistik der Parameter – Strukturbruch – NP Forward Season</i>	239
<i>Tabelle 132: Ergebnis Mehrfachregression exkl. WATER – NP Forward Season</i>	240
<i>Tabelle 133: Ergebnis Mehrfachregression mit HHI_Kap exkl. WATER – NP Forward Season</i>	240
<i>Tabelle 134: Finales Modell – NP Forward Season</i>	241
<i>Tabelle 135: t-Statistik der Parameter – NP Forward Year</i>	242
<i>Tabelle 136: t-Statistik der Parameter – Strukturbruch – NP Forward Year NP</i>	242
<i>Tabelle 137: t-Statistik der Parameter – AR(1) – NP Forward Year NP</i>	242
<i>Tabelle 138: Mehrfachregression – NP Forward Year</i>	243
<i>Tabelle 139: t-Statistik der Parameter – UK Forward Month Index</i>	244
<i>Tabelle 140: t-Statistik der Parameter – UK Forward Quarter Index</i>	244
<i>Tabelle 141: t-Statistik der Parameter – UK Forward Season Index</i>	244
<i>Tabelle 142: t-Statistik der Parameter – NP Optionen Season</i>	245
<i>Tabelle 143: t-Statistik der Parameter – Strukturbruch – NP Optionen Season NP</i>	245
<i>Tabelle 144: Finales Modell – NP Optionen Season</i>	245
<i>Tabelle 145: t-Statistik der Parameter – NP Optionen Year</i>	246
<i>Tabelle 146: t-Statistik der Parameter – Strukturbruch – NP Optionen Year NP</i>	246
<i>Tabelle 147: Finales Modell – NP Optionen Year</i>	247
<i>Tabelle 148: t-Statistik der Parameter – EEX Optionen OIBM Mittelwerte</i>	248
<i>Tabelle 149: t-Statistik der Parameter – EEX Optionen OIBQ Mittelwerte</i>	248
<i>Tabelle 150: t-Statistik der Parameter – EEX Optionen OIBY Mittelwerte</i>	248



# 1 Einleitung

## 1.1 Motivation

Mit der EU-Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie 96/92/EG wurde die Basis für die Neugestaltung der Elektrizitätsmärkte der EU-Mitgliedsländer gelegt. Diese Richtlinie musste bis zum 19. Februar 1999 in nationales Recht umgesetzt werden. Sie enthielt Rahmenbedingungen für die Öffnung der bestehenden Stromlandschaft: u. a. Zugang zum Markt, Liberalisierung des Kraftwerks- und Leitungsbaues, Regelung des Netzzugangs und Förderung von erneuerbaren Energiequellen. Hauptziel war die Einführung eines auf Wettbewerb basierenden freien Marktes über die Ländergrenzen hinaus.<sup>1</sup> Dadurch wurden eine Steigerung der Effizienz bei der Erzeugung, Übertragung und Verteilung von Strom und die Gewährleistung der Versorgungssicherheit innerhalb der EU erwartet.<sup>2</sup>

Lange Zeit wurde die Elektrizitätsversorgung als eine nationale, öffentliche Aufgabe gesehen. Ähnlich wie die Telekommunikation wurde diese Branche als natürliches Monopol betrachtet. Rohracher (2007) sieht für die historische Entwicklung des Elektrizitätsmarktes v. a. ein Zusammenwirken von technologischen und institutionellen Faktoren verantwortlich. Institutionell basierte die Energiewirtschaft auf öffentlichen Monopolen in der Erzeugung, beim Stromnetz und im Vertrieb. Durch die Stromproduktion in zentralen fossilen und nuklearen Kraftwerken wurden durch Skalenerträge (engl. „economies of scale“) Großherzeuger bevorzugt.<sup>3</sup> Ein Argument für die monopolistische Struktur waren dabei die sehr hohen Fixkosten (z. B. durch den Bau von Leitungen und Kraftwerken) und im Vergleich dazu sehr niedrigen Grenzkosten. Deshalb wurden diese Unternehmen entweder reguliert bzw. gleich von der öffentlichen Hand geführt. Im Laufe der Zeit entwickelten sich unterschiedliche Marktstrukturen in verschiedenen Ländern, meist mit einem großen nationalen Anbieter.<sup>4</sup> Mit der Weiterentwicklung hin zu dezentralen Energietechnologien erfolgte eine Abschwächung der Sichtweise, dass die Stromproduktion ein natürliches Monopol darstelle. Durch die Kopplung von Gas- mit Dampfturbinen zu GuD-Kombikraftwerken entstand bereits in den 1970er-Jahren eine Technologie, deren Eigenschaften sie für deregulierte Strommärkte prädestiniert machte: Durch einen hohen Wirkungsgrad, sehr kurze Anfahrzeiten, geringe

---

<sup>1</sup> EG-Richtlinie 96/92/EG, (1), (2), (9), (23), (25), (28) sowie Artikel 1.

<sup>2</sup> Wietschel, Martin (2000), S. 121.

<sup>3</sup> Rohracher, Harald (2007), S. 134.

<sup>4</sup> Varian, Hal R. (1999), S. 425ff.

Betriebs- und Wartungskosten, kurze Konstruktionszeiten und geringe Investitionskosten, stellten GuDs im Vergleich zu den traditionellen Technologien besonders flexible, kostengünstige und schnell einsetzbare Kraftwerke dar. Mit der steigenden Kosteneffizienz der GuDs wurde das Ende des Arguments der „economies of scale“ und der Stromproduktion als natürliches Monopol eingeläutet.<sup>5</sup>

Diese technologischen Entwicklungen öffneten auch in der Elektrizitätswirtschaft die Tore für die Theorie der perfekten Konkurrenz. In einem Markt mit perfektem Wettbewerb bestimmt sich der Preis ausschließlich über das Treffen von Angebot und Nachfrage. Dieser Gleichgewichtspreis wird als gegeben angesehen. Er kann nicht von den Marktteilnehmern kontrolliert bzw. über den eigenen Output beeinflusst werden.<sup>6</sup> Typische Charakteristika eines Marktes mit perfekter Konkurrenz sind eine große Zahl an Marktteilnehmern und ein homogenes Produkt. Der „Gewinn“ für die Volkswirtschaft ist bei perfekter Konkurrenz verglichen mit anderen Marktformen am höchsten: Konsumenten zahlen den niedrigst möglichen Preis. Die aggregierten Gewinne der Teilnehmer liegen langfristig gesehen bei null. Die Unternehmen wählen eine effiziente Menge. Von Seiten des einzelnen Unternehmens bedeutet dies, dass es seine Gewinne nur über die Bestimmung der Menge bzw. über eine Kostensenkung maximieren kann, da der Preis vom Markt vorgegeben wird. Große Gewinne sind nicht möglich, sondern nur eine Deckung der Kosten.<sup>7</sup> Im Gegensatz zum Markt mit perfekter Konkurrenz ist es Unternehmen in einem monopolistischen oder oligopolistischen Markt möglich, Marktmacht auszuüben. Ein Unternehmen mit dominanter Position kann den Marktpreis beeinflussen, sei es über die Veränderung der angebotenen Menge oder die Festsetzung des Preises. Das einzelne Unternehmen entscheidet sich für jene Kombination aus Preis und produzierter Menge, die es ihm ermöglicht, den eigenen Profit zu maximieren.<sup>8</sup>

Bereits zu Beginn der 1990er-Jahre verabschiedeten sich daher einige Länder in Europa von der traditionellen Sichtweise. Es folgten Liberalisierung, Deregulierung und tlw. Privatisierung und Umstrukturierung der Elektrizitätsmärkte. Marktplätze für den Handel mit Strom wurden eingeführt. Mit der Gründung von Strombörsen sind diese für die

---

<sup>5</sup> Rohracher, Harald (2007), S. 135ff.

<sup>6</sup> Varian, Hal R. (1999), S. 284ff.

<sup>7</sup> Ebd., S. 376ff und S. 387ff.

<sup>8</sup> Ebd., S. 414ff und S. 468.



Preissetzung im neuen Markt verantwortlich. Hier soll aus dem Zusammentreffen von Angebot und Nachfrage der bestmögliche Preis der neuen wettbewerbsorientierten Elektrizitätsbranche ermittelt werden. Mit der EU-Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie wurde die Einführung eines wettbewerbsfähigen Marktes für alle EU-Länder verpflichtend. Die Umsetzung allerdings ist ebenfalls national geprägt. In den einzelnen Ländern entwickelten sich unterschiedliche Strukturen (Vgl. Kapitel 3.1).

In den letzten Jahren nahmen die Diskussionen rund um die neuen Elektrizitätsmärkte zu. Einerseits rückte das Thema Energie allgemein in den Mittelpunkt der öffentlichen Diskussion, andererseits sorgte v. a. die Entwicklung der Strompreise für Aufregung. Ob in Tageszeitungen oder im TV, Stromspartipps und neue Meldungen zu Preiserhöhungen sind leicht zu finden. Darüber hinaus konnte in Europa ein Trend zu verstärkter Konzentration der Märkte bemerkt werden. Große Unternehmen wurden durch Fusionen und Akquisitionen noch größer. Die einzelnen Unternehmen orientieren sich nicht mehr nur am heimischen Markt, sondern sind auch im Ausland aktiv tätig (Vgl. Kapitel 3.3.1). Diese Entwicklungen werfen natürlich Fragen auf, auf welche diese Arbeit Antworten zu finden sucht.

**Die zentrale Fragestellung dieser Diplomarbeit lautet deshalb wie folgt:**

Wie beeinflusst die aktuelle Marktsituation und Marktkonzentration die Spotpreise bzw. die zukünftigen Preise (Terminkontrakte) der einzelnen Strombörsen?

Um diese Frage zu beantworten, sollen auch Nebenfragen genauer erörtert werden:

1. Welche Faktoren der Marktmacht werden in der Literatur behandelt? Wie haben sich diese Faktoren in den drei gewählten Märkten entwickelt?
2. Hat die Öffnung der Märkte wirklich zu einem perfekten Wettbewerb mit ausreichend vielen Anbietern geführt?
3. Oder aber gibt es einen direkten Zusammenhang zwischen erhöhter Marktkonzentration und den Preiserhöhungen der letzten Jahre?
4. Welchen Einfluss haben die erwähnten Faktoren auf die Preise der Strombörsen?

Ausgangspunkt der Analyse ist immer, dass bereits die aktuelle Situation nicht nur die aktuellen Preise sondern auch jene der Zukunft beeinflusst, also: Die Marktmacht von heute bewirkt bereits heute eine Erhöhung der Preise von morgen.

## ***1.2 Auswahl der Märkte***

Die in dieser Arbeit behandelten Märkte sind Großbritannien, Deutschland und Skandinavien.<sup>9</sup> Die Auswahl erfolgte aufgrund mehrerer Kriterien, die kurz erläutert werden sollen:

**Alter des Marktes:** Großbritannien und Skandinavien sind jene europäischen Gebiete mit der längsten Erfahrung eines geöffneten Elektrizitätsmarktes. Während England und Wales bereits 1990 den Wettbewerb in der Branche einführen, geht der norwegische Markt auf das Jahr 1991 zurück. Demgegenüber stellt Deutschland einen relativ jungen Markt dar, mit der Einführung der Strombörse im Jahr 2000 (Vgl. Kapitel 3.1).

**Konzentration des Ursprungmarktes:** Die beiden ältesten Märkte Europas wiesen zu Beginn der Markteinführung zwei sehr unterschiedliche Strukturen auf. Während der britische Markt von zwei Produzenten dominiert wurde, hatte der nordische Markt bereits zu Beginn eine große Anzahl kleinerer Spieler. Deutschland kann mit seinen neun Verbundunternehmen zu Beginn der Markteinführung zwischen den beiden oben genannten Märkten angesiedelt werden (Vgl. Kapitel 3.1 und Kapitel 3.3.1).

**Entwicklungen am Markt:** Betreffend der Entwicklung am Markt gingen die Gebiete eigene Wege. Großbritannien setzte zunächst auf eine Zerschlagung der bestehenden großen Unternehmen, um die Marktkonzentration zu senken. Der Norden sah davon ab und setzte auf eine kontinuierliche Markterweiterung, um die bereits niedrige Konzentration zu erhalten bzw. um die Marktanteile von großen Unternehmen zu verringern. In Deutschland unterblieb ein Eingriff von Seiten der Politik (Vgl. Kapitel 3.3.1).

---

<sup>9</sup> Unter Skandinavien werden in dieser Arbeit Dänemark, Schweden, Norwegen und Finnland verstanden. Dies ist weder geographisch noch kulturell korrekt. Dennoch wird Skandinavien oft als Synonym für den nordischen Raum verwendet. Aus Gründen der Einfachheit schließt sich die vorliegende Arbeit dieser Verwendung des Begriffes an.

**Privatisierungsgrad:** Privatisierung bildete ein wesentliches Element der Umstrukturierung des britischen Marktes. Die ehemals staatlichen Unternehmen der Branche wurden sukzessive privatisiert. Heute bleiben somit rein private Spieler am Markt. Der nordische Markt war von Beginn an öffentlich geprägt. Deutschland sah zu Beginn die Versorgung mit Elektrizität zwar als eine öffentliche Aufgabe, privatisierte aber im Laufe der Jahre (Vgl. Kapitel 3.1 und 3.3.2).

**Größe des Marktes:** Deutschland stellt den größten Markt in Europa dar. Der Norden und Großbritannien hingegen wiesen ein Stromaufkommen in etwa gleicher Höhe auf (Vgl. Kapitel 3.3.3).

**Offenheit des Marktes:** Während Deutschland regen Handel mit seinen Nachbarn betreibt und auch über dementsprechend gut ausgebaute Übertragungskapazitäten verfügt, müssen Großbritannien, eine Insel, und Skandinavien, eine Halbinsel, als relativ geschlossene Märkte betrachtet werden.<sup>10</sup>

### ***1.3 Datenmaterial***

Die Entscheidung, Jahresdaten heranzuziehen, erfolgte aufgrund der zur Verfügung stehenden Daten zur Berechnung der Marktkonzentration. Die Angaben zu Kapazitäten, Produktion und Anteil der öffentlichen Hand an den einzelnen Unternehmen im jeweiligen Jahr stammen großteils aus den Jahresberichten der einzelnen Unternehmen. Die Unternehmen stellen diese Berichte für die letzten Jahre online zur Verfügung. Bei weiter zurück liegenden Jahren können diese in den meisten Fällen direkt angefragt werden. Quartals- oder Monatsberichte sind nur für einen kürzeren Zeitraum zu erhalten bzw. werden von den Unternehmen für länger zurück liegende Perioden nicht mehr zur Verfügung gestellt. Da diese Arbeit, die Märkte seit Beginn der Tätigkeit der Strombörsen untersucht, musste somit die Wahl auf durchschnittliche Jahreswerte fallen. Saisonalen Schwankungen bzw. Preisspitzen kann somit nicht mehr Rechnung getragen werden.

---

<sup>10</sup> Midttun, Atle (2001), S. 379ff.

Zudem wurden nicht alle Unternehmen des Marktes erfasst, sondern nur die größten Unternehmen herangezogen. Diese Vorgangsweise entspricht jener der nordischen Wettbewerbsbehörden.<sup>11</sup>

Die Daten betreffend Nettoproduktion, Konsum, Produktionstechnologien und Kapazitäten stammen von Eurostat (Annual Electricity Statistics). Diese können von den Daten der jeweiligen nationalen statistischen Ämtern abweichen, wurden jedoch gewählt, damit die Basis für den Vergleich so einheitlich wie möglich bleibt. Die Daten zur Höchstlast kommen von Nordel (Annual statistics), VDN (Leistungsbilanzen) und BERR (Energy statistics - Electricity).

Bei den Preisen handelt sich es um Spotmarkt- und Terminpreise der einzelnen Börsen. Daraus ergibt sich, dass die Untersuchung sich auf den Zeitraum von Beginn der Handelstätigkeit an den einzelnen Strombörsen bis Jahresende 2006 erstreckt. Terminkontrakte wurden erst nach dem Spotmarkt eingeführt. Es stehen somit nur kürzere Zeitreihen zur Verfügung. Die Preise stammen von den Strombörsen Nord Pool (Skandinavien), EEX (Deutschland), Electricity Pool of England & Wales (Großbritannien 1990 – 2001), APX Power UK (Großbritannien ab 2001) sowie von ICE Futures (Großbritannien). Die Forward-Preise des britischen Marktes werden von der APX Power UK nicht zur Verfügung gestellt. Deshalb wurden die Indices von Platts (The McGraw-Hill Companies) herangezogen.

#### ***1.4 Aufbau der Arbeit***

Diese Arbeit weist drei große Themenblöcke auf: Theorie, Analyse und Vergleich der Märkte und Präsentation der Ergebnisse des ökonometrischen Modells.

Der Theorieteil widmet sich einerseits grundlegenden Definitionen zum Wettbewerb und zur Restrukturierung der Elektrizitätsmärkte, um danach auf Marktmacht im Allgemeinen und Marktmacht am Elektrizitätsmarkt einzugehen: Welche Arten von Marktmacht können hier gefunden werden? Welche grundlegenden Theorien kamen von wissenschaftlicher Seite? Welche Einflussfaktoren sind am Elektrizitätsmarkt anzutreffen? Dies sind die Fragen, die in diesem Kapitel beantwortet werden sollen. Andererseits erfolgt im Kapitel

---

<sup>11</sup> Nordische Wettbewerbsbehörden (2003), S. 41f.

2.3 eine Einführung in die Finanzwissenschaft betreffend der Arten von Termingeschäften und deren Zusammenhang mit den Spotpreisen – mit besonderer Berücksichtigung der Eigenschaften des Produktes Elektrizität.

Dem Theorieteil folgt der analytische Teil. Dieser wird mit einer allgemeinen Vorstellung der drei ausgewählten Märkte eingeleitet. Basierend auf Kapitel 2.1.2 wird kurz auf die Marktstruktur vor der Liberalisierung und die erfolgten Restrukturierungsmaßnahmen eingegangen. Diesem einleitenden Teil folgt die Darstellung der angewandten Methode. Der Präsentation der einzelnen Vergleichsparameter ist jeweils ein eigenes Unterkapitel gewidmet, indem zuerst die einzelnen Märkte behandelt werden, gefolgt von einem Märktevergleich. Diese Struktur wurde gewählt, um genügend Informationen anbringen zu können und dennoch Übersichtlichkeit zu bewahren. Folgende Reihung der Parameter wurde gewählt: Marktkonzentration, Eigentümerstruktur, Entwicklung von Angebot und Nachfrage, Produktionstechnologien und Entwicklung der Kapazitäten. Der letzte Abschnitt des Praxisteils umfasst die Präsentation der Ergebnisse des ökonometrischen Modells und eine Zusammenfassung dieser. Aus Gründen der Übersichtlichkeit teilt sich dieser Teil in Ergebnisse Spotpreise und Ergebnisse finanzielle Kontrakte, um mit einer kurzen allgemeinen Zusammenfassung zu schließen. Auf die Ergebnistabellen von EViews wurde dabei größtenteils verzichtet. Für Interessierte gibt es einen eigenen Anhang zum ökonometrischen Modell mit sämtlichen Ergebnissen in Tabellenform inklusive etwaigen Anmerkungen.

Abschließend soll noch auf den umfangreichen Anhang hingewiesen werden. Dieser enthält die Tabellen, die zur Berechnung des HHI und des korrigierten HHI herangezogen wurden sowie eine genaue Darstellung der Berechnung des korrigierten HHI nach Von der Fehr et al. (1998). Ebenso sind die Preise der Strombörsen seit ihrem Beginn bis zum Jahr 2007 in Grafiken abgebildet. Der Großteil befasst sich vorwiegend mit dem gesamten nordischen Markt. Interessierte finden deshalb im Anhang Informationen zu den einzelnen nordischen Ländern betreffend Angebot, Nachfrage und Entwicklung der Kapazitäten.

## 2 Theoretischer Teil

### 2.1 Definitionen ...

#### 2.1.1 ... zur Preisbildung aus der Volkswirtschaftslehre

Anfänglich soll die traditionelle Theorie der Volkswirtschaftslehre für perfekte Märkte skizziert werden, da sie den Grundgedanken der Liberalisierung beinhaltet. Neben Märkten mit perfekter Konkurrenz sollen auch die Definitionen von Märkten mit preiskontrollierenden Unternehmen angeführt werden.

##### 2.1.1.1 Die perfekte Konkurrenz

Am Markt mit perfektem Wettbewerb agieren Unternehmen nur als „**price-takers**“, d. h. sie können den Preis am Markt nicht beeinflussen. Die Unternehmen versuchen sehr wohl ihren Gewinn zu maximieren, jedoch unter der Annahme, dass sie der Preis vom Markt über das Treffen von Angebot und Nachfrage vorgegeben wird. Voraussetzung für die perfekte Konkurrenz ist generell eine möglichst große Anzahl von Akteuren sowohl auf der Angebots- als auch auf der Nachfrageseite, wobei sie klein genug sein müssen, um den Preis nicht beeinflussen zu können. Die Produzenten produzieren in diesem Falle genau soviel, um ihre **Grenzkosten** zu decken, und die Konsumenten ihrerseits fragen genau soviel nach, damit ihr Grenznutzen des Konsums dem Preis entspricht. Das Gleichgewicht einer perfekten Konkurrenz findet sich folglich bei:

$$\text{Grenzkosten der Produktion} = \text{Preis} = \text{Grenznutzen}.^{12}$$

Graphisch kann dies wie folgt dargestellt werden:

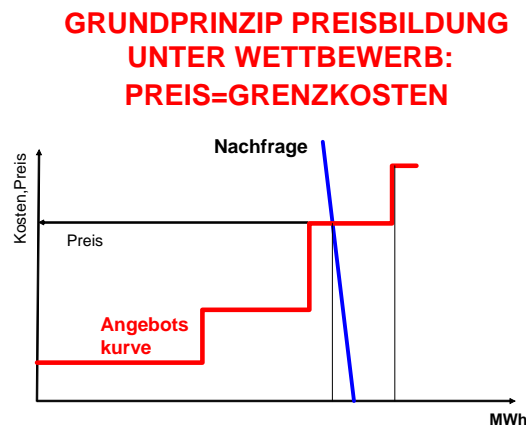


Abbildung 1: Grundprinzip der Preisbildung bei Wettbewerb; Quelle: Haas, Reinhard (2005), S. 126.

<sup>12</sup> Halseth, Arve (1998), S. 7ff.

Dieses Gleichgewicht stellt die bestmögliche Lösung für die Volkswirtschaft dar. Die Summe des Produzenten- und Konsumentenüberschusses wird hier maximiert.<sup>13</sup> Langfristig sollte der Preis in der Nähe der minimalen Durchschnittskosten liegen, d. h. große Gewinne für einzelne Unternehmen sollten nicht möglich sein, sofern andere Unternehmen nicht am Markteintritt gehindert werden. Dies war auch der ausschlaggebende Gedanke der Liberalisierung. Während davor viele Länder auf ein staatliches Monopol setzten, in dem der Preis über den Grenzkosten lag und die Produzenten auf Kosten der Konsumenten ihren Überschuss erhöhten und nicht die optimale Menge zur Verfügung stellten, sollte mit dem Schritt zur neuen Marktordnung die Theorie der perfekten Konkurrenz in die Praxis umgesetzt werden.<sup>14</sup>

### 2.1.1.2 Das Monopol

Das Monopol umschreibt einen Markt mit nur einem Unternehmen in einem bestimmten Gebiet. Damit kann das Unternehmen jenen Marktpreis und jene Menge bestimmen, die den eigenen Gewinn maximieren. Der Preis wird somit nicht vom Markt bestimmt und liegt über den Grenzkosten. Durch den erhöhten Preis – im Vergleich zur perfekten Konkurrenz – erfolgt eine geringere Produktion aufgrund einer verringerten Nachfrage, d. h. die produzierte Menge ist nicht effizient. Als Argumente für Monopole werden so genannte Skalenerträge und historische Entwicklungen des betreffenden Marktes genannt.<sup>15</sup>

Ist die monopolistische Situation auf die eingesetzte Technologie zurückzuführen, handelt es sich um ein **natürliches Monopol**. Dieses ist durch hohe Fixkosten und niedrige Grenzkosten gekennzeichnet. Eine Preissetzung auf Basis der Grenzkosten führt hier zu einem Verlust, da die Fixkosten nicht gedeckt werden können. Solche natürlichen Monopole sind meist reguliert oder werden von der öffentlichen Hand geführt.<sup>16</sup>

### 2.1.1.3 Das Oligopol

In einem Oligopol können die Marktteilnehmer Einfluss auf die Preisbildung nehmen, weil keine ausreichende Konkurrenz vorhanden ist. Die Möglichkeit, das Marktgeschehen

---

<sup>13</sup> Ebd., S. 7ff.

<sup>14</sup> Varian, Hal R. (1999), S. 392ff.

<sup>15</sup> Ebd., S. 414ff.

<sup>16</sup> Varian, Hal R. (1999), S. 425ff.

durch Preis- oder Mengenvariationen zu beeinflussen, wird als **Marktmacht** bezeichnet. Ein **Angebotsoligopol** entspricht einer kleinen Anzahl von Unternehmen auf der Angebotsseite. Das **Nachfrageoligopol** ist bestimmt durch eine geringe Anzahl von Akteuren auf der Nachfrageseite. Den einzelnen Akteuren stehen dabei verschiedene Strategien zur Verfügung, um ihren eigenen Gewinn zu maximieren.<sup>17</sup>

Das Stackelberg-Modell beschäftigt sich mit der Auswirkung der Mengenführerschaft (**Quantity Leadership**), wobei eine Firma vor der anderen ihre Menge festsetzt. Die übrigen Firmen treffen ihre Produktionsentscheidungen auf Grundlage der vom Marktführer gegebenen Menge, wobei dieser die Strategien der anderen Marktteilnehmer mitberücksichtigen muss. Im Falle der Preisführerschaft (**Price Leadership**) gibt eine Firma den Preis vor. Sie muss auch hier mögliche Reaktionen der Konkurrenten abwägen. Diese entscheiden darüber, wie viel sie zu dem vorgegebenen Preis produzieren möchten.<sup>18</sup>

Das **Cournot-Modell** versucht simultane Entscheidungsfindung der einzelnen Spieler hinsichtlich ihrer Produktionsmenge zu berücksichtigen. Die Spieler treffen aufgrund eigener Schätzungen des Outputs der Konkurrenten ihre optimale Produktionsstrategie. Den Preis bestimmt der Markt. Die Cournot-Lösung bei mehreren kleineren Unternehmen liegt nahe an der Lösung der perfekten Konkurrenz. Dem gegenüber steht der **Bertrand-Wettbewerb**. Die Firmen bestimmen hier unter Einbeziehung der Entscheidungen der anderen Marktteilnehmer ihren Preis und lassen den Markt über die Menge entscheiden. Das Bertrand-Gleichgewicht entspricht dem Gleichgewicht der perfekten Konkurrenz.<sup>19</sup>

Während obige Modelle unabhängig agierende Teilnehmer voraussetzen, geht die Theorie des **Kartells** (Collusion) von einer Zusammenarbeit dieser aus, um die Gewinne der Branche zu maximieren und untereinander aufzuteilen.<sup>20</sup>

---

<sup>17</sup> Ebd., S. 468f.

<sup>18</sup> Ebd., S. 469ff.

<sup>19</sup> Ebd., S. 477ff.

<sup>20</sup> Ebd., S. 483ff.



#### 2.1.1.4 Die Spieltheorie

Die Spieltheorie (engl. game theory) beschäftigt sich mit der Analyse strategischer Interaktionen zwischen mehreren Spielern auf einem oligopolistischen Markt. Varian (1999) geht dabei von drei möglichen Varianten aus: Bei **sequentiellen** Spielen gibt eine Firma ihre Strategie vor (siehe 2.1.1.3 Mengen- und Preisführerschaft). Gleichzeitiges Wählen der Strategie führt zu einem **simultanen** Spiel (siehe 2.1.1.3 Cournot und Bertrand), und schließlich nennt man Zusammenarbeit **kooperative** Spiele (siehe 2.1.1.3 Kartell).

Gibt es in einem Spiel nur eine einzige optimale Lösung für einen Teilnehmer, so wird diese als **dominante Strategie** bezeichnet. Diese Strategie bleibt für den einzelnen Akteur optimal, egal für welche Strategie sich die Konkurrenten entscheiden. Bei zwei Spielern mit jeweils einer dominanten Strategie kann es zu einem so genannten Gleichgewicht der dominanten Strategien kommen, welches wie folgt aussehen kann (Die dominante Strategie der Spieler wurde rot gekennzeichnet, die Gleichgewichtslösung fett hervorgehoben.)<sup>21</sup>:

**Tabelle 1: Gleichgewicht dominanter Strategien; Varian, Hal R. (1999), S. 495.**

		Spieler B	
		links	rechts
Spieler A	Oben	1,2	0,1
	Unten	<b>2,1</b>	1,0

Solche Gleichgewichte sind nur leider selten anzutreffen. Eine weitere Variante stellt das **Nash-Gleichgewicht** dar, welches einem Cournot-Gleichgewicht entspricht: Der einzelne Akteur maximiert seinen Gewinn unter Berücksichtigung vom erwarteten Verhalten des anderen Spielers. Problematisch hierbei ist, dass ein Spiel nicht nur eine Gleichgewichtslösung bzw. keine haben kann.<sup>22</sup>

<sup>21</sup> Ebd., S. 492 ff.

<sup>22</sup> Ebd., S. 494f.

**Tabelle 2: Spiel mit 2 Nash-Gleichgewichten;**  
**Varian, Hal R. (1999), S. 494.**

		Spieler B	
		links	Rechts
Spieler A	oben	<b>2,1</b>	0,0
	unten	0,0	<b>1,2</b>

**Tabelle 3: Spiel ohne Nash-Gleichgewicht;**  
**Varian, Hal R. (1999), S. 495.**

		Spieler B	
		links	rechts
Spieler A	oben	0,0	0, -1
	unten	1,0	-1,3

Dies gilt bei **reinen Strategien**, d. h. ein Spieler wählt eine Strategie und bleibt dabei. **Gemischte Strategien** ergeben sich dann, wenn jede Wahlmöglichkeit, eine bestimmte Wahrscheinlichkeit gewählt zu werden, zugewiesen bekommt. In diesem Fall existiert immer ein Nash-Gleichgewicht.<sup>23</sup>

Im Gegensatz zu einmaligen Spielen bieten **wiederholte Spiele** die Möglichkeit, Akteure für nicht erwünschtes Verhalten zu bestrafen. Damit kann ein Klima für Zusammenarbeit geschaffen werden, so lange alle Parteien an zukünftige Gewinne denken (**unendliches Spiel**). Kartelle agieren auf diese Weise. So lange alle Spieler höhere Preise verlangen, können alle hohe Gewinne verzeichnen. Versucht ein Spieler durch eine Senkung des Preises Marktanteile anderer zu erhalten und somit seinen Gewinn auf Kosten der anderen zu erhöhen, können die anderen Spieler in der nächsten Runde ihre Preise senken und somit diesen Konkurrenten bestrafen. Eine mögliche Folge kann ein Preiskrieg sein, welcher im Nash-Gleichgewicht endet. Die Gefahr der Bestrafung kann zu einer Strategie der hohen Preise führen. Das Nash-Gleichgewicht bei Bertrand-Spielen entspricht der Lösung der perfekten Konkurrenz, d. h. der niedrigst mögliche Preis wird verlangt. Durch einmalige Bestrafung für nicht erwünschtes Verhalten können die Mitglieder eines Kartells zu zukünftiger Zusammenarbeit animiert werden.<sup>24</sup>

### 2.1.2 ... zur Systematik der Restrukturierung der Märkte

Ein Abgehen von einem monopolistischen hin zu einem polypolistischen Markt bedingt tiefgreifende Veränderungen der Marktstruktur. In diesem Zusammenhang fallen immer wieder die Begriffe Deregulierung, Privatisierung, Liberalisierung und Entflechtung. Zum besseren Verständnis sollen diese vorweg definiert werden.

---

<sup>23</sup> Ebd., S. 495f.

<sup>24</sup> Ebd., S. 483ff und 498ff.

### **2.1.2.1 Deregulierung**

Regulierung bedeutet das Eingreifen der öffentlichen Hand in Belange des freien Marktes. Deregulierung dementsprechend bedeutet einen Abbau dieser Eingriffe. Am Elektrizitätsmarkt wurde hier v. a. ein Eingreifen bei der Preissetzung gemeint. Preisderegulierung ist eine wichtige Voraussetzung für die Einführung des Wettbewerbs.<sup>25</sup> Die Preisbildung in deregulierten Märkten erfolgt über den Markt. Wichtig bei der Umstrukturierung ist daher die Bildung einer geeigneten Handelsplattform. Am Elektrizitätsmarkt entstanden dabei die so genannten Strombörsen.

### **2.1.2.2 Privatisierung**

Privatisierung bedeutet – wie der Name schon andeutet – ein Übergehen des Besitzes aus öffentlicher Hand in private. Es ist dabei nur eine Veränderung der Besitzverhältnisse gemeint. Im gleichen Atemzug ändert das Unternehmen auch die Zielsetzung von öffentlichen Anliegen hin zur Profitmaximierung (falls diese nicht schon beim öffentlichen Unternehmen vorherrschend war).<sup>26</sup>

### **2.1.2.3 Liberalisierung**

Ziel von Deregulierung und Privatisierung ist die Liberalisierung. Diese wird dadurch definiert, dass vormals geschützte Bereiche (Monopole) dem Wettbewerb ausgesetzt werden, und Konsumenten ihren Anbieter somit frei wählen können. Liberalisierung allein führt nicht zum Entstehen einer perfekten Konkurrenz. Grundvoraussetzung dafür bildet eine entsprechende Struktur des Marktes mit einer Vielzahl an Mitbewerbern.<sup>27</sup>

### **2.1.2.4 Unbundling (Entflechtung)**

Zentral in der Theorie zur Restrukturierung der Elektrizitätsmärkte ist das Unbundling (dt. Entflechtung). Dabei wird in vertikale und horizontale Entflechtung unterschieden. Das horizontale Unbundling umschreibt die Trennung nach Produkt, das vertikale die Trennung der Unternehmensbereiche nach der Wertschöpfungskette. In der Elektrizitätswirtschaft bedeutet letzteres die zumindest getrennte Führung von Bereichen für Produktion, Übertragungsnetz und Vertrieb. Die schärfste Form der vertikalen Entflechtung integrierter

---

<sup>25</sup> Auer, Hans et al. (2004), S. 10.

<sup>26</sup> Ebd., S. 11.

<sup>27</sup> Ebd., S. 8.

Unternehmen ist die Spaltung in Einzelunternehmen. Produktion und Vertrieb von Elektrizität sind jene Bereiche, die dem Wettbewerb ausgesetzt werden können und sollen. Der Bereich Netz und somit die Übertragung und Verteilung von Strom wird als natürliches Monopol aufgefasst. So genannte voll-integrierte Unternehmen umfassen alle drei Unternehmensbereiche.<sup>28</sup> So genannte Multi-Utility-Unternehmen sind horizontal nicht entflechtet und bieten neben Strom z. B. noch Dienste im Gas- bzw. Wassersektor an. Wird ein Unternehmen horizontal entflechtet, konzentriert es sich auf ein Kerngeschäft, z. B. Elektrizität.<sup>29</sup>

---

<sup>28</sup> Ebd., S. 9 und S. 65f.

<sup>29</sup> Ebd., S. 65f.

## **2.2 Marktmacht und Gaming am Elektrizitätsmarkt**

Dieses Kapitel ist der Theorie rund um die Etablierung von Marktmacht am Elektrizitätsmarkt gewidmet. Dabei stellen sich v. a. folgende Fragen: Welche Arten von Marktmacht gibt es? Wann können sie angewendet werden? Welche grundlegenden Theorien bietet die Wissenschaft? Wie wirken sich verschiedene Parameter auf den Einsatz von Marktmacht aus?

### **2.2.1 Arten von Marktmacht am Elektrizitätsmarkt**

Um Preise beeinflussen zu können, müssen einzelne Unternehmen eine gewisse Macht am Markt besitzen. Für Elektrizitätsmärkte unterscheidet Skytte (2001) drei Arten von Marktmacht: vertikale, horizontale und regionale Marktmacht.

#### **2.2.1.1 Vertikale Marktmacht**

Unter vertikaler Marktmacht wird die **Kontrolle eines einzigen Betriebes über mehrere Teile der Wertschöpfungskette** verstanden. Im Elektrizitätsmarkt bedeutet dies z. B., wenn ein Produzent auch das Übertragungsnetz bzw. den Vertrieb kontrolliert. Durch vertikale Integration kann der Betrieb einen unfairen Wettbewerbsvorteil gegenüber Mitstreitern gewinnen, indem er die verschiedenen Aktivitäten der Wertschöpfungskette quersubventioniert.<sup>30</sup>

Vertikale Marktmacht kann leicht durch gesetzliche Bestimmungen verhindert werden. In Europa waren seit Beginn der Liberalisierungen der Elektrizitätsmärkte zwei Aspekte von besonderer Wichtigkeit, um diese Art der Marktmacht zu umgehen:

1. Das so genannte **Unbundling** (Entflechtung) bezeichnet die Trennung von Produktion und Vertrieb vom natürlichen Monopol des Übertragungsnetzes (Vgl. 2.1.2.4).
2. Der Zugang zum Übertragungsnetz soll allen Marktteilnehmern zu **nicht-diskriminierenden Preisen** zur Verfügung stehen.<sup>31</sup>

---

<sup>30</sup> Skytte, Klaus (2001), S. 19f.

<sup>31</sup> Ebd., S. 19ff.

Die **EU Richtlinie 96/92/EG** über den europäischen Binnenmarkt bietet in den Artikeln 13-15 Wahlmöglichkeiten für die Organisation der vertikalen Struktur (engl. Unbundling, dt. Entflechtung ) und in den Artikeln 17 und 18 Varianten für den Zutritt für Dritte ans natürliche Netzmonopol. Betreffend vertikale Struktur unterscheidet die Richtlinie zwischen Entflechtung auf der rechtlichen Ebene, der Ebene des Managements und jener des Eigentümers. **Ownership-Unbundling** beinhaltet vertikale Desintegration und wird favorisiert. **Rechtliches Unbundling** setzt auch das Entstehen eigener Netzunternehmen voraus, wobei Unternehmen der vom Wettbewerb betroffenen Sektoren Anteile daran halten dürfen. Die Mindestvoraussetzung seitens der Europäischen Kommission ist das Führen von getrennten Büchern für die einzelnen Sektoren.<sup>32</sup>

Der so genannte **Third-Party-Access (TPA)** und das Alleinabnehmersystem (single buyer) sind in den Artikeln 17 und 18 genauer beschrieben. Der Zugang für Dritte (TPA) lässt wiederum zwei Möglichkeiten zu: Er kann entweder reguliert oder verhandelt werden. Dritte sollen am Zugriff nicht gehindert werden; es sei denn, wichtige Gründe wie technische Probleme sprechen dafür. Dies ist unumgänglich, um den Wettbewerb sowohl produktionsseitig als auch vertriebsseitig zu forcieren. Wesentlicher Unterschied ist, dass die Zugangstarife beim **geregelten Netzzugang** (regulated TPA – rTPA) ex-ante publiziert werden. Der **Netzzugang auf Vertragsbasis** (negotiated TPA – nTPA) ist eine ex-post Festsetzung, eine freiwillige Vereinbarung zwischen den betroffenen Parteien.<sup>33</sup> Beim Alleinabnehmersystem wird einem Unternehmen ein abgestecktes Gebiet vom Netzbetreiber zugeteilt, wobei auch hier ein nichtdiskriminierender Zugang zum Netz gewährleistet sein muss.<sup>34</sup>

### 2.2.1.2 Horizontale Marktmacht

Die horizontale Marktmacht stellt eine **Eigentümerkonzentration in einer einzelnen Aktivität** dar. Bezogen auf den Elektrizitätsmarkt bedeutet dies, dass einzelne Akteure in der Lage sind, Kapazitäten zurückzuhalten oder die Angebote an der Börse zu manipulieren, um so höhere Preise oder einen größeren Marktanteil zu erhalten.<sup>35</sup> Marktkonzentration kann auf verschiedene Arten gemessen werden. Die einfachste Weise ist die Berechnung von Marktanteilen. Der Marktanteil stellt den eigenen Anteil der

---

<sup>32</sup> Brunekreeft, Gert (2003), S. 34ff.

<sup>33</sup> Ebd., S. 39ff sowie EG-Richtlinie 96/92/EG, Artikel 17.

<sup>34</sup> EG-Richtlinie 96/92/EG, Artikel 18.

<sup>35</sup> Skytte, Klaus (2001), S. 20ff.

einzelnen Unternehmen am Gesamtverkauf dar. Am Elektrizitätsmarkt werden dagegen meist die Anteile an der Gesamtproduktion oder an der Gesamtkapazität verwendet.<sup>36</sup>

Das bekannteste Maß ist der **Herfindahl-Hirschman Index (HHI)**, der sich durch die Summe der quadrierten Marktanteile der einzelnen Unternehmen berechnet. In der Annahme einer Cournot-Wettbewerbssituation kann er als Indikator für Marktkonzentration und potentielle Marktmacht herangezogen werden. Für eine Bertrand-Wettbewerbssituation ist dieser Indikator nicht anwendbar.<sup>37</sup> Der HHI liegt zwischen 0 und 10.000, wobei 0 einen Markt mit vielen kleinen Konkurrenten und 10.000 ein Monopol wiedergibt. Aufgrund der Berechnung quadrierter Marktanteile wird ein größeres Gewicht auf größere Unternehmen gelegt. Gemäß den Merger-Richtlinien der USA wird ein HHI bis 1.000 als unkonzentrierter, von 1.000 bis 1.800 als moderat konzentrierter und über 1.800 als hoch konzentrierter Markt angesehen.<sup>38</sup> Die nordischen Wettbewerbsbehörden gehen sogar noch einen Schritt weiter und inkludieren Kapitalverflechtungen in ihre Berechnung, indem sie den HHI um direkte und indirekte Anteile von Elektrizitätsfirmen an anderen berichtigen und somit einen angepassten HHI erhalten. Dieser weist in der Regel eine höhere Konzentration auf als der normale HHI.<sup>39</sup>

### 2.2.1.3 Regionale Marktmacht

Regionale Marktmacht entsteht aus unvollständigen Märkten. Sie entsteht aus **Engpässen im Übertragungsnetz** oder durch **Transaktionskosten**. Die Marktmacht des einzelnen Produzenten kommt dabei nur in einem bestimmten geographischen Gebiet zum Tragen. Je nach Organisation der Börse können strategische Angebote zu höheren Preisen entweder am gesamten Markt oder in einem einzelnen Preisgebiet führen. Von wesentlicher Bedeutung für den Elektrizitätsmarkt ist die Arbeit von Hogan (1997), die auch Kirchhoffs physische Regeln berücksichtigt. Er argumentiert, dass ein Produzent die Möglichkeit hat, durch strategische Angebotsstellung eine Übertragungslinie aus seinem Gebiet bindend zu machen (Engpass). Damit kontrolliert er den Zu- und Abfluss von Elektrizität in seinem Gebiet. Andere Strecken des Netzes können dabei ohne Engpässe sein.<sup>40</sup>

---

<sup>36</sup> Nordische Wettbewerbsbehörden (2003), S. 36.

<sup>37</sup> Skytte, Klaus (2001), S. 20ff.

<sup>38</sup> Nordische Wettbewerbsbehörden (2003); S. 36ff sowie Haug, Trond E. (2004), S. 15.

<sup>39</sup> Vgl. Diskussion ebd., S. 37ff.

<sup>40</sup> Übernommen aus Skytte, Klaus (2001), S. 19ff.

## 2.2.2 Gaming-Theorien für Elektrizitätsmärkte

Die zwei grundlegendsten Theorien zur Spieltheorie am Elektrizitätsmarkt stammen von Green und Newbery (1992) sowie von Von der Fehr und Harbord (1992). Erstere basiert auf einem Modell des Gleichgewichts der Angebotsfunktion („supply function equilibrium model“) von Klemperer und Meyer aus dem Jahr 1989, letztere auf diskreten Angebotsauktionen.<sup>41</sup> Beide sollen nachfolgend näher erläutert werden, da sie auch als Ausgangspunkt für weitere Theorien verwendet wurden.

### 2.2.2.1 Modell des Gleichgewichts der Angebotsfunktionen

Green und Newbery (1992) erstellten ein Modell für den britischen Markt. Dieses wurde 1998 von Newbery erweitert. Im Folgenden soll das ursprüngliche Modell kurz präsentiert werden:

Wie der Name des Modells andeutet, übermittelt jedes einzelne Unternehmen am Markt,  $i$ , eine **Angebotsfunktion**,  $q_i = S_i(p)$ , an die Strombörse. Diese gibt die Menge  $q_i$  an Elektrizität, die zu einem bestimmten Systemgrenzpreis,  $p$ , geliefert werden kann, an. Dies geschieht - auf die britische Strombörse abgestimmt, einen Tag vor der tatsächlichen Lieferung und unter der Annahme, dass die Produzenten nur einmal ein Angebot stellen können und dieses auch nicht ändern wollen. Die Börse bestimmt aus den Angeboten den Spotpreis und somit die Reihenfolge der einzelnen von den Firmen angebotenen Produktionseinsätzen, um Angebot und Nachfrage für jeden einzelnen Zeitpunkt aufeinander abzustimmen. Daraus ergibt sich für jeden einzelnen Zeitpunkt  $t$  der niedrigste Preis  $p(t)$ , um

$$D(p(t), t) = S_i(p(t)) + S_j(p(t)), \quad (1)$$

zu erfüllen, wobei  $D$  die Nachfrage wiedergibt. Firma  $i$  steht somit einer Nettonachfrage von  $D(p, t) - S_j(p)$  gegenüber, wenn  $S_j(p)$  das Angebot aller anderen am Markt befindlichen Firmen darstellt. Wenn  $C(q)$  die Produktionskosten und somit  $C'(q)$  die Grenzkosten wiedergeben, ergibt sich für das Unternehmen  $i$  eine Gewinnmaximierung von

$$\pi_i(p) = p[D(p, t) - S_j(p)] - C(D(p, t) - S_j(p)). \quad (2)$$

---

<sup>41</sup> Newbery, David M. (2001), S. 282.



Mit der first-order Bedingung ( $d\pi_i / dp = 0$ ) und Vereinfachung erhält man

$$\frac{dS_j}{dp} = \frac{q_i}{p - C'(q_i)} + D_p, \quad (3)$$

Für den Fall mit  $n$  symmetrischen Firmen, wobei  $q_i = q$  und  $S_j = (n - 1)q$ , ergibt sich

$$(n - 1) \frac{dq}{dp} = \frac{q}{p - C'(q)} + D_p \quad (4)$$

Diese Gleichung bestimmt eine Reihe an Angebotsfunktionen mit einem positiven Anstieg, die  $C'(q) < p < C'(q) - q/D_p$  erfüllen. Jede Gleichgewichtslösung zwischen den Grenzlinien  $C'(q) = p$ , also die Lösung der perfekten Konkurrenz, und  $p = C'(q) - q/D_p$ , der **Cournot-Lösung**, ist möglich. Eine Erhöhung der Anzahl der Marktteilnehmer verringert die Anzahl an Lösungsmöglichkeiten und die potentielle Marktmacht.

Die Cournot-Lösung im Modell der Angebotsfunktionen ist jene Ansammlung von Punkten, die für Firma  $i$  den Gewinn maximieren, angenommen, dass die aggregierten Angebotsfunktionen der Konkurrenten lokal konstant sind (da die Nachfrage variiert und der Markt cleared). Deswegen unterscheidet sich diese Lösung von dem herkömmlichen Konzept des Cournot-Gleichgewichts, in welchem die Firma einen bestimmten Output in einem Nash-Gleichgewicht wählt.<sup>42</sup>

Wie Newbery (2001) selbst andeutet, tendiert dieses Konzept Marktmacht zu unterschätzen, wenn es sich um ein wiederholtes Spiel handelt. Er meint aber auch, dieses Problem durch die **Gefahr neuer Markteintritte** neutralisieren zu können. Die Gefahr des Markteintritts neuer Firmen und finanzielle Verträge stellen auch die wesentlichen Erweiterungen des Modells von Newbery im Jahr 1998 dar.<sup>43</sup>

<sup>42</sup> Green, Richard J. und David M. Newbery (1992), S. 929-953.

<sup>43</sup> Newbery, David M. (2001), S. 282ff.

### 2.2.2.2 Auktionsmodell

Kritik an Green und Newbery (1992) führte zu einem neuen Modell über den Elektrizitätsmarkt in Großbritannien: Von der Fehr und Harbord (1993) nannten es den **Auktions-Ansatz**. Hauptelemente sind hier **diskrete Angebote**, was der Realität näher kommt. Der wichtigste Beitrag dieses Modells zur wissenschaftlichen Diskussion war die Strategie des Unterbietens, welche im Folgenden erklärt werden soll.

Von der Fehr und Harbord gehen von  $N$  unabhängigen Produzenten mit konstanten Grenzkosten aus  $c_n \geq 0$ ,  $n = 1, 2, \dots, N$ . Dabei ordnet der Index  $n$  die Produzenten nach ihren Grenzkosten,  $c_n \leq c_{n+1}$ . Die Kapazitäten des Unternehmens  $n$ ,  $k_n$ , werden aus der Summe der Kapazitäten der Einheiten  $i = 1, \dots, m_n$  gebildet, woraus sich ergibt  $k_n = \sum_i k_{ni}$ . Eine weitere Unterteilung in Kapazitäten mit unterschiedlichen Grenzkosten wird unterlassen, was darauf schließen lässt, dass die Grenzkosten der einzelnen Einheiten einer Firma für die gesamte Firma konstant sind (Dies wird von Brunekreeft (2001) zu Einheiten mit unterschiedlichen konstanten Grenzkosten ausgebaut.). Die Unternehmen stellen ihre Angebote (volle Kapazität),  $p_{ni}$ , welche in aufsteigender Größe sortiert werden und bis zur Deckung der Nachfrage,  $d$ , eingesetzt werden. Dies entspricht der Arbeitsweise des E&W Pools. Die letzte Einheit, die zur Deckung der Nachfrage benötigt wird, bestimmt den Gleichgewichtspreis und wird Grenzeinheit genannt.<sup>44</sup>

Das **Prinzip des Unterbietens** vermindert die Wahrscheinlichkeit von reinen Strategien. Ein Unternehmen, das mit hoher Wahrscheinlichkeit die Grenzeinheit besitzt, hat den Anreiz, den Preis dieser Grenzeinheit soweit zu erhöhen, dass er noch unter dem nächsthöheren Angebot liegt. Sollten die Grenzkosten der folgenden Einheit unter diesem Preis liegen, so hat jenes Unternehmen, welches im Besitz dieser ist, den Anreiz, das eigene Angebot zu vermindern, um produzieren zu können. Bereits sehr kleine Preisänderungen reichen aus, um die eigene Produktion anstatt jener des Konkurrenten zu erhöhen. Von der Fehr und Harbord (1993) schildern drei Szenarien (niedrige, hohe und variable Nachfrage) im Zwei-Unternehmen-Fall. Reicht eine Produktionseinheit zur Deckung des Bedarfs aus, d. h. es besteht eine niedrige Nachfrage, existiert ein Gleichgewicht reiner Strategien. In einem Szenario mit zwei Unternehmen setzt das billigere Unternehmen ( $U_1$ ) den Preis. Durch die diskreten Angebote reicht bereits ein

---

<sup>44</sup> Von der Fehr, Nils-Henrik M. und David Harbord (1993), S. 532f.

Angebot, welches nur knapp unter den Kosten des Unternehmens mit der teureren Produktionseinheit (U2) liegt, aus, um die Auktion an der Börse zu gewinnen. Dies bedeutet, dass die Grenzkosten der teureren Produktionseinheit als obere Preisgrenze dienen. Im Modell von Green und Newbery (1992) würde dieses Szenario zu einem Preissturz am Markt für alle Einheiten unterhalb der Grenzeinheit, also die den Preis festsetzende Produktionseinheit, aufgrund des positiven Anstiegs der Angebotskurven führen. Das Prinzip des Unterbietens führt nur zu sehr kleinen Preisnachlässen aufgrund der diskreten Preisangebote. Der Output eines Unternehmens kann erhöht werden, ohne den Marktpreis stark zu verändern. Bei hoher Nachfrage, d. h. beide Produktionseinheiten müssen eingesetzt werden, kann das teurere Unternehmen seine Einheit mit dem höchsten, noch zulässigen Preis anbieten, welcher die Obergrenze bildet. Dies führt zu einem maximalen Gewinn beider Unternehmen am Markt. In Zeiten mit variabler Nachfrage, d. h. es ist nicht klar, wer den Preis setzen wird, besteht kein Gleichgewicht reiner Strategien. Bei hoher Nachfrage setzt die teurere Einheit den Preis. Jedoch hat das Unternehmen mit der günstigeren Einheit (U1) einen Anreiz für den Fall einer niedrigen Nachfrage, das eigene Angebot zu erhöhen. Beide Angebote würden somit am oberen Ende liegen. Diese Strategie von U1 löst bei U2 den Anreiz zu unterbieten aus, für den Fall einer niedrigen Nachfrage. Damit würde anstelle von U1 U2 produzieren. Die Folge wäre ein Unterbieten der jeweiligen Angebote des Konkurrenten bis die Untergrenze, also die Grenzkosten der teureren Produktionseinheit, erreicht wäre. Eine reine Strategie ist somit nicht zu erkennen.<sup>45</sup>

## **2.2.3 Marktmacht und ihre Einflussfaktoren**

### **2.2.3.1 Anzahl der Spieler**

Dass die Anzahl der Spieler am Markt von großer Bedeutung ist, zeigen neben der Theorie der perfekten Konkurrenz auch die beiden oben genannten Theorien zu den Elektrizitätsmärkten. So argumentieren Von der Fehr und Harbord (1993), dass fragmentiertere Märkte niedrigere Durchschnittspreise bilden, da der Anreiz zu höheren Angeboten steigt, je mehr Kapazitätseinheiten ein einzelnes Unternehmen hält. Das Prinzip des Unterbietens weicht dann der Koordination bei der Preissetzung der einzelnen Einheiten.<sup>46</sup> Brunekreeft (2001) erweiterte dieses Modell, indem er Unternehmen mehrere

---

<sup>45</sup> Ebd., S. 533ff.

<sup>46</sup> Ebd., S. 537.

Einheiten mit unterschiedlichen Grenzkosten zuweist und für mehrere Perioden zulässt. Kleinere Firmen neigen in diesem Modell eher dazu, Preisangebote zu unterbieten, weil größere Mitstreiter durch ihre bereits eingepflanzten Kapazitätseinheiten aufgrund der Preissenkung dieser Strategie mehr an Gewinn einbüßen.<sup>47</sup> Nicht unerwartet kommt Halseth (1998) im ECON-Bericht *Markedsmakt og prisstruktur i kraftmarkedet* zu einem ähnlichen Ergebnis. In wenig konzentrierten Märkten kommt es erst verspätet zu einer Erhöhung des Preises, da dieser erst steigt, wenn der größte Produzent eine Art Monopol auf die Grenznachfrage besitzt.<sup>48</sup>

Für Newbery (2001) bewirkt allein die Gefahr von neuen Mitbewerbern einen Druck auf die Preise. Durch hohe Preise an der Börse werden neue Unternehmen mit innovativeren Technologien in den Markt gelockt, die aufgrund ihrer untergeordneten Größe und der Wahrscheinlichkeit zu 100% in Vertrag genommen zu werden, zu Grenzkosten anbieten. Die Auswirkung von mehreren Anbietern auf dem Markt entspricht einer kleineren Auswahl an Lösungsmöglichkeiten im Modell. Die Fläche zwischen  $C'(q) = p$  (Lösung der perfekten Konkurrenz) und  $p = C'(q) - q/Dp$  (Cournot-Lösung; vgl. S. 18f) wird kleiner, da die obere Preisgrenze sinkt und die untere Preisgrenze mit zunehmender Anzahl an Mitbewerbern steigt. Alleine die **Gefahr neuer Eintritte** führt laut Newbery jedoch zu niedrigeren Durchschnittskosten am Markt. Der Preis wird in diesem Fall von möglichen Neuanhänglingen gesetzt, genügend Produktionskapazitäten vorausgesetzt.<sup>49</sup> Diese Theorie wird von Wolfram (1999) erhärtet. Sie fand in ihrer Analyse des britischen Duopols Evidenz, dass die Pool-Preise unter den langfristigen Durchschnittskosten von potentiellen Mitbewerbern liegen. Die Preise befanden sich dennoch über den Grenzkosten, jedoch waren sie nicht so hoch wie die beiden Basismodelle vorausgesagt hätten.<sup>50</sup>

An das Angebotskurvenmodell anlehnend, versuchte das Simulationsmodell von Bunn und Day (2001) potentielle Marktmacht am E&W Pool v. a. nach dem Zwangsverkauf von Kapazitäten der beiden größeren Spieler, National Power und PowerGen, zu analysieren. Es werden hierbei aber diskrete Angebotskurven errechnet. Es konnte keine reine Strategie

---

<sup>47</sup> Brunekreft, Gert (2001), S. 99ff.

<sup>48</sup> Halseth, Arve (1998), S. 13ff.

<sup>49</sup> Newbery, David M. (2001), S. 282 ff.

<sup>50</sup> Wolfram, Catherine D. (1999), S. 805ff.

eines Nash-Gleichgewichts identifiziert werden. Hier wirft Day aber einen wichtigen Gedankengang ein:

„ [...] one plausible behavioral assumption worth considering, is that of bounded reasoning on the part of the generating company. Rather than assuming the companies will fully identify the optimal response, or formulate a mixed strategy, either explicitly or otherwise, we have assumed limited optimizing behavior, modeling each generating company seeking to incrementally improve its profitability by changing the price of only one or two of its plants each day [...]”.<sup>51</sup>

Die Ergebnisse der Simulationen folgen Green und Newbery (1992) sowie Newbery (2001). Die Anzahl der Angebote über den Grenzkosten sinken mit zunehmender Verteilung der Kapazitäten auf mehrere Akteure und mit steigender Deckung durch Kontrakte.<sup>52</sup>

### **2.2.3.2 Kapitalverflechtungen innerhalb der Branche**

Von der Fehr et al. (1998) zeigen eine weitere Möglichkeit für eine Erhöhung der Marktkonzentration und somit Ausübung von Marktmacht auf: Kapitalverflechtungen und Eigentümerkonzentration. Hintergrund der Studie waren die Charakteristika des norwegisch-schwedischen Marktes zu dieser Zeit: Einerseits standen sich eine große Anzahl kleinerer Produzenten gegenüber, andererseits arbeiteten diese in einigen Bereichen eng zusammen. Diese Verbindungen bestanden im Betrieb gemeinsamer Kraftwerke, als Kapitalverflechtungen und als Verkaufszusammenarbeit.<sup>53</sup>

Eine **Verkaufszusammenarbeit** kann auf den Heimatmarkt abzielen oder allein für den Export bestimmt sein. Charakteristisch ist, dass mehrere Produzenten ein eigenes Verkaufsunternehmen zur Optimierung ihres Absatzes zwischenschalten, d.h. sie treten nicht eigenständig am Markt auf. Steht die Verkaufsgesellschaft im Eigentum der Produzenten und geben letztere die Entscheidung über Produktionsvolumen bzw. Preissetzung an diese ab, so handelt es sich um ein „de facto Kartell“<sup>54</sup>. Der gemeinsame

---

<sup>51</sup> Bunn, Derek und Christopher J. Day (2001), S. 129.

<sup>52</sup> Ebd., S. 135ff.

<sup>53</sup> Von der Fehr, Nils-Henrik M. et al. (1998), S. 7.

<sup>54</sup> Ebd., S. 9.

Gewinn wird maximiert, die Konkurrenz unter diesen Unternehmen aufgehoben. Selbst im Fall, dass es sich nur um eine Weitervermittlung der von den Produzenten selbst bestimmten Produktionsmenge handelt, fördert diese Art der Zusammenarbeit den Austausch von Informationen unter den kooperierenden Unternehmen. Im Fall der Exportverkaufsgesellschaft kann durch eine Reduzierung des Inlandsverkaufs der Preis im Heimatmarkt erhöht werden – speziell, wenn es den Verkaufsgesellschaften obliegt die Exportmenge zu bestimmen.<sup>55</sup>

Der **Besitz einer gemeinsamen Rohstoffquelle** kann zu ähnlichen Auswirkungen wie bei einer Verkaufszusammenarbeit führen. Handelt es sich bei dieser Quelle z. B. um ein Kraftwerk im Gemeinschaftsbesitz, so wird der Profit für alle Unternehmen maximiert und der Wettbewerb ausgeschaltet bzw. zumindest abgeschwächt.<sup>56</sup>

Unter **Kapitalverflechtung** („kryseie“) verstehen Von der Fehr et al. (1998) Beteiligungen von Unternehmen einer Wertschöpfungskette einer Branche an einem anderen Unternehmen. Demgegenüber setzen sie **gefächertes Eigentum** („diversifiziert eierskap“), d.h. die Eigentümer der Unternehmen halten Anteile am Konkurrenten. Um diese Begriffe zu verdeutlichen, sollen sie grafisch dargestellt werden:

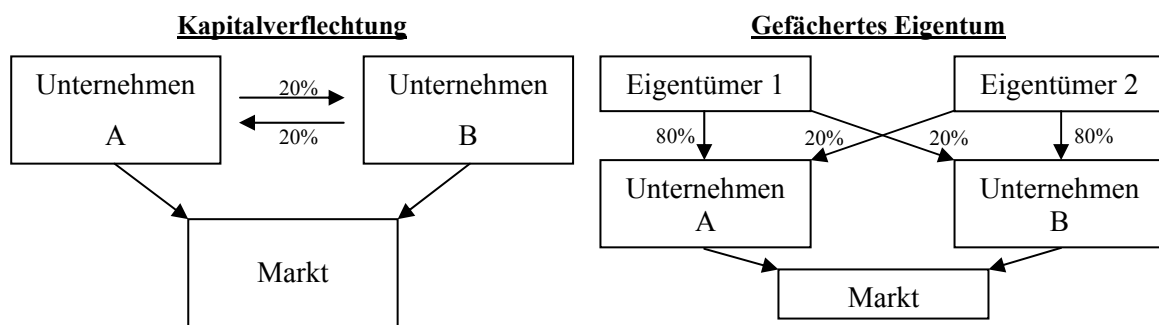


Abbildung 2: Kapitalverflechtung und gefächertes Eigentum, verändert übn. aus Von der Fehr et al. (1998), S. 12.

<sup>55</sup> Ebd., S. 8ff. Unternehmen haben dadurch Zugang zu Informationen, die nur Eigentümern vorbehalten sind. Zusätzlich könnten Informationen aufgrund der Teilnahme im Aufsichtsrat ausgetauscht werden, die herkömmlichen Aktionären nicht zugänglich sind. Preiskriege aufgrund von mangelhafter Information können so vermieden werden. Informationsaustausch bei einer so homogenen Ware wie Strom muss aber nicht zu einem Verlust für die Volkswirtschaft führen. Wie Von der Fehr et al. (1998) anmerken, kann dies bei homogenen Produkten sogar positiv sein. Vgl. Von der Fehr, Nils-Henrik M. et al. (1998), Kapitel 4 zum Austausch von Informationen, S. 63-78 sowie Varian, Hal R. (1999), Kapitel 36 Asymmetrische Informationen, S. 642-662 zu einem ausführlicheren Verständnis von Informationen in Wettbewerbssituationen.

<sup>56</sup> Von der Fehr, Nils-Henrik M. et al. (1998), S. 10f.

Beide Arten können dazu führen, dass Entscheidungen betreffend Produktion bzw. Preissetzung anders als im Falle der perfekten Konkurrenz getroffen werden. Dies hängt jedoch von der Art des Einflusses (kontrollierende vs. nicht kontrollierende Beteiligung) bzw. von der Art des Wettbewerbes (Cournot vs. Bertrand) am Markt ab.<sup>57</sup> Bereits bei einem **nicht-kontrollierenden Einfluss** ist es für die beteiligten Unternehmen weniger attraktiv am Markt aggressiv aufzutreten, da eine Marktanteilerhöhung des einen zu einer Marktanteilsverringerung des anderen führen kann und sich somit der gesamte Gewinn verringert. Von der Fehr et al. bezeichnen dies als indirekten Einfluss.<sup>58</sup> Beim direkten oder **kontrollierenden Einfluss** handelt es sich entweder um einen kontrollierenden Anteil über die Aktien des Unternehmens (dies ist gleichzusetzen mit einer Fusion) oder über einen proportional zum Kapital gehaltenen Einfluss mit z. B. einem Sitz im Aufsichtsrat.<sup>59</sup> Die Wettbewerbsform in der Ausgangssituation ist maßgebend für die Wirtschaftlichkeit von Kapitalverflechtungen für die einzelnen Unternehmen am Markt. Ein harter Wettbewerb wie im Fall von **Bertrand** führt dazu, dass Mitbewerber auf eine Verringerung der Aggressivität ihrerseits mit einem geschwächten aggressiven Auftreten reagieren. Dies fördert Kapitalverflechtungen. Eine **Cournot**-Situation (also schwächerer Wettbewerb) kann dazu führen, dass Konkurrenten trotz Kapitalverflechtungen aggressiv auftreten. Kapitalverflechtungen lohnen sich daher in diesem Fall nicht immer. Wie die Autoren anmerken, können Kapitalverflechtungen auch zu einer Änderung der Wettbewerbsform führen.<sup>60</sup>

Als Begründung für das Eingehen dieser Arten von Zusammenarbeit können Einnahmenerhöhung oder aber Kostenreduktion angeführt werden. Synergieeffekte sind ein beliebtes Argument. Sie werden häufig bei Fusionen genannt. Lernprozesse, z. B. Verbesserung der Produktion oder Erlernen einer neuen Produktionstechnologie, spielen ebenso eine Rolle. Weiters können Beteiligungen auch rein finanzieller Art sein, z. B. als ein Teil der Liquiditätssteuerung wie im Falle der Statkraft-Beteiligung an Sydkraft (heute

<sup>57</sup> Ebd., S. 13.

<sup>58</sup> Die Unternehmen maximieren bei Kapitalverflechtungen nicht mehr nur ihren eigenen Gewinn, sondern jenen inkl. Beteiligungen. Dasselbe gilt für externe Eigentümer mit mehreren Anteilen in verschiedenen Unternehmen. Auch in diesem Fall betrifft die Gewinnmaximierung nun das gesamte Portfolio und nicht mehr nur die Anteile in einem Unternehmen. Vgl. Von der Fehr, Nils-Henrik M. et al. (1998), S. 31ff. Amundsen und Bergman (2002) bezeichnen diese Art von Einfluss als „passiven Besitz“. Vgl. Amundsen, Eirik S. und Lars Bergman (2002), S. 77.

<sup>59</sup> Von der Fehr, Nils-Henrik M. et al. (1998), S. 44ff. Im Modell von Amundsen und Bergman wird dies gleichgesetzt mit „aktivem Besitz“. Vgl. Amundsen, Eirik S. und Lars Bergman (2002), S. 78.

<sup>60</sup> Von der Fehr, Nils-Henrik M. et al. (1998), S. 54f.

E.ON Sverige).<sup>61</sup> Im Zusammenhang mit dem Modell von Von der Fehr et al. (1998) werden diese Argumente zwar angeführt, jedoch das Modell unter Ausschluss dieser Argumente und deren Auswirkungen skizziert. Für die Volkswirtschaft ist ein Markt mit Kapitalverflechtungen, aber ohne Synergieeffekte der schlechtere, da er zu einem volkswirtschaftlichen Verlust durch die Preiserhöhungen führt. Tatsächlich vorhandene Synergieeffekte können diesen Verlust aber abmildern.<sup>62</sup>

Amundsen und Bergman (2002) führen die Gedanken von Von der Fehr et al. (1998) in ihrem Simulationsmodell fort. Dabei gehen sie von einem Cournot-Wettbewerb in Zeiten hoher Nachfrage aus. Die Ergebnisse bestätigen Von der Fehrs Überlegungen: Kapitalverflechtungen können zu einer verstärkten Marktmacht führen. Nationale Kapitalverflechtungen beeinflussen dabei die Preise stärker als Anteile an ausländischen Unternehmen eines integrierten Marktes. V. a. bei Aktienkäufen der großen Produzenten ist daher besondere Vorsicht der Wettbewerbsbehörden geboten.<sup>63</sup>

### 2.2.3.3 Produktionstechnologien

Unterschiede in der Produktionstechnologie führen dazu, dass jenes Unternehmen mit der schlechteren Technologie die Verantwortung für die Preissetzung übernimmt, da günstigere Mitbewerber auf jeden Fall produzieren können. Anders ausgedrückt, der **Anreiz, Marktmacht auszuüben, steigt mit zunehmend homogenerer Produktionstechnologie**. Besitzen alle Produzenten sowohl Spitzenlast- als auch Grundlastkraftwerke, setzt die Preiserhöhung früher als bei gleichen Grenzkosten ein. Der Anstieg wird mit zunehmender Kapazitätsausnutzung aber gemildert. Mehrere Technologien auf mehrere Unternehmen verteilt vermindern somit den Gewinn durch die Ausübung von Marktmacht. Das Modell nach Cournot und das Modell der Angebotskurven führen zu wesentlichen Unterschieden im Ergebnis, wobei die Ausschläge bei letzterem Modell moderater sind.<sup>64</sup>

---

<sup>61</sup> Ebd., S. 13f.

<sup>62</sup> Ebd., S. 28 und S. 62.

<sup>63</sup> Amundsen, Eirik S. und Lars Bergman (2002), S. 76ff.

<sup>64</sup> Halseth, Arve (1998), S. 17ff.



Ein wesentlicher Beitrag von Halseth und Olsen (2000) zur wissenschaftlichen Diskussion stellt die genauere Analyse des Produktionsmixes dar. In einem auf **Wasserkraft** basierenden System wird der Anreiz für kooperatives Verhalten als sehr gering angesehen, der mit zunehmender Anzahl an Marktteilnehmern noch sinkt. Als Gründe werden u. a. die horrenden **Kosten von Preiskriegen** in solchen Märkten<sup>65</sup> und die schwere Abschätzbarkeit des Verhaltens der anderen Teilnehmer aufgrund einer Vielzahl von Variablen (Wasserstände der Kraftwerke, zukünftige Niederschläge etc.) angeführt. Der Anreiz, Marktmacht auszuüben, hängt eng mit dem Deckungsbeitrag (Marktpreis minus variable Produktionskosten) der zurückgehaltenen Kapazitäten zusammen. Der Marktpreis muss deshalb in einem solchen Ausmaß steigen, dass der nun erhöhte Deckungsbeitrag (DB) aus der verbliebenen Produktion jenen aus der Zurückhaltung von Produktionskapazitäten übersteigt. Der DB von Wasserkraftwerken entspricht zu fast 100% dem Marktpreis, was zur Folge hat, dass der Marktpreis stärker ansteigen muss, um Produzenten mit einem Produktionsmix basierend auf fast ausschließlich Wasserkraft einen Anreiz zur Zurückhaltung von Kapazitäten zu liefern. Wasserkraft sollte somit im Gegensatz zu Wärmekraftwerken zu 100% genutzt werden. Wegen der CO<sub>2</sub>-Steuern haben letztere relativ hohe Operationskosten, die sich wieder in niedrigen Deckungsbeiträgen für zurückgehaltene Kapazitäten niederschlagen. Dies erhöht natürlich den Anreiz zur Ausübung von Marktmacht.<sup>66</sup>

Enevoldsen et al. (2006) analysierten die Auswirkungen von Windkraft auf die Spotpreise im Nord Pool-Preisgebiet Westdänemark im Jahr 2005. Windmühlenbesitzer besitzen aufgrund der Kostenstruktur (hohe Investitionskosten und niedrige Betriebskosten) einen starken Anreiz, so viel Produktion wie möglich der Strombörse zu melden – unabhängig vom zu erzielenden Preis. Damit haben Windkraftwerke sehr niedrige Grenzkosten –

---

<sup>65</sup> Hier beziehen sich Halseth und Olsen (2000) auf die Studien von Rotemberg, Julio J. und Garth Saloner (1989) sowie Staiger, Robert W. und Frank A. Wolak (1992). Erstere zeigen in ihrem Modell der Kartell-Theorie, dass strategischer Einsatz von lagerfähigen Gütern ein „zweischneidiges Schwert“ ist. Erhöhter Lagerbestand, um seine Glaubwürdigkeit bei Absprachen zu zeigen, erhöht auch den Anreiz aus dem Kartell auszubrechen, um den eigenen Marktanteil zu erhöhen. Dies gilt natürlich auch für den Konkurrenten. Staiger und Wolak (1992) setzen hier an und zeigen, dass kooperatives Verhalten eher bei ausgeglichenen Lagerbeständen zwischen den Konkurrenten zustande kommt. Einmal in einem Preiskrieg für die Produktion von Elektrizität verbrauchte Bestände können nicht zu einem späteren Zeitpunkt zum gleichen Preis eingebracht werden. Der Preiskrieg reduziert zwar die Preise in der jetzigen Periode, erhöht sie aber in zukünftigen Perioden, wobei der Zufluss von Wasser weiterhin gratis bleibt. Beim Vergleich mit z. B. Kohle für thermische Kraftwerke, wird der Unterschied offensichtlich: Der Preis von Kohle, die für einen Preiskrieg verwendet wird bzw. wurde, beeinflusst kaum den zukünftigen Kohlepreis. Er wird vom Markt festgesetzt. In: Magnus, Eivind und Atle Middtun (2000), S. 80ff.

<sup>66</sup> Magnus, Eivind und Atle Middtun (2000), S. 80ff.

ähnlich der Wasserkraft.<sup>67</sup> Die zentrale Fragestellung der Studie lautete: Wie hoch wäre der Systempreis in Dänemark 2005 gewesen, wenn Windstille geherrscht hätte? Die Autoren der Studie zogen durchschnittliche Stundenpreise heran und stellten eine sehr stark preissenkende Wirkung der Windkraft fest. Je mehr Windkraft sich im System befand, umso niedriger fiel der Systempreis im Nord Pool-Preisgebiet Westdänemark aus. Windkraft wirkte v. a. auf die Preise der Spitzenlastzeiten. Der Effekt war auch in den Wintermonaten (mit relativ viel Wind) stärker als in den Sommermonaten.<sup>68</sup>

Graphisch stellen sich diese Ergebnisse wie folgt dar:

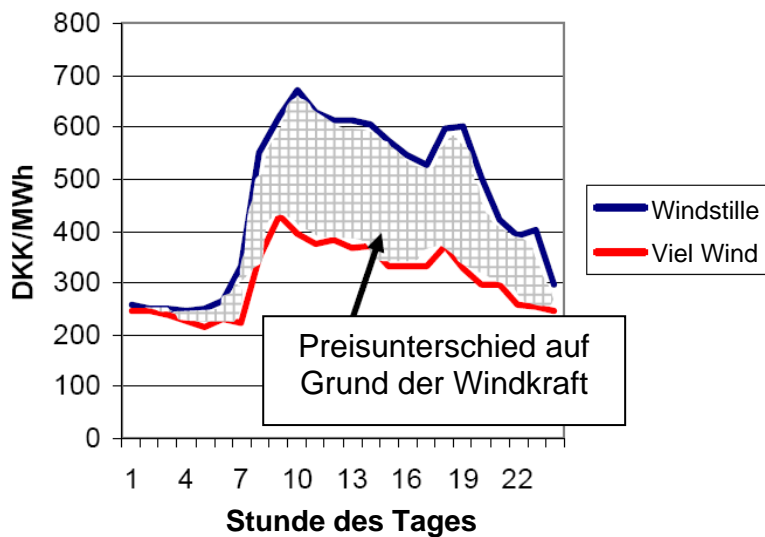


Abbildung 3: Windkraft und Spotpreise in DK; verändert übere. aus Enevoldsen et al. (2006), S. 12.

#### 2.2.3.4 Überkapazitäten

Haas (2005) weist auf die Bedeutung von Überkapazitäten für die Preisbildung am Markt hin. Während Überkapazitäten unter perfekter Konkurrenz zu Preisen entsprechend den kurzfristigen Grenzkosten führen, ermöglicht ihr Fehlen in einem imperfekten Markt strategische Preissetzung der Produzenten. In einem perfekten Markt ohne Überkapazitäten werden Preise entsprechend der langfristigen Grenzkosten erzielt, um den Unternehmen Gewinne für zukünftige Investitionen zu ermöglichen.<sup>69</sup> Abschöpfung für Produzenten ist damit unter perfekter Konkurrenz erst ab einer vollständigen Auslastung der Kapazitäten vorhanden. Bei imperfekter Konkurrenz mit erheblichen Überkapazitäten ergeben selbst

<sup>67</sup> Enevoldsen, Svend W. et al. (2006), S. 6f.

<sup>68</sup> Ebd., S. 9ff.

<sup>69</sup> Haas, Reinhard (2005), S. 126ff.

konzentrierte Märkte Preise nahe den Grenzkosten.<sup>70</sup> Ähnlich argumentiert Haug (2004): Wenn der Ausbau der Kapazitäten nicht mit dem Konsum mitwächst, führt dies zu angespannten Märkten. Dominante Marktakteure besitzen dann einen größeren Anreiz, Kapazitäten zurückzuhalten oder Preise strategisch zu erhöhen, da es für sie dann äußerst profitabel ist. Die Auswirkung von imperfekten Märkten ist somit in solchen Situationen höher als bei Überkapazität.<sup>71</sup>

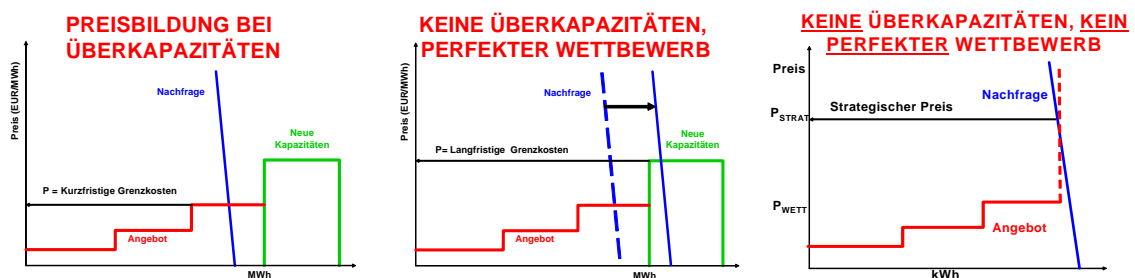


Abbildung 4: Preisbildungs- mit und ohne Überkapazitäten; Quelle: Haas, Reinhard (2005), S. 127f.

### 2.2.3.5 Freier Handel

Amundsen et al. (1997) bedienen sich des herkömmlichen Cournot-Modells, um die Auswirkungen des freien Handels zwischen den sehr unterschiedlich konzentrierten nordischen Ländern zu diesem Zeitpunkt zu analysieren. Das Modell trägt auch Übertragungsverlusten und möglichen Netzbeschränkungen Rechnung. Laut Modell führt freier Handel zwischen den Ländern zu **konvergierenden Preisen** - bei perfekter Konkurrenz und bei einem Oligopol. Zudem verringert er die Preise in hoch konzentrierten Märkten. Cournot- und PC-Preise konvergieren ebenfalls im integrierten Markt. Freier Handel kann somit laut Autoren der Studie als ein **Substitut für nationale Wettbewerbspolitik** gesehen werden, auch im Falle eines Cournot-Gleichgewichts.<sup>72</sup> Ähnlich argumentieren auch Halseth und Olsen (2000).<sup>73</sup>

Haug (2004) weist auf mögliche Begrenzungen der Sichtweise, dass ein erweiterter Markt die Konzentration und somit die Preise senken kann, hin. Dies ist laut Haug abhängig von der Entwicklung der Produktions- und Netzkapazitäten. In angespannten Märkten, also

<sup>70</sup> Halseth, Arve (1998), S. 22ff.

<sup>71</sup> Haug, Trond Espen (2004), S. 8ff.

<sup>72</sup> Amundsen, Eirik et al. (1997), S. 36ff.

<sup>73</sup> In: Magnus, Eivind und Atle Midttun (2000), S. 80ff.

dann wenn die Entwicklung der Kapazitäten nicht mit dem Konsumanstieg mithalten kann (Vgl. Kapitel 2.2.3.4), kommt so genannten „**Flaschenhälsen**“ erhöhte Bedeutung zu. Flaschenhälse sind Engpässe im Übertragungsnetz. Wenn die Import- bzw. Exportkapazitäten voll ausgelastet sind, entstehen **kleinere, vom gesamten Marktgebiet abweichende Märkte** (Vgl. Charakteristika der nordischen Börse Nord Pool im Kapitel 3.1.1.5.1). Die Produktionskapazitäten reichen nicht aus, um die Nachfrage regional zu decken. Die Beschränkung des Netzes ermöglicht keinen ausreichenden Import von Elektrizität, um diese aus anderen Regionen zu decken. Ausschlaggebend in solchen Situationen ist dann nicht mehr die Konzentration des gesamten Marktes, sei dieser nun national oder international, sondern die Konzentration in dem durch Netzengpässe eingegrenzten Markt. Bereits ein dominanter Akteur in diesem Gebiet kann über Marktmacht verfügen und damit die Preise manipulieren. Die Definition des Marktes – regional, national, nordisch, europäisch - muss somit je nach Situation angepasst werden. Haug plädiert deswegen dafür, die Konzentrationsauswirkungen von Fusionen auf durch Flaschenhälse eingeschränkten Märkten mit zu berücksichtigen.<sup>74</sup>

### 2.2.3.6 Finanzielle Verträge

Newbery (2001) führt finanzielle Verträge **als Ausgleich für Marktmacht am Spotmarkt** an. Der Anreiz, die Preise an der Strombörse zu erhöhen, hängt eng mit der nicht an der Börse finanziell abgesicherten Menge an Strom zusammen. Nur jene Strommenge, die nicht finanziell abgesichert ist, kann später zu den erhöhten Spotpreisen abgesetzt werden. Sichert ein Unternehmen die gesamte Verkaufsmenge ab, so erhält es den davor vereinbarten Terminpreis. Daraus ergibt sich, dass je weniger finanzielle Verträge gehandelt werden, umso größer ist der Anreiz der Preismanipulation.<sup>75</sup> Bunn und Day (2001) warnen jedoch davor, finanzielle Märkte als eine alleinige Lösung für das Problem der Marktmacht zu sehen, denn die Renditen könnten damit vom Spotmarkt auf den finanziellen Markt übertragen werden.<sup>76</sup>

---

<sup>74</sup> Haug, Trond Espen (2004), S. 8ff.

<sup>75</sup> Newbery, David M. (2001), S. 214ff. und 286. Das Unternehmen maximiert nun  $\pi_i(p,t) = p[D(p,t) - q_i(p)] - C(D(p,t) - q_j(p)) + (f-p)x_i$ , wobei  $i \neq j$ . Die first-order Bedingung ergibt  $dq_j / dp = (q_i - x_i) / (p - C'(q_j)) + Dp$ . Daraus ergibt sich, dass sich die Angebotsfunktionen verschieben, indem sie nicht mehr durch  $q = 0$  gehen, sondern ihr Ursprung in  $x_i$  liegt. Das bedeutet, dass, wenn der Produzent mehr verkauft als er an finanziellen Verträgen für die Periode eingegangen ist ( $q_i > x_i$ ), er einen Anreiz hat, den Marktpreis über die Grenzkosten zu erhöhen. Im umgekehrten Fall,  $q_i < x_i$ , hätte er einen Anreiz, den Preis unter die Grenzkosten zu treiben, da er ein Nettokäufer an der Börse wäre.

<sup>76</sup> Bunn, Derek und Christopher J. Day (2001), S. 139ff.

### 2.2.4 Marktmacht – nur ein Problem?

Halseth (1998) beschäftigt sich unter anderem mit der Problematik der wesentlichen Marktmacht. Ab wann stellt sie ein wesentliches Problem dar?

Wie die Beschreibung der perfekten Konkurrenz andeutet, sollen die Preise die kurzfristigen Grenzkosten widerspiegeln – solange, bis die Kapazitäten voll ausgenutzt sind und die Produzenten eine ausreichende Rendite auf ihr Kapital erlangen. Hier liegt aber ein weiteres Problem, wie der Bericht anmerkt. Der Energiesektor ist eine sehr kapitalintensive Branche mit sehr langen Bau- und Lebezeiten. Unter- bzw. Überkapazität als Folge von neuen Kapazitäten, die entweder zu spät oder zu früh zum Einsatz kommen, führen bei der relativ niedrigen Elastizität der Elektrizitätsnachfrage zu erheblichen Preisschwankungen. Dies und die erwähnten Spezifika der Elektrizitätsbranche führen dazu, dass das Risiko für Neuinvestitionen sehr hoch liegt, was wiederum zu volkswirtschaftlichen Kosten im Modell der perfekten Konkurrenz führt. Deshalb kann eine Konzentration auf der Angebots-, also auf der Produzentenseite, auch von Vorteil sein, weil die Unsicherheit und somit die Preise - langfristig gesehen - vermindert werden. Für das von Halseth verwendete Basisszenario (mit zwei den Markt dominierenden Produzenten) bedeutet dies, dass der Ausnutzungsgrad der Kapazitäten zwischen 70% und 90% liegen muss, damit die Produzenten im Fall des Angebotskurvenmodells eine entsprechende Rendite erhalten. Auch kurzfristig kann die Ausübung von Marktmacht durch Zurückhaltung von Kapazitäten zu einer Stabilisierung des Marktes führen, indem sehr hohe Preise durch diese Flexibilität auf der Angebotsseite vermieden werden könnten. Andererseits können gemischte Strategien zu erhöhter Volatilität der Preise führen, je nachdem, wer hoch bietet. Dies kann neue, kleinere und unabhängige Akteure von einem Markteintritt abschrecken. Deswegen argumentieren die Verfasser des Berichts für einen nuancierteren Umgang mit Marktmacht in der Elektrizitätsbranche. Bei deutlicher Überkapazität kann der Wettbewerb selbst bei einer geringen Anzahl von unabhängigen Akteuren sehr effizient sein. Bei relativ hoher Last führt eine Konzentration des Marktes zu höheren Preisen als die Grenzkosten ausmachen, was aber wiederum bedeutet, dass die Akteure nicht von realen Knappheitssituationen abhängig sind, um in neue Kapazitäten zu investieren.<sup>77</sup>

---

<sup>77</sup> Halseth, Arve (1998), S. 22ff.

## 2.3 Preise: Zusammenhang von Spot- und Terminpreisen

Nach der Einführung von Strombörsen mit ihren Spotmärkten entwickelte sich sehr schnell ein Terminmarkt. Derzeit bieten die Strombörsen eine Reihe von finanziellen Instrumenten an: Die Palette reicht von Futures über Forward-Kontrakte bis hin zu Optionen. Im Folgenden wird ein kurzer Überblick über deren Funktionsweise und den Zusammenhang mit dem Spotmarkt gegeben. Darüber hinaus soll auch auf die speziellen Eigenarten von Elektrizität und somit auf die Probleme für die Finanztheorie verwiesen werden.

### 2.3.1 Arten der Termingeschäfte

#### 2.3.1.1 Forwards

Ein Forward-Vertrag ist eine Vereinbarung zwischen zwei Parteien, um einen bestimmten Vermögensgegenstand zu einem vereinbarten Zeitpunkt in der Zukunft,  $T$ , zu einem bestimmten Preis,  $K$ , zu kaufen oder zu verkaufen. Eine Partei hat dabei eine so genannte „**long position**“ inne, d.h. dass sie den Käufer der Ware in der Zukunft darstellt. Die andere Partei geht die so genannte „**short position**“ ein, d. h. sie stimmt zu, den vereinbarten Vermögensgegenstand zum festgelegten Termin und Preis zu verkaufen. Forward-Verträge werden **over-the-counter (OTC)** gehandelt. Die Abrechnung erfolgt am Ende der Periode. Der Gewinn bzw. respektive Verlust aus einem Forward-Geschäft bestimmt sich aus der Differenz von Spotpreis zum vereinbarten Termin, also  $S_T$ , und dem Lieferpreis,  $K$ . Somit ergibt sich für eine „long position“ ein Gewinn von  $S_T - K$ . Die Vertragspartei ist verpflichtet, den Gegenstand mit einem Wert von  $S_T$  zu einem Preis von  $K$  zu kaufen. Die „short position“ ergibt einen Gewinn von  $K - S_T$ , da sie den vereinbarten Preis anstelle des Marktpreises für den verkauften Gegenstand erhält.<sup>78</sup>

#### 2.3.1.2 Futures

Ein Futuresgeschäft stellt nichts anderes als **ein zukünftiges Spotmarktgeschäft** dar, wobei die Preise im Vorhinein festgelegt werden. Ein Futures-Vertrag ist somit eine Vereinbarung zwischen zwei Parteien, um eine bestimmte Ware zu einem bestimmten Zeitpunkt in der Zukunft zu einem bestimmten Preis zu kaufen („**long position**“) oder zu verkaufen („**short position**“). Futures werden meist über Börsen gehandelt und sind somit standardisiert. Es erfolgt eine tägliche Abrechnung („**marking to market**“). Am Ende eines

---

<sup>78</sup> Hull, John C. (2003), S. 3f.

jeden Handelstages werden Gewinn bzw. Verlust mit der beim Schließen des Vertrages hinterlegten „**initial margin**“ verrechnet. Steigt der Futurespreis, zahlt die „short position“ an die Börse die Differenz zwischen Vertragspreis und dem Tagespreis. Die „long position“ erhält diesen Betrag von der Börse. Zur Absicherung wird eine so genannte „**maintenance margin**“ vereinbart. Fällt der hinterlegte Betrag durch Verluste unter diese festgesetzte Grenze, wird der Investor zur Nachzahlung aufgefordert. Kommt er dieser nicht nach, nennt man dies „closing out“ – der Vertrag wird verkauft.<sup>79</sup>

### 2.3.1.3 Optionen

Im Gegensatz zu Forward- und Futures-Verträgen werden Optionen sowohl OTC (over-the-counter) und an den Börsen gehandelt. Es kann grundsätzlich zwischen zwei Arten unterschieden werden: „call“ und „put“. Eine **Call-Option** berechtigt den Inhaber den dem Vertrag zugrunde liegenden Wertgegenstand zu einem festgelegten Zeitpunkt zu einem bestimmten Preis zu erwerben. Die **Put-Option** berechtigt den Inhaber zum Verkauf. Sowohl in der Put- als auch in der Call-Option wird zwischen „long“ und „short positions“ unterschieden. Jener Vertragspartner, der die Option kauft, geht dabei die „**long position**“ ein, jener, der sie verkauft bzw. zeichnet, die „**short position**“. Wichtig ist hier zu unterstreichen, dass Optionen ein Recht verbiefen, aber keine Verpflichtung darstellen. Dies ist ein entscheidender Unterschied zu Futures- und Forward-Kontrakten, die diese Verpflichtung beinhalten. Das Recht, einen bestimmten Wertgegenstand zu erwerben, kann somit ausgeübt werden oder auch nicht. Ein weiterer Unterschied zu Futures und Forwards betrifft daher den Preis: Futures und Forwards können ohne Kosten eingegangen werden, wogegen Optionen nicht kostenlos sind.<sup>80</sup>

### 2.3.2 Zusammenhang von Spot- und Terminpreisen

Bei der Betrachtung der Definitionen von Termingeschäften wird der Zusammenhang von Spot- und Terminpreisen offensichtlich, da das Termingeschäft nur in die Zukunft verlagert wird. Die Finanztheorie bietet hier auch verschiedene Analysemodelle. Hull (2003) weist auf die Eigenschaften des dem Termingeschäft zugrunde liegenden Gegenstandes hin. Er unterscheidet in Investitionsgüter („investment assets“) und Konsumgüter („consumption assets“). Erstere werden wie der Name schon sagt, allein

---

<sup>79</sup> Ebd., S. 5.

<sup>80</sup> Ebd., S. 6ff.

aufgrund von Investitionsabsichten gehalten, wie z. B. Aktien aber auch Gold. Konsumgüter werden hauptsächlich für den Konsum in der Zukunft gehalten, wie z. B. Erdöl.<sup>81</sup> Diese Unterteilung ist auch bei den Termingeschäften für Handelswaren („commodities“), wie z. B. Strom, anzufinden und dient nicht allein zur Klassifizierung von verschiedenen Geschäften, sondern ist auch essentiell bei deren Bewertung.<sup>82</sup>

In der Literatur gibt es zwei wesentliche Theorien, die den Zusammenhang zwischen Spot- und Futures- bzw. Forward-Preisen für Handelswaren erklären. Eine basiert auf der **Theorie der Lagerung von Gütern**. Die Differenz zwischen den momentanen Spot- und Futures-Preisen wird durch die Tätigkeit der Lagerung erklärt, d.h. Lagerkosten werden hinzugezählt, ein so genanntes „convenience yield“ subtrahiert. Soll das No-Arbitrage-Argument halten und das **Cost-of-Carry-Prinzip** angewandt werden, ergibt sich folgende Formel für den Forward- bzw. Futurespreis:

$$F_{t,T} = S_t e^{(r+u-y)T} \quad (5)$$

$S_t$  stellt den Spotpreis der Handelsware zum Zeitpunkt  $t$  dar,  $r$  ist die risikofreie Zinsrate für die Periode  $T$ ,  $y$  das „convenience yield“, und  $u$  entspricht den Kosten für die physische Lagerung für die entsprechende Periode. Das „convenience yield“ kann in diesem Fall als eine Art Prämie („premium“) angesehen werden: Man hält eine Einheit der Ware, um z. B. unerwartete Nachfrage zu decken. Und es spiegelt die Erwartungen des Marktes betreffend der zukünftigen Verfügbarkeit des Gutes wider. Je wahrscheinlicher Engpässe sind, umso größer ist  $y$ . Besteht ausreichender Vorrat, fällt das „**convenience yield**“ niedrig aus.<sup>83</sup>

Diese traditionelle Finanztheorie begründet sich auf dem **No-Arbitrage-Argument**. Ist das dem Vertrag zugrunde liegende Gut leicht verkauf- bzw. kaufbar, kann durch eine entsprechende Strategie ein Gewinn durch den Handel mit Terminverträgen erzielt werden (Arbitrage). Effiziente Märkte schließen dies aber aus, woraus sich für die Preisbildung für Terminverträge das No-Arbitrage-Argument ergibt.<sup>84</sup>

---

<sup>81</sup> Hull, John C. (2003), S. 41.

<sup>82</sup> Ebd., S. 41 ff.

<sup>83</sup> Ebd., S. 59f.

<sup>84</sup> Ebd., S. 60 sowie vgl. Diskussion in Botterud, Audun et al. (2002), S. 4f sowie Kristiansen, Tarjei (2000), S. 4.



In der zweiten Theorie basiert der Preis von Futures- bzw. Forward-Kontrakten auf dem **erwarteten zukünftigen Spotpreis** ( $E_t(S_{t+T})$ ) und einer entsprechenden **Risikoprämie**. Die Risikoprämie,  $p$ , von Handelswaren entspricht der Differenz von der Diskontrate des Investors,  $i_T$ , und der risikolosen Zinsrate,  $r_T$ , also

$$p_T = -(r_T - i_T). \quad (6)$$

Der Futures-Preis ergibt sich somit wie folgt:

$$F_{t,T} = E_t(S_{t+T})e^{-p}. \quad (7)$$

Die Risikoprämie kann dabei auf verschiedene Arten erklärt werden: Einerseits können die Bedingungen des entsprechenden Marktes herangezogen werden: Eine Überzahl an risikoaversen Produzenten, die ihre Produkte am Terminmarkt hedgen wollen, führt zu niedrigeren Futures- bzw. Forwardpreisen als der erwartete zukünftige Spotpreis ( $p_T > 0$ ). Dies wird in der Literatur auch als ein Markt in Backwardation bezeichnet.  $p_T < 0$  entspricht einer risikoaversen Nachfrage-Seite. Die Terminpreise liegen über dem erwarteten Spotpreis (Markt in Contango). Andererseits kann die Risikoprämie auch durch die Betrachtung des Futures-Kontraktes als finanzieller Wert erklärt werden, indem dieser dann mit anderen Werten an der Börse verglichen wird. Wenn dabei  $S_T$  positiv mit dem Markt korreliert, beinhaltet der Besitz des Terminvertrags ein positives systematisches Risiko. Ein Gewinn höher als die risikofreie Zinsrate wird erwartet ( $i_T > r_T$  oder  $p_T > 0$ ), also  $F_{t,T} < E(S_T)$ . Ein negatives systematisches Risiko ( $i_T < r_T$ ) führt zu einem Markt in Contango.<sup>85</sup>

### 2.3.2.1 Eigenarten der Ware Strom

Die speziellen physischen Eigenschaften der Ware Strom stellen besondere Herausforderungen für das Verhalten der Strompreise an den Börsen dar. Deshalb müssen diese Charakteristika auch beim Handel berücksichtigt werden. Die Preisbildung an den Strombörsen unterscheidet sich daher von jener anderer Handelswaren und Wertpapieren.

Die Produktion von Elektrizität hat „just in time“ zu erfolgen. Elektrizität ist **nicht lagerbar**, wie z. B. Gold, und muss mit der Nachfrage zum jeweiligen Zeitpunkt abgestimmt sein. Elektrizität erhält ihren **Nutzen allein durch den Konsum**. Die Nachfrage ist stark mit Wetter und wirtschaftlicher Aktivität verknüpft. Ein Puffereffekt

<sup>85</sup> Botterud, Audun et al. (2002), S. 4ff sowie Hull, John C. (2003), S. 60ff.

der Lagerung entfällt deshalb, und dramatischere Preisänderungen sind aus diesem Grund wahrscheinlicher. Darüber hinaus ist die auf den ersten Blick homogene Ware Strom ein sehr heterogenes Produkt, das zu verschiedenen Laufzeiten gehandelt werden kann. Diese Tatsachen erschweren die direkte Anwendung der Finanztheorie auf den Elektrizitätsmarkt.<sup>86</sup>

### 2.3.2.2 Diskussion zur Anwendbarkeit für den Elektrizitätsmarkt

Die erste der beiden Finanztheorien basierend auf der Lagerung von Gütern stellt den Zusammenhang zwischen Spot- und Terminpreisen basierend auf dem No-Arbitrage-Argument her. Am Beginn dieses Abschnitts wurde bereits auf die Unterscheidung in Investitions- und Konsumgüter als zugrunde liegendes Geschäft hingewiesen. Das **No-Arbitrage-Argument** kann **nicht für Konsumgüter** angewandt werden. Es gilt ebenso nicht in Märkten für Handelswaren, wenn die Ware nicht lagerfähig ist. Hier ist es nicht möglich, eine risikofreie Position einzunehmen, indem das Gut am Spotmarkt gekauft und am Terminmarkt verkauft wird.<sup>87</sup> Beides trifft aber auf die Ware Strom zu, wodurch die erste Theorie für die Bewertung von Elektrizitätsmärkten nicht anwendbar ist.<sup>88</sup>

Bei der Theorie zur Risikoprämie bilden die Erwartungen der Akteure über die zukünftigen Entwicklungen den Ausgangspunkt für die Höhe des zukünftigen Spotpreises und somit des aktuellen Terminpreises (Vgl. Formel 7). Wird diese Theorie auf den Elektrizitätsmarkt angewandt, so ist v. a. die Elastizität von Angebot und Nachfrage interessant. Eine Risikoprämie entsteht, wenn

- a) entweder die Anzahl der Spieler auf der Angebotsseite wesentlich von jener der Nachfrageseite abweicht, oder
- b) die Risikoaversität unterschiedlich auf beiden Seiten gelagert ist.<sup>89</sup> Bei Risikoneutralität müsste der zukünftige Spotpreis dem aktuellen Terminpreis für die entsprechende Lieferperiode gleichen.<sup>90</sup>

---

<sup>86</sup> Kramer N. und K. Hufendiek (1999), S. 220f.

<sup>87</sup> Botterud, Audun et al. (2002), S. 5f sowie Hull, John C. (2003), S. 41ff sowie Böhm, Bernhard et al. (2008), S. 2.

<sup>88</sup> Kauppi und Liski (2008) sehen in von Wasserkraft dominierten Märkten jedoch eine Lagerfähigkeit der Ware Strom. Durch die Füllungsgrade der Wasserspeicher sehen sie die Spotpreise mit den zukünftigen Preisen eng verbunden. Kauppi, Olli und Matti Liski (2008), S. 3ff.

<sup>89</sup> Kristiansen, Tarjei (2000), S. 5.

Wenn davon ausgegangen wird, dass viele Produzenten auch Lieferanten von Strom sind, kann der erste Punkt ausgeschlossen werden. Der zweite Punkt ist dann wesentlich. Stromproduzenten können zumindest Teile ihrer Produktion kurzfristig ändern, um z. B. von möglichen Preisspitzen am Markt zu profitieren. Die Situation ist aber anders auf der Nachfrageseite gelagert. Stromlieferanten haben einen sehr begrenzten Einfluss auf die Entwicklung der Nachfrage bezüglich des Preises am Markt. Bei einer risikoaversen Nachfrageseite macht es Sinn, für diese Akteure so viel wie möglich über den Terminmarkt zu handeln. Dies ist auch auf die Tatsache zurückzuführen, dass Elektrizität nicht gelagert werden kann. Händler anderer Handelswaren könnten dies umgehen, indem sie einen entsprechenden Vorrat anlegen und somit auf Preisfluktuationen reagieren. Ein Überschuss in der Nachfrage für Terminverträge führt zu einer negativen Risikoprämie ( $p_T < 0$ ), wofür Hinweise in Studien über den Markt in Skandinavien gefunden wurden. Die Konsumenten bezahlen somit ihre Risikoaversität über die Prämie.<sup>91</sup>

Die Risikoprämie hängt – wie bereits erwähnt – wesentlich von den Erwartungen der Marktakteure ab. Deshalb spielt der Informationsstand dieser eine wesentliche Bedeutung. Eine positive Prämie kann somit auch auf eine Informationsineffizienz zurückzuführen sein, was z. B. die Beurteilung der zukünftigen Entwicklung von Produktion und Nachfrage betrifft.<sup>92</sup>

Dennoch ist auch die Theorie der Risikoprämie nicht unumstritten: Böhm, Bernhard et al. (2008) fanden in ihren Studien zum deutschen und nordischen Markt heraus, dass zwischen Spot- und monatlichen Terminpreisen eine sehr hohe Korrelation besteht (Vgl. auch Anhang 5.10 Korrelation Spot- und Terminpreise). Die Spot- und Futurespreise beider Börsen werden signifikant von ihren verzögerten Werten beeinflusst. Die Spotpreise weisen einen signifikanten Einfluss auf die Terminpreise auf. Durch diese Anlehnung an die Spotpreise muss die Voraussagekraft der Futures in Frage gestellt werden. Die Akteure orientieren sich in diesem Fall zu sehr an den Spotpreisen anstatt Modelle für zukünftige Szenarien zu nutzen.<sup>93</sup>

---

<sup>90</sup> Böhm, Bernhard et al. (2008), S. 5. Die dazugehörige Funktion lautet  $S_T = F_{t,T} + \varepsilon_t$ , wobei  $\varepsilon_t$  den Störterm angibt.

<sup>91</sup> Botterud, Audun et al. (2002), S. 5ff sowie Kristiansen, Tarjei et al. (2000), S. 5f.

<sup>92</sup> Böhm, Bernhard et al. (2008), S. 2ff.

<sup>93</sup> Ebd., S. 5ff.

## 3 Analyse und Vergleich

### 3.1 *Historischer Abriss zur Restrukturierung der Märkte*

Wie bereits im theoretischen Teil dieser Arbeit erläutert, bedurfte es gesetzlicher und struktureller Reformen in der Elektrizitätswirtschaft, um den Einzug des Wettbewerbs zu ermöglichen. Diese Restrukturierungen in den ausgewählten Märkten, Skandinavien, Deutschland und Großbritannien, sollen nun skizziert werden. Die historische Ausgangslage und die Restrukturierungen waren von Land zu Land verschieden und erfolgten in unterschiedlicher Geschwindigkeit.

#### 3.1.1 Die Restrukturierung des Strommarktes im europäischen Norden

Die Öffnung des nordischen Strommarktes für den Wettbewerb ging in mehreren Etappen vor sich. Den Beginn machte Norwegen, dem später die restlichen nordischen Länder folgten. Deshalb werden die einzelnen Länder getrennt voneinander behandelt. Die Gliederung ergibt sich aus dem chronologischen Ablauf des Beitritts der Länder zum gemeinnordischen Markt.

##### 3.1.1.1 Der nordische Vorreiter: Norwegen

Norwegen nahm als erstes Land in Skandinavien die Liberalisierung des heimischen Marktes in Angriff. Ausschlaggebend war nicht der Wunsch nach Effizienzsteigerung im Energiesektor, sondern der Wunsch nach stabilen Preisen. Die Einzelhandelspreise waren je nach geographischem Gebiet und je nach Saison sehr unterschiedlich. Dies war unter anderem auf unterschiedliche Wasserstände in den regional geführten Kraftwerken, die zu fast 100% von Wasserkraft abhängigen Landes zurückzuführen. Durch verstärkte Kooperation und Koordination sollten Preisunterschiede und -fluktuationen ausgeglichen werden. Basis bildete das neue Energiegesetz (**Energiloven 1990**), das am 1. Jänner 1991 Kraft trat. Zeitgleich nahm die erste **Strombörse** im Norden Europas, Statnet Marked, ihre Arbeit auf.<sup>94</sup> Durch den Wegfall der lokalen Versorgungsmonopole konnten Konsumenten ihren Stromanbieter von nun an frei wählen.<sup>95</sup>

---

<sup>94</sup> Skytte, Klaus (2001), S. 11f und S. 118f.

<sup>95</sup> Norwegische Wettbewerbsbehörden (2003), S. 12.

Erst ein Jahr später kam es zu **Umstrukturierungen**. Das staatliche Unternehmen Statkraft besaß bis 1992 ungefähr 80% der Hochspannungsleitungen. 1992 ging dieser Anteil an das neue staatliche Unternehmen Statnett über. Statkraft wurde somit zu einem reinen Produktionsunternehmen. Alle Netzunternehmen, ob national, regional oder lokal, führten die Prinzipien des „**common carriage**“ und **rTPA** ein. Vertikal integrierte Unternehmen mussten von nun an Produktion, Versorgungsnetz und Vertrieb zumindest in eigenen Abteilungen führen. Weitere Umstrukturierungen unterblieben, da der norwegische Markt historisch von einer Vielzahl an v. a. kommunalen Elektrizitätsunternehmen geprägt war. Der Einfluss der öffentlichen Hand blieb weiterhin bestehen, da keine Privatisierungen durchgeführt wurden.<sup>96</sup>

### **3.1.1.2 The early adaptor: Schweden**

Die ersten Schritte zur Liberalisierung des schwedischen Elektrizitätsmarktes wurden mit der Trennung des staatlichen Unternehmens Vattenfall in die Folgeunternehmen Svenska Kraftnät und Vattenfall im Jahr 1992 gesetzt. Svenska Kraftnät war von nun an das nationale staatliche Übertragungsnetzunternehmen. Vattenfall übernahm den Bereich der Produktion.<sup>97</sup>

Mit 1. Januar 1995 wurde von Svenska Kraftnät ein neues Tarifsysteem für das Netz eingeführt, der so genannte „point-of-connection tariff“, der auch im Januar 1996 für die regionalen und lokalen Netze eingeführt wurde. Der einzelne Akteur bezahlt dabei für das Recht, Strom ins oder aus dem Netz zu liefern bzw. zu beziehen, unabhängig davon, an welches Netz er angeschlossen ist. Mit bezahltem Tarif steht ihm der Zugang zum gesamten schwedischen Netz, national, regional und lokal zu. Mit der Eingliederung in den gemeinnordischen Markt fielen dann auch die Grenztarife zwischen Schweden und Norwegen.<sup>98</sup>

Das neue schwedische Elektrizitätsgesetz (**Ellag**) trat am 1. Januar **1996** in Kraft. Obwohl das schwedische Eigentumsrecht für Energiewirtschaftsunternehmen um einiges offener ist als das norwegische Äquivalent, war auch der schwedische Markt zum Zeitpunkt der

---

<sup>96</sup> Hjalmarsson, Lennart (1996), S. 134ff.

<sup>97</sup> Skytte, Klaus (2001), S. 12 und S. 119.

<sup>98</sup> Svenska Kraftnät (2007), S. 3f.

Liberalisierung von öffentlichem Eigentum geprägt.<sup>99</sup> Seit 1999 steht es jedem einzelnen Konsumenten zu, seinen Versorger frei zu wählen.<sup>100</sup>

### **3.1.1.3 The follower: Finnland**

1995 verabschiedete das finnische Parlament ein neues Elektrizitätsgesetz (**Electricity Market Act 386/1995**), welches Eintrittsbarrieren in den nationalen Elektrizitätsmarkt beseitigte und Wettbewerb ermöglichen sollte. Die Netzgesellschaft Fingrid nahm im März 1997 ihren Betrieb auf.<sup>101</sup>

Fingrid entstand Ende 1996 mit dem Beschluss Finnlands dem nordischen Markt beizutreten. Fingrid ist der nationale finnische TSO und wird zu 12% vom finnischen Staat, jeweils 25% von den Unternehmen Fortum und PVO und zu 38% von Versicherungsgesellschaften besessen. Fingrid selbst ist nur am nationalen Hochspannungsnetz beteiligt. Im Besitz von Fingrid befinden sich auch alle wichtigen Auslandsverbindungen.<sup>102</sup> Im Jahr 1998 entstand durch einen Merger des Elektrizitätsunternehmens Imatran Voima Oy (Elektrizität) und der Neste-Gruppe (Erdöl und Erdgas) der horizontal integrierte Fortum-Konzern.<sup>103</sup>

Aufgrund des hohen Anteils an industrieller thermischer Produktion (v. a. CHP) war eine sofortige Integration in den gemeinnordischen Markt nicht möglich. Deshalb lancierte Finnland vorerst eine eigene Strombörse, El-Ex.<sup>104</sup> Die vollständige Liberalisierung für Endkunden erfolgte im November 1998.<sup>105</sup>

### **3.1.1.4 Das Schlusslicht: Dänemark**

Historisch gesehen basierte der Elektrizitätsmarkt Dänemarks auf Unternehmen der Gemeinden oder Genossenschaften im Verbraucherbesitz (so genannte „consumer cooperatives“). Ausländische oder private Eigentümer wurden ausgeschlossen, abgesehen von privaten Genossenschaften. Die rund 100 Vertriebsgesellschaften hatten alle Anteile an den acht Produktionsgesellschaften. Bis zur Liberalisierung waren diese verpflichtet vom Produzenten in ihrem Eigentum Strom zu beziehen. Wie Skytte (2001) anmerkt,

---

<sup>99</sup> Skytte, Klaus (2001), S. 12 und S. 119.

<sup>100</sup> Nordische Wettbewerbsbehörden (2003), S. 12.

<sup>101</sup> Hjalmarsson, Lennart (1996), S. 175f.

<sup>102</sup> Homepage Fingrid – Company Info.

<sup>103</sup> Fortum (1999), S. 40.

<sup>104</sup> Skytte, Klaus (2001), S. 12 und S. 119.

<sup>105</sup> Nordische Wettbewerbsbehörden (2003), S. 12f.

begann Dänemark nicht aufgrund der **EU-Binnenmarktrichtlinie** des Jahres 1996 seinen Elektrizitätsmarkt zu öffnen, sondern eher aufgrund des Drucks seiner nördlichen Nachbarn, Norwegen und Schweden. Bereits vor der Liberalisierung kam es zum Austausch von Elektrizität zwischen den skandinavischen Ländern. 1998 wurde der Zugang für Dritte (TPA) an das Stromnetz eingeführt, wobei nur Vertriebsgesellschaften und größere Industriebetriebe (mit einem Verbrauch von mehr als 100 GWh) vorerst Zutritt erhielten. Am 2. Juni 1999 wurde die dänische Elektrizitätsreform verabschiedet, die eine schrittweise Öffnung des Marktes bis 2003 vorsah.<sup>106</sup>

Seit 1. Jänner 2005 besteht eine neue, staatliche Netzgesellschaft, Energinet, welche die Tätigkeiten der ehemaligen Übertragungsnetzbetreiber, Eltra und Elkraft, übernahm.<sup>107</sup> Damit wurden Produktion und Übertragung vollständig getrennt. Davor befand sich der westdänische Netzbetreiber Eltra im Besitz von 43 lokalen Vertriebsgesellschaften aus Jylland und Fyn, und im Osten arbeitete Elkraft im Namen der ostdänischen lokalen Unternehmen.<sup>108</sup>

Dänemark wird aufgrund der Netzverbindung in West und Ost geteilt. Der Westen Dänemarks trat dem nordischen Markt am 1. Juli 1999 bei, der Osten folgte im Jahr 2000.<sup>109</sup>

### **3.1.1.5 Die Strombörse: Nord Pool**

Der nordische Markt wird von einer Strombörse bedient, Nord Pool, die für alle Länder des europäischen Norden verantwortlich ist. Die Entwicklung dieser Strombörse geht jedoch zurück auf die 1970er-Jahre in Norwegen. Seit 1971 wurde der norwegische Markt von einer Strombörse bedient, die unter dem Namen Samkjøringen bekannt war und einen gelegentlichen Spotmarkt betrieb. Sie war jedoch nur für Produzenten zur optimierten Nutzung der Wasserkraftressourcen gedacht.<sup>110</sup> Am 1. Jänner 1991 nahm Statnett Marked AS, der damalige Name der Elektrizitätsbörse, seine Arbeit auf. Statnett Marked AS war eine 100%-ige Tochtergesellschaft von Statnett, dem nationalen norwegischen Übertragungsnetzunternehmen.<sup>111</sup>

---

<sup>106</sup> Olsen, Ole. J. und Klaus Skytte (2000), S. 6ff.

<sup>107</sup> Energinet (2006), S. 11f.

<sup>108</sup> Entscheidung der Kommission 1999/798/EG, (5).

<sup>109</sup> Skytte, Klaus (2001), S. 12f und S. 119f.

<sup>110</sup> Hjalmarsson, Lennart (1996), S. 134ff.

<sup>111</sup> Nord Pool Spot AS, Homepage – History.

Nord Pool selbst wurde **1993 gegründet**. 1995 einigten sich die Energieminister von Schweden und Norwegen darauf, den Markt auszuweiten. 1996 trat Schweden schließlich bei, indem Svenska Kraftnät, der schwedische Übertragungsnetzbetreiber, 50% von Statnett Marked AS übernahm. Neben organisatorischen Änderungen kam es auch zur Namensänderung in Nord Pool ASA. 1998 wuchs der Markt der Börse um Finnland: Die finnische Elektrizitätsbörse EL-EX vertrat nun Nord Pool auf dem finnischen Markt. Ab 1. Juli 1999 war der Spothandel auch in Westdänemark (Jütland/Fünen) möglich. Die Integration aller nordischen Länder war mit dem Jahr 2000 vollständig, als der Handel auch in Ostdänemark (1. Oktober 2000) möglich wurde. 2002 gliederte Nord Pool den Spotmarkt in ein separates Unternehmen aus, Nord Pool Spot AS. Dieses Unternehmen befindet sich im Eigentum von allen Übertragungsnetzbetreibern im Gebiet von Nord Pool und der Nord Pool ASA. Im Februar 2005 wurden weltweit erstmals Zertifikate für CO<sub>2</sub>-Emissionen an der Börse gehandelt.<sup>112</sup>

Nord Pool ASA ist heute eine internationale Strombörse mit allen nordischen Ländern als Mitglieder – mit der Ausnahme von Island. Ende 2007 waren 416 Teilnehmer aus 20 verschiedenen Ländern an der nordischen Strombörse registriert.<sup>113</sup>

#### *3.1.1.5.1 Der physische Markt (Spotmarkt)*

Der Markt für den physischen Handel von Nord Pool ASA wird **Elspot** genannt und wurde 1993 zuerst in Norwegen eingeführt. Die rechtliche Grundlage für den internationalen Handel bildete der parlamentarische Bericht „Storting Bericht Nr. 11 1995/96“ und die Lizenz für grenzüberschreitenden Handel, ausgestellt von Norges Vassdrags- og Energiverk (NVE). Am 2. Jänner 2002 nahm Nord Pool Spot AS den Betrieb auf, als ein von Nord Pool ASA unabhängiges Unternehmen. Gemäß der Lizenz von NVE, ist Nord Pool Spot AS ermächtigt, einen Marktplatz für den physischen Großhandel von Elektrizität zu betreiben.<sup>114</sup> Nord Pool Spot AS befindet sich im Besitz der nordischen Übertragungsnetzbetreiber Statnett, Svenska Kraftnät, Fingrid und Energinet.<sup>115</sup>

---

<sup>112</sup> Nord Pool Spot AS, Homepage – History.

<sup>113</sup> Nord Pool ASA, Homepage – Memberlist sowie Nord Pool Spot AS, Homepage – Participant List - Elspot.

<sup>114</sup> Nord Pool Spot AS, Homepage – History.

<sup>115</sup> Nord Pool Spot AS, Homepage – Ownership.



Elspot ist ein **Day-Ahead-Markt**, d. h. die Verträge werden für den nächsten Tag gehandelt. Der Elspot-System-Preis definiert sich dabei aus dem Zusammentreffen von Angebot und Nachfrage für die jeweilige Stunde des nächsten Tages. Weitere Charakteristika sind:

- √ Das Elspot-Konzept basiert auf **Auktionen** von Verkaufs- und Kaufsgeboten, die stündlich (hourly contracts), in Blöcken (block contracts) oder flexibel (flexible hourly contracts) sein können.
- √ Um Engpässe im Netz, so genannte Flaschenhalse, zu vermeiden, wurden **Gebietspreise**, so genannte Elspot market area prices, eingeführt.
- √ Als **Systempreis** wird jener Preis angenommen, der ohne mögliche Flaschenhalse zustande kommt, d. h. es wird hierbei davon ausgegangen, dass der nordische Markt keine Netzbeschränkungen hat und Austausch von Elektrizität beliebig möglich ist.
- √ Skandinavien ist in unterschiedliche geographische Gebiete (**Elspot bidding areas**) eingeteilt, um auf mögliche Flaschenhalse reagieren zu können. Bei Überlastung der Netzkapazitäten entstehen somit zwei oder mehrere Gebietspreise, die vom Systempreis abweichen.<sup>116</sup>

**Hourly contracts (Stundengebote)** bilden die Basis aller Verträge. Die Unternehmen übermitteln Nord Pool dabei Angebote (bids) für jede einzelne Stunde des nächsten Tages, um Strom zu kaufen oder zu verkaufen.<sup>117</sup>

**Block contracts (Blockgebote):** Geblockte Verträge bzw. Angebote laufen über mehrere aufeinander folgende Stunden, wobei Preis und Volumen für den gewünschten Zeitraum fix sind. Nord Pool bietet einerseits die Möglichkeit, aus festgesetzten Blöcken auszuwählen, andererseits ist es seit März 2004 möglich, eigene Blöcke zu wählen (min. 4 Stunden).<sup>118</sup> Eine weitere Neuerung sind die „linked block bids“. Das bedeutet, dass zwei oder drei Blöcke miteinander verbunden sind, wobei es einen Hauptblock (main bid - Muttergebot) gibt und die davon abhängigen Untergebote (dependent bid - Tochtergebot), die nur dann zum Zug kommen, wenn das Muttergebot akzeptiert wurde. Diese „linked

<sup>116</sup> Nord Pool ASA (2004b), S. 15 sowie Nord Pool Spot AS (2006), S. 14.

<sup>117</sup> Nord Pool Spot AS (2006), S. 14.

<sup>118</sup> Nord Pool ASA (2004b), S. 16f sowie Nord Pool Spot AS (2006), S. 14ff.

block bids“ sind v. a. dann sinnvoll, wenn die Produktionskosten davon abhängen, dass alle Blöcke akzeptiert werden.<sup>119</sup>

**Flexible hourly contracts (Flexible Stundengebote)** können nur von der Verkaufsseite eingegangen werden. Dabei gibt der Produzent an, welche Menge er zu einem bestimmten Preis in einer Stunde verkaufen möchte. Der Zeitpunkt wird dabei nicht festgelegt. Stündliche und Block-Bids werden jedoch bevorzugt behandelt. Teilnehmer dürfen maximal fünf flexible Stundengebote abgeben.<sup>120</sup>

Die Minimumvertragsgröße beträgt 0,1 MWh/Std. Heute kann sowohl in den skandinavischen Währungen NOK, SEK und DKK als auch in Euro gehandelt werden.<sup>121</sup>

Im Jahr 2007 wurden 291 TWh über Nord Pool Spot AS gehandelt. Dies stellt ungefähr 69% der gesamten nordischen Nachfrage dar.<sup>122</sup> Eine Übersicht der Entwicklung des Handelsvolumens gibt Abbildung 5:

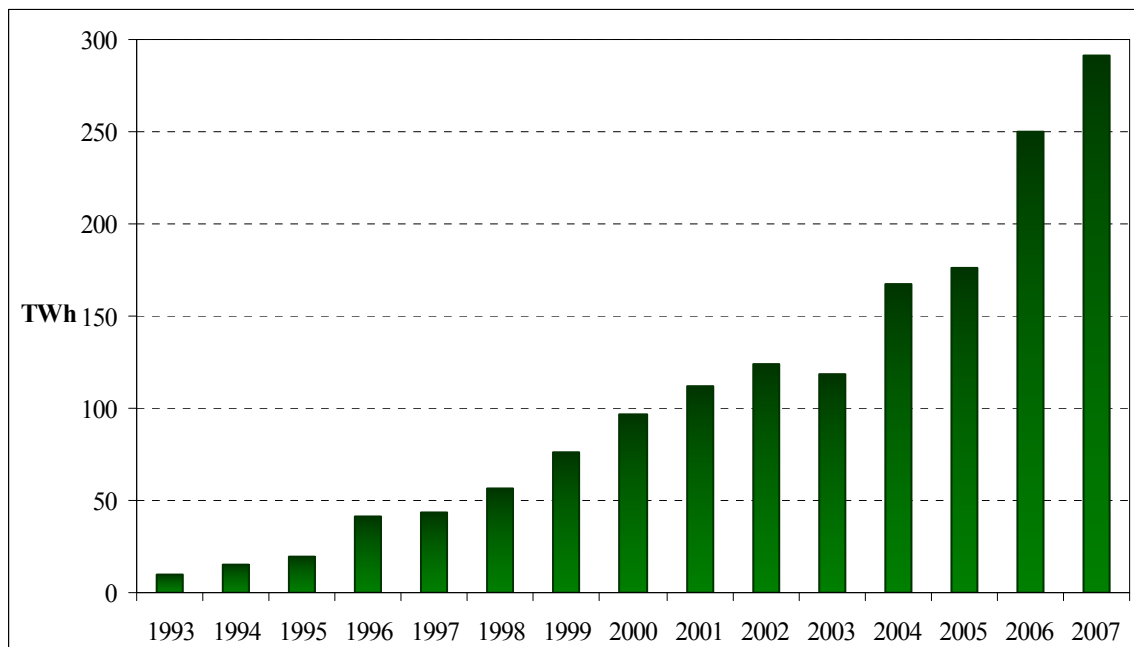


Abbildung 5: Handelsvolumen - Nord Pool Spotmarkt; Quelle: Nord Pool Spot AS

<sup>119</sup> Nord Pool Spot AS (2006), S. 16f.

<sup>120</sup> Ebd., S. 17.

<sup>121</sup> Ebd., S. 14f.

<sup>122</sup> Nord Pool Spot AS (2007), S. 7.

### 3.1.1.5.2 *Der finanzielle Markt*<sup>123</sup>

Am finanziellen Markt bot Nord Pool zunächst **Forwards** mit einer maximalen Laufzeit von sechs Monaten an, wobei sehr schnell die Aufteilung in Spitzenlast- und Grundlastverträge (Kalenderwoche, 4-Wochenblöcke) zugunsten von Grundlastverträgen (Kalenderwoche) aufgegeben wurde. 1997 erfolgte der Wechsel von Verträgen mit einer Stromlieferung als Basisgeschäft hin zu reinen finanziellen Instrumenten mit dem Spotpreis als Referenzpreis.<sup>124</sup>

1995 wurden die ersten **Futures** eingeführt. Die Laufzeit erhöhte sich zu Beginn schrittweise auf insgesamt drei Jahre, um schließlich wieder auf acht bis zwölf Monaten reduziert zu werden. Basis bildeten und bilden die Wochenfutures. 2003 wurde die maximale Laufzeit von Futures erneut auf sechs Wochen gekürzt. Futures mit einer Laufzeit von mehr als sechs Wochen wurden in Forwards umgewandelt. Ebenso ersetzte Nord Pool geblockte Futures-Verträge durch monatliche Forward-Verträge.<sup>125</sup>

1997 entschied sich Nord Pool die **Forward**-Verträge (mit einer maximalen Laufzeit von vier Jahren) zu standardisieren. Im selben Jahr wurde Eltermin gelauncht. Diese Produktgruppe beinhaltet heute sowohl Futures als auch Forwards. Mit 2004 wurden die Forward-Verträge nach internationalen Standards (month, quarter, year) ausgerichtet.<sup>126</sup>

1999 reagierte Nord Pool auf die steigende Nachfrage nach finanziellen Instrumenten mit der Einführung von standardisierten **Optionen**, Eloption. Die unterliegenden Verträge sind Quarter und Year Forward-Kontrakte. **Contracts for Difference** (CfD) wurden 2000 eingeführt, um den Teilnehmern an der Börse die Möglichkeit eines perfekten Hedges trotz Gebietspreisen zu gewährleisten. CfDs stellen Forward-Verträge dar, die sich auf die Differenz zwischen System- und Gebietspreis beziehen.<sup>127</sup>

Im Juni 2007 relaunched Nord Pool Spitzenlastverträge. Diese decken die Zeit von 8 bis 20 Uhr montags bis freitags ab. Seit 2006 werden die finanziellen Verträge in Euro abgewickelt.<sup>128</sup>

---

<sup>123</sup> Nord Pool ASA (2007b), S. 7ff.

<sup>124</sup> Nord Pool ASA (2004c), S. 4ff und 10f sowie Nord Pool ASA (2007b), S. 4ff.

<sup>125</sup> Nord Pool ASA (2004c), S. 8f sowie Nord Pool ASA (2007b), S. 8f.

<sup>126</sup> Nord Pool ASA (2004c), S. 5ff sowie Nord Pool ASA (2007b), S. 10f.

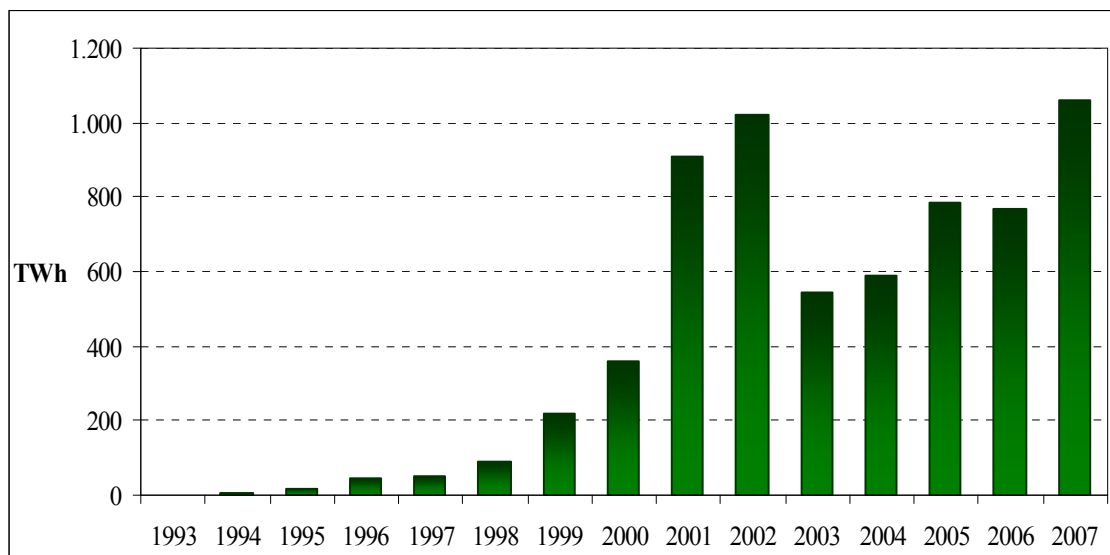
<sup>127</sup> Nord Pool ASA (2004c), S. 5 und S. 12ff sowie Nord Pool ASA (2007b), S. 12ff.

<sup>128</sup> Nord Pool ASA (2007b), S. 5f.

**Tabelle 4: Übersicht der finanziellen Instrumente - Nord Pool; Quelle: Nord Pool mit eig. Bearb.**

Produkt	Lastprofil	Lieferperiode	Zeitraum	Mindestvertragsvolumen/Std.
Futures	Base load Base/Peak load	Day Week	7 Tage 24 Stunden	1 MW
Forward	Base load	Winter 1 Summer Winter 2 Year	1. 1. – 30. 4 1. 4. – 30. 9 1. 10. – 31.12. 1. 1. – 31. 12.	1 MW
Forward (ab 2004)	Base/Peak load Base/Peak load Base/Peak load	Month Quarter Year	Kalendermonat 3 Kalendermonate 1.1. – 31. 12.	1 MW
Optionen (European Option)	Base load	Quarter Year	3 Kalendermonate 1.1. – 31. 12.	1 MW
CfD	Base load	Month Season Year	Kalendermonat 3 Kalendermonate 1.1. – 31. 12.	1 MW

2007 wurden insgesamt 1.060 TWh an finanziellen Instrumenten über Nord Pool gehandelt.<sup>129</sup> Der Rückgang im Jahr 2003 ist auf die angespannte und unsichere Situation am nordischen Markt zurückzuführen, die viele Teilnehmer beim gehandelten Volumen vorsichtiger werden ließ. Die Anzahl der gehandelten Verträge änderte sich 2002 auf 2003 allerdings nicht.<sup>130</sup>



**Abbildung 6: Handelsvolumen – NP Terminmarkt; Quelle: Nord Pool mit eig. Bearb.**

<sup>129</sup> Nord Pool ASA (2007a), S. 9.

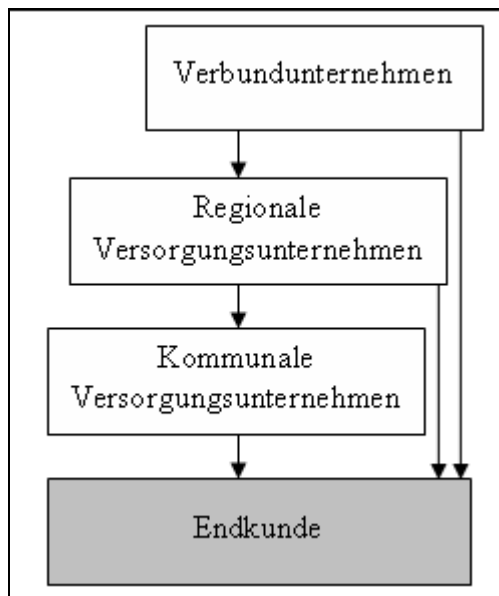
<sup>130</sup> Nord Pool ASA (2004a), S. 6ff.

### 3.1.2 Die Restrukturierung in Deutschland

#### 3.1.2.1 Die Restrukturierung des Strommarktes in Deutschland

Bis 1998 hatten die deutschen Energieversorgungsunternehmen ein Monopol auf einem regional abgegrenzten Markt inne. Dies wurde durch die so genannten Demarkations- und Konzessionsverträge sichergestellt.<sup>131</sup> Mit den lokalen Gebietskörperschaften musste für die Verlegung und Nutzung von Leitungen ein Konzessionsvertrag aufgrund des Wegemonopols der deutschen Gemeinden geschlossen werden. Üblicherweise wurden eine Eigenversorgung der Gemeinden und eine Nutzung durch andere Energieversorgungsunternehmen ausgeschlossen (Ausschließlichkeitsrecht). Die Gemeinden erhielten im Gegenzug Konzessionsabgaben vom betreffenden Unternehmen. Unter den Demarkationsabsprachen (horizontal und vertikal) wurden vereinbarte Abgrenzungen von Gebieten für die jeweiligen Unternehmen verstanden, indem eine Unterlassung der Versorgung mit Energie in einem bestimmten Gebiet vertraglich vereinbart wurde. Dies führte zu einer Monopolstellung eines Vertragspartners innerhalb eines vereinbarten Gebietes.<sup>132</sup>

**Abbildung 7: Traditionelle Struktur am deutschen Markt; verändert übern. aus Wietschel, Martin (2000), S. 191.**



Bis zur Öffnung des Marktes bestand die deutsche Elektrizitätswirtschaft aus rund 1.000 Unternehmen, die in nationale, regionale und lokale Einheiten unterteilt werden konnten. Die wichtigsten Elektrizitätserzeuger waren die großen Verbundunternehmen. Bis zum Merger der beiden kleineren Verbundunternehmen, PreussenElektra AG (PREAG – Tochterunternehmen der VEBA) und Nordwestdeutsche Kraftwerke AG (NWK), im Jahr 1996 waren dies neun Unternehmen. Danach dominierten acht Verbundunternehmen den

deutschen Markt. Wesentlich ist und war, dass es sich bei diesen Unternehmen um vertikal

<sup>131</sup> Görs, Jens et al. (2000), S. 72ff.

<sup>132</sup> Wietschel, Martin (2000), S. 71f.

integrierte Elektrizitätsgesellschaften handelte, welche auch für das Übertragungsnetz in ihrem Gebiet verantwortlich waren. Die wichtigsten Gesetzestexte für die Energiewirtschaft waren das Energiewirtschaftsgesetz aus dem Jahr 1935 und die Kartellgesetze.<sup>133</sup>

Die Liberalisierung des deutschen Elektrizitätsmarktes geht auf das Jahr 1998 zurück. Deutschland ist somit der jüngste Markt dieser Arbeit. Die **EU-Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie 96/92/EG** wurde in dem betreffenden Jahr durch das Energiewirtschaftsgesetz (**EnWG**) vom 29. April 1998 in deutsches Recht umgewandelt. Demarkations- und Konzessionsverträge fielen weg. Im EnWG wurde der Netzzugang auf Vertragsbasis (**negotiated Third-Party-Access – nTPA**) mit einer Netzzugangsalternative §7 EnWG (**single buyer**) für kleinere Gemeinden für den deutschen Markt festgesetzt.<sup>134</sup> Die Regulierung des Netzzuganges und die Übertragungspreise verhandelten Organisationen der Elektrizitätsindustrie und der Schwerindustrie. Das Resultat war die Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Durchleitungsentgelte (VV) vom Mai 1998 und die Netzzugangsregeln (Grid-Code) der Netzbetreiber.<sup>135</sup> In Deutschland erfolgte keine strikte Trennung von Übertragung und Produktion. Somit waren die Verbundunternehmen weiterhin neben der Produktion auch für das Übertragungsnetz in ihrem Gebiet zuständig. Die Unternehmen wurden nur angehalten getrennte Bücher für die einzelnen Segmente zu führen. Der Zugang zum Netz für andere Produzenten bzw. Stromanbieter war und ist über den nTPA möglich.<sup>136</sup> Die Verbändevereinbarung wurde in den Jahren 2000<sup>137</sup> und 2002 erneuert (VV II plus).<sup>138</sup>

Deutschland unterließ eine tiefgreifende Umstrukturierung der Unternehmenslandschaft und setzte auf die bereits bestehenden Kartellgesetze, um sich dem Wettbewerb zu stellen.<sup>139</sup>

---

<sup>133</sup> Ebd., S. 69ff und S. 121ff.

<sup>134</sup> Bower, John et al. (2001), S. 989ff und Wietschel, Martin (2000), S. 126ff.

<sup>135</sup> Wietschel, Martin (2000), S. 129ff und S. 138ff.

<sup>136</sup> Brunekreeft, Gert (2003), S. 34ff.

<sup>137</sup> Die VV wurde 2000 in „Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie“ umbenannt. Vgl. Wietschel, Martin (2000), S. 135f

<sup>138</sup> Die VV II plus stammt aus dem Jahr 2001 und trat mit 1. Jänner 2002 in Kraft. Vgl. Bundesverband der Deutschen Industrie e. V. – BDI et al. (2001), S. 12.

<sup>139</sup> Bower, John et al. (2001), S. 989ff.

### 3.1.2.2 Die Strombörse: European Energy Exchange (EEX)

Die Energiebörse Deutschlands, European Energy Exchange, ging aus dem Zusammenschluss zweier Börsen hervor. 2002 wurden die **Leipzig Power Exchange** (LPX) und die **European Energy Exchange** in Frankfurt zu einer gesamtdeutschen Energiebörse zusammengeschlossen. Die LPX nahm am 15. Juni 2000 als erste Strombörse in Deutschland den Handel auf. Am 8. August 2000 folgte die EEX mit dem Spotmarkt und am 1. März 2001 mit dem Terminmarkt. Neben Strom wird auch mit Erdgas, Kohle und Emissionsberechtigungen gehandelt. Geographisch deckt die EEX Deutschland, Österreich und die Schweiz ab. 2007 waren über 200 Unternehmen aus über 20 Ländern an der EEX registriert.<sup>140</sup>

#### 3.1.2.2.1 Der Spotmarkt<sup>141</sup>

Seit Sommer 2000 stand den Teilnehmern beider deutscher Strombörsen der Spotmarkt mit physischer Erfüllung zur Verfügung. Die EEX ist wie Nord Pool ein **Day-Ahead-Markt**. Dabei können Angebote für jede einzelne Stunde (**Stundenkontrakt**) oder für festgelegte Blöcke (**Blockkontrakt**) des Folgetages abgegeben werden. Am Markt des kontinuierlichen Blockhandels besteht die Möglichkeit Gebote auf **Spitzenlast** (peak load) und **Grundlast** (base load) zu machen. Dabei wird jeder neu eintreffende Auftrag sofort auf Ausführbarkeit überprüft. **Flexible Stundengebote** unterliegen einem ähnlichen Ablauf wie in Skandinavien: Das Gebot wird in der teuersten Stunde ausgeführt, nachdem der Preis auf Grundlage der **Stunden- und Blockgebote** ermittelt wurde, d. h. sie werden zuletzt berücksichtigt. Der Gleichgewichtspreis ermittelt sich aus Angebot und Nachfrage der Stundenkontrakte, wobei die Akteure keine Einsicht in die von den Kontrahenten übermittelten Gebote erhalten.<sup>142</sup>

Bei Kapazitätsengpässen im Übertragungsnetz wird der deutsche Markt, ähnlich wie in Skandinavien, in Gebotsgebiete eingeteilt. Bestehen keine Engpässe gilt der in Stundenauktionen ermittelte Gleichgewichtspreis (**Market-Clearing Price**, MCP) für Gesamtdeutschland. Deutschland und Österreich bilden ein gemeinsames Marktgebiet (MA01), wohingegen die Schweiz separat in einem eigenen Marktgebiet (MA02) mit

<sup>140</sup> EEX, Homepage – Über EEX.

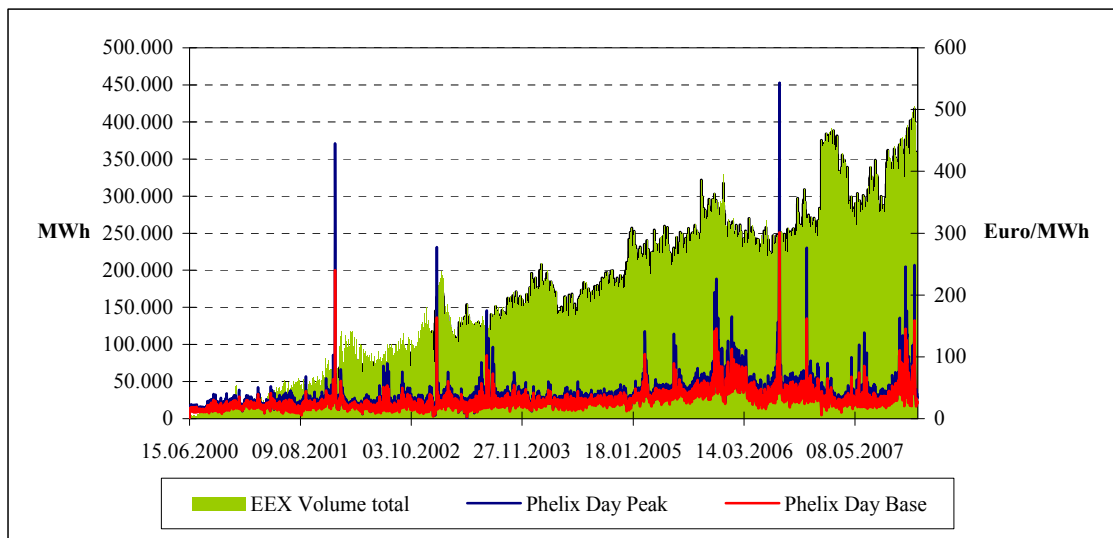
<sup>141</sup> EEX (2008), S. 4ff.

<sup>142</sup> Ebd., S. 4ff sowie EEX (2004a), S. 5ff.

eigenem Börsenpreis geführt wird. Derzeit bestehen in Deutschland vier Gebotsgebiete oder auch Preisgebiete, die mit den Regelzonen der Übertragungsnetzbetreiber gemäß Verbändevereinbarung VV II plus vom 13. Dezember 2001 übereinstimmen.<sup>143</sup>

**Tabelle 5: Übersicht der Spotkontrakte - EEX; Quelle: EEX (2008) mit eig. Bearb.**

Produkt	Lastprofil	Lieferperiode	Zeitraum	Vertragsvolumen/Std.
Stundenkontrakt	Grundlast	Stunde	MO-SO 0-24 Uhr	0,1 MWh
Blockkontrakt	Tagesgrundlast	Stunde	MO-SO 0-24 Uhr	24 MWh
	Tagesspitzenlast	Stunde	MO-FR 8-20 Uhr	12 MWh
	Wochenendgrundlast	Wochenende	SA-SO 0-24	48 MWh



**Abbildung 8: EEX Handelsvolumen und PHELIX Spotpreise 2000 - 2007; Quelle: EEX mit eig. Bearb.**

Abbildung 8 zeigt sowohl die Entwicklung des Handelsvolumens an der EEX als auch jene der Spotpreise, genannt PHELIX Base und Peak, seit dem Beginn der Börse. Wie sehr gut zu erkennen ist, erhöhte sich das Volumen in den letzten Jahren enorm.

<sup>143</sup> EEX (2008), S. 6 sowie EEX (2007), S. 25f.



### 3.1.2.2.2 Der Terminmarkt

Neben dem Spotmarkt steht den Teilnehmern der EEX seit Frühjahr 2001 auch der Terminmarkt offen. Das Angebot enthält standardisierte Futures-Kontrakte und Optionen. Die Laufzeit beträgt je nach Produkt zwischen sechs Monaten und sechs Jahren.<sup>144</sup>

**Tabelle 6: Übersicht der Terminprodukte EEX; Quelle: EEX (2008) mit eig. Bearb.**

Produkt	Erfüllung	Lastprofil	Lieferperiode	Vertragsvolumen/Std.
Phelix-Futures	Barausgleich	Base load (MO-SO 00:00-24:00) Peak load (MO-FR 08:00-20:00)	Monat Quartal Jahr	1 MW
German-Futures	physisch	Base load Peak load	Monat Quartal Jahr	1 MW
French-Futures	physisch	Base load Peak load	Monat Quartal Jahr	1 MW
Optionen auf Futures (europäisch)		Base load Peak load	Monat Quartal Jahr	1 MW

Die Futureskontrakte unterscheiden sich einerseits durch das gewählte Lastprofil und die Lieferperioden, andererseits durch den Lieferort. Dieser kann die Regelzonen des EEX-Spotmarktes (Phelix), die Regelzone der deutschen RWE Transportnetz Strom GmbH (German-Futures) oder die Regelzone des französischen Netzbetreibers RTE (French-Futures) umfassen. Bei Futures mit physischer Erfüllung kommt es zur tatsächlichen Bereitstellung von Strom zum bestimmten Liefertermin. Bei Phelix-Futures wird nur die Preisdifferenz zwischen vereinbartem Preis und tatsächlichem zukünftigen Marktpreis ausgeglichen.<sup>145</sup>

Abbildung 9 zeigt die Entwicklung des Handelsvolumens am Terminmarkt der EEX seit der Einführung von finanziellen Derivaten. Die Handelseinheiten von Monats-, Quartals- und Jahreskontrakten wurden beibehalten. Seit der Einführung der Verträge stieg die Nachfrage danach rasant an, v. a. nach Jahresverträgen.

<sup>144</sup> EEX (2004b), S. 6 sowie EEX (2008), S. 7ff.

<sup>145</sup> EEX (2007), S. 8 sowie EEX (2008), S. 8ff.

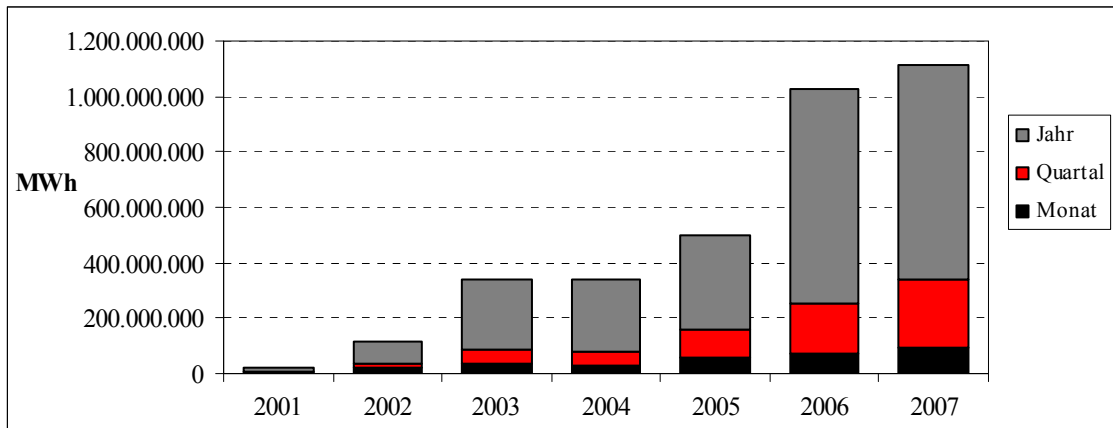


Abbildung 9: Handelsvolumen Futureskontrakte der EEX, Quelle: EEX mit eig. Bearb.

### 3.1.3 Die Restrukturierung in Großbritannien

#### 3.1.3.1 Die Restrukturierung des Strommarktes in Großbritannien

Aufbauend auf dem **Electricity Act 1989**, begann ein Jahr später die Restrukturierung des englischen Elektrizitätsmarktes. Der 31. März 1990 bekam den Namen „vesting day“ und markierte einen gewaltigen Umbruch dieses Sektors. Zurückgehend auf die Intentionen Margaret Thatchers, einen großen Teil des öffentlichen Eigentums zu privatisieren, wurde nun der Elektrizitätsmarkt in Angriff genommen. Einer der Ecksteine der Konservativen war die Teilung des Marktes auf vertikaler Ebene (Unbundling): Produktion, Übertragung und Vertrieb mussten getrennt werden.<sup>146</sup>

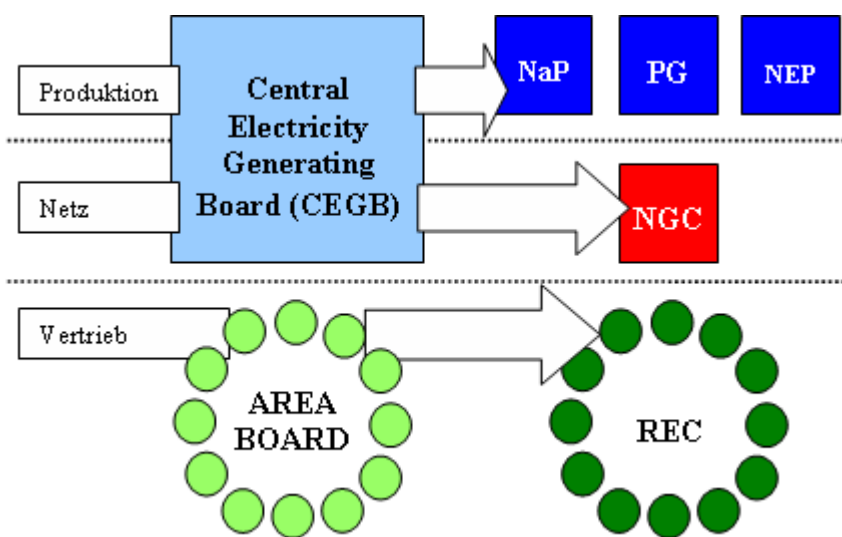


Abbildung 10: Umstrukturierung in England und Wales

<sup>146</sup> Brunekreeft, Gert (2003), S. 128.

Vor dem 1. April 1990 lag die Produktion und Übertragung im nationalen Hochspannungsnetz in England und Wales in der Hand vom Central Electricity Generating Board (CEGB), welches diese Sektoren dominierte. Die lokalen Niederspannungsnetze, welche die Endkunden mit Strom versorgten, wurden von zwölf regionalen Unternehmen der öffentlichen Hand betrieben, den so genannten Area Boards. Während Privatisierung und Restrukturierung des Marktes auf Wettbewerb in Produktion und Vertrieb setzte, behielten die Übertragungsnetz- und die Verteilungsnetzbetreiber ihr natürliches Monopol. Durch die Regulierung der beiden letzten Sektoren sollte auch hier mehr Effizienz erreicht werden. Die ehemaligen Area Boards wurden als Regional Electricity Companies (RECs) intakt privatisiert, wobei getrennte Rechnungen für die Bereiche „regionales Netz“ und „Vertrieb“ vorgeschrieben wurden. Das CEGBs wurde in drei Produktionsgesellschaften und eine Netzgesellschaft umstrukturiert. Die neuen Produktionsgesellschaften erhielten die Namen National Power (NaP), PowerGen (PG) und Nuclear Electric Power (NEP). National Power und PowerGen betrieben fortan die Kraftwerke mit fossilen Energieträgern, während in Nuclear Electric die Kernkraftwerke zusammengeführt wurden. Nuclear Electric blieb bis 1996 in öffentlicher Hand. In diesem Jahr wurde das Unternehmen als British Energy (BE) privatisiert. Bis 1995 war das nationale Übertragungsnetzunternehmen – National Grid Company (NGC) – im Besitz der zwölf RECs. Ein sehr wichtiger Bestandteil der Umstrukturierung in England und Wales stellte die Einführung einer obligatorischen Strombörse, **Electricity Pool of England & Wales**, dar, an der die gesamte produzierte Elektrizität des Gebietes gehandelt werden musste.<sup>147</sup>

In etwa zur gleichen Zeit wurden auch die Märkte in Schottland und Nordirland umstrukturiert, wenn auch in unterschiedlicher Weise. Die zwei voll-integrierten schottischen Unternehmen South of Scotland Electricity Board (SSEB) und North of Scotland Hydro-Electric Board (HSHEB), beide bis 1991 in nationaler Hand, wurden fast vollständig als Scottish Power und Scottish Hydro-Electric privatisiert. Die Kernkraftwerke Schottlands übernahm Scottish Nuclear. Erst nach der Zusammenführung mit den Kernkraftwerken von Nuclear Electric 1996 wurden diese privatisiert. Schottland ging demnach nicht den Weg der totalen vertikalen Entflechtung, was auch als einer der Gründe für den beschränkten Wettbewerb angesehen wurde.<sup>148</sup>

---

<sup>147</sup> Thomas, Steve (2001), S. 75ff.

<sup>148</sup> Ebd., S. 75ff.

Den nordirischen Markt beherrschte vor 1992 das voll-integrierte Unternehmen Northern Ireland Electric (NIE). 1992 wurde es privatisiert, wobei nur die Produktion ausgegliedert werden musste. Die größten Kraftwerke wurden auf drei Unternehmen verteilt: Das größte ging an ein Tochterunternehmen von British Gas. Die beiden anderen gingen jeweils an das Konsortium Nigen, bestehend aus Tractebel aus Belgien und AES aus den USA, und an die eigenen Mitarbeiter und das Management. Der nordirische Markt erhielt zwar bessere Voraussetzungen für den Wettbewerb, wurde aber aufgrund vergebener Langzeitverträge nicht als konkurrenzfähig angesehen.<sup>149</sup>

Nach den obigen Darstellungen wies Großbritannien somit drei verschiedene geographische Märkte auf. England und Wales vollzogen Anfang der 1990er-Jahre die größten Veränderungen und erhielten eine eigene Strombörse. In Schottland und Nordirland erfolgte zwar sehr schnell eine **Privatisierung** der Unternehmen, jedoch - im Vergleich zu England und Wales - keine tief greifende Umstrukturierung der Märkte. Darüber hinaus wurde die Netzverbindung zwischen den Gebieten erst in den Jahren nach dem „vesting day“ sukzessive ausgebaut. Scottish Power und Scottish Hydro Electric lieferten jedoch über die Jahre Teile ihrer Produktion durch den Interconnector – dem Verbindungskabel zwischen Schottland und dem britischen Süden - an den englischen und walisischen Markt.<sup>150</sup> Im März **2001** kam es zu einer Änderung der Marktbedingungen, indem die bisherige Börse, England & Wales Electricity Pool, durch die **NETA**-Vereinbarungen (New Electricity Trading Arrangements) abgelöst wurde. Ziel war es, wettbewerbsfähigere Rahmenbedingungen zu schaffen. Der Handel an den neuen Börsen ist seitdem nicht mehr obligatorisch. Finanzielle und bilaterale Verträge sind fortan möglich. Es entstanden drei neue Börsen: UKPX, UK APX und IPE (International Petroleum Exchange), wobei nur die ersten beiden über einen Spotmarkt verfügten.<sup>151</sup> Ein Schritt Richtung verstärkter Integration des schottischen Marktes war die Einführung von **BETTA** (British Electricity Trading and Transmission Arrangements) durch den **Energy Act 2004** im April 2005. Der Markt von England und Wales wurde damit auf Schottland erweitert.<sup>152</sup>

---

<sup>149</sup> Ebd., S. 78.

<sup>150</sup> Office of Gas and Electricity Markets - Ofgem (2005), S. 2. Bis zur Einführung von BETTA konnte der Interconnector nur unter der Einhaltung der Nutzungsbedingungen (Erwerb eines Anteils an der Kapazität, Entgelte) von den Unternehmen verwendet werden.

<sup>151</sup> Office of Gas and Electricity Markets - Ofgem (2001), S. 5ff und S. 16f.

<sup>152</sup> Office of Gas and Electricity Markets - Ofgem (2005), S. 1f.

### 3.1.3.2 Die Strombörse von 1990-2001: The Electricity Pool of England & Wales

Bis zum 27. März 2001 stellte das Electricity Pool of England & Wales (E&W Pool) die Handelsplattform für den Großhandel von Elektrizität in England und Wales dar. Seit ihrer Geburtsstunde am 31. März 1990 war es für die Marktteilnehmer nur möglich, Elektrizität über diese Strombörse abzusetzen und zu kaufen. Per 25. September 2000 waren 104 Mitglieder verzeichnet.<sup>153</sup>

Der E&W Pool war ein **Day-Ahead-Markt**, der für halbe Stunden abgewickelt wurde. Die Stromproduzenten übermittelten dem Pool ihre Angebote für jede halbe Stunde des folgenden Tages. Diesen Offerten wurden geschätzte Nachfragekurven für dieselbe Zeitspanne gegenübergestellt. Der E&W Pool war somit eine angebotsseitige Börse. Der **System Marginal Price (SMP)** ergab sich aus dem höchsten zur Befriedigung der Nachfrage benötigten Gebot. Die Summe aus SMP und Kapazitätszahlungen (Capacity Payment) – gedacht als Anreiz auch zu Spitzenzeiten Kapazitäten zur Verfügung zu stellen – ergab den Pool Purchase Price (PPP), der den Produzenten bezahlt wurde.<sup>154</sup>

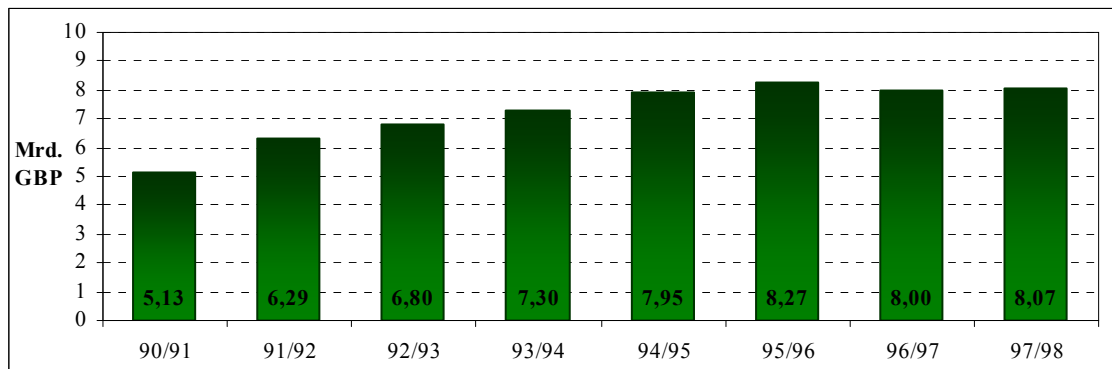


Abbildung 11: Handelsvolumen in Mrd. GBP - E&W Pool; Quelle: The Electricity Pool (1998), S. 12.

Am britischen Markt bestand auch die Möglichkeit so genannte EFAs (electricity forward agreements) zu handeln. Da es sich um keine klassischen Terminkontrakte handelte, führten eine geringe Liquidität und Schwierigkeiten bei der Preissetzung zu einer sehr geringen Nachfrage.<sup>155</sup>

<sup>153</sup> The Electricity Pool, Homepage – About the Electricity Pool.

<sup>154</sup> Ebd.

<sup>155</sup> Newbery, David M. (2001), S. 211.

### 3.1.3.3 APX Power UK - UK Power Exchange

Die UK Power Exchange (UK PX) nahm im Juni 2000 als erste unabhängige Strombörse in Großbritannien den Betrieb auf. Die niederländische APX Group integrierte die Börse im Juli 2004. APX Group deckt somit den niederländischen, belgischen und britischen Elektrizitäts- und Gasmarkt durch ihr Angebot ab. APX Power UK bietet neben dem Spotmarkt auch Forwards an. Per Ende 2007 waren 60 Teilnehmer registriert. Insgesamt zählte die APX Group zu diesem Zeitpunkt über 200 Mitglieder aus 15 Ländern.<sup>156</sup>

#### 3.1.3.3.1 Der Spotmarkt

Mit 25. Jänner 2001 wurde der Handel am Spotmarkt der UK PX aufgenommen. Die Kontrakte auf dem Spotmarkt werden für halbe Stunden eingegangen. Ein Handelstag umfasst 24 Stunden und beginnt um 19:35 des vorherigen Kalendertages. Das Angebot beinhaltet dabei Kontrakte für einzelne halbe Stunden und für Blöcke von zwei und vier Stunden. Darüber hinaus kann am „Prompt Market“ aus einer Reihe von Produkten inkl. Grund- und Spitzenlast ausgewählt werden. Der **UKPX Spot Market Index** errechnet sich aus dem arithmetischen Mittel der 48 Reference Price Data (UKPX RPD) des entsprechenden Handelstages.<sup>157</sup>

#### 3.1.3.3.2 Der Terminmarkt

Die Forward-Kontrakte können an Werktagen von 8:00 bis 17:00 gehandelt werden und für **Monate, Quartale und Saisonen** eingegangen werden. Die Monatsforwards haben eine Laufzeit von maximal sechs Monaten, Forwards für Quartale von maximal einem Jahr und die saisonalen Verträge beschränken sich auf maximal 10 Saisonen. Die Forwardkontrakte werden über LCH.Clearnet (OTC UK Power) abgewickelt.<sup>158</sup>

---

<sup>156</sup> APX Group (2007), S. 25 und APX Group, Homepage – APX Power UK.

<sup>157</sup> APX Group: Homepage – APX Power UK Spot and Prompt Markets.

<sup>158</sup> APX Group: Homepage – APX Power UK.

### 3.1.3.4 IntercontinentalExchange – ICE Futures Europe

Die IntercontinentalExchange ist weltweit im Markt für Handelswaren tätig. Ihre Tochter, ICE Futures Europe mit Sitz in London, wickelt den Futuresmarkt für die Energiesparte ab.<sup>159</sup> ICE bietet für den britischen Elektrizitätsmarkt Futures für Grund- und Spitzenlast mit einer Laufzeit von bis zu zwei Jahren an. Tabelle 7 zeigt eine Übersicht über das Angebot dieser Börse im Bereich Elektrizität<sup>160</sup>:

**Tabelle 7: Angebot Futures ICE; Quelle: IntercontinentalExchange (2008) mit eig. Bearb.**

Produkt	Lastprofil	Lieferperiode	Mindestvertragsgröße/Std.
ICE UK Base Electricity Futures	Grundlast	Monat Quartal Saison	5 MW
ICE UK Peak Electricity Futures	Spitzenlast 7:00 – 19:00	Monat Quartal Saison	10 MW

<sup>159</sup> The ICE: Homepage – About ICE, Company.

<sup>160</sup> IntercontinentalExchange (2008), S. 2.

### 3.2 *Angewandte Methode*

Die in dieser Arbeit angewandten Methoden sind einerseits der Vergleich, andererseits ein einfaches ökonometrisches Modell. Der Vergleich der drei ausgewählten Märkte bezieht sich auf die Restrukturierungsmaßnahmen zu Beginn der Liberalisierung und auf ausgewählte Parameter, deren Entwicklung im Zeitverlauf genauer untersucht werden soll. Mit Hilfe eines linearen Regressionsmodells, durchgeführt mit EViews3, sollen dann die Einflüsse dieser Parameter auf die Preise der Strombörsen getestet werden. Sofern es die Datenlage zulässt, werden auch finale Modelle errechnet – unter Einschluss sämtlicher relevanter Parameter.

#### 3.2.1 Vergleich ausgewählter Parameter und deren Berechnung

Bei der Auswahl der Parameter wurde die Literatur zu perfekter Konkurrenz und Marktmacht, im Speziellen jene zum Thema Elektrizitätsmarkt, herangezogen. Eine genauere Erklärung über ihren Einfluss auf die Preise wurde in Kapitel 2 wiedergegeben.

Der wichtigste Parameter dieser Arbeit ist die horizontale **Marktkonzentration** auf Seiten der Produzenten. Zu ihrer Messung wurde der HHI ausgewählt sowie der angepasste HHI nach Von der Fehr et al. (1998). Der einfache HHI berechnet sich aus der Summe der quadrierten Marktanteile der einzelnen Unternehmen am Markt:

$$HHI = \sum_{i=1}^n (m_i)^2 \quad i = 1, \dots, N, \quad (8)$$

wobei  $n$  für die Anzahl aller im Markt vorhandenen Unternehmen steht und  $m_i$  für den Marktanteil des  $i$ -ten Unternehmens.<sup>161</sup> Darüber hinaus wurde zur besseren Darstellung im Vergleich der Konzentrationsratio (CR) verwendet, der auch vom deutschen Bundeskartellamt herangezogen wird. Dieser berechnet sich wie folgt:

$$CR_n = \sum_{i=1}^n m_i \quad i = 1, \dots, N, \quad (9)$$

wobei  $m_i$  auch hier den Marktanteil für den  $i$ -ten Betrieb darstellt.<sup>162</sup>

---

<sup>161</sup> Haug, Trond E. (2004), S. 15.

<sup>162</sup> Haug, Trond E. (2004), S. 14.



Der korrigierte HHI nach von der Fehr et al. (1998) berücksichtigt auch Kapitalverflechtungen und berechnet sich folgendermaßen:

$$\text{HHI adj.} = m' \tilde{B} m \quad (10)$$

$m$  gibt einen Vektor der Marktanteile aller Unternehmen am Markt an.  $B$  ist eine Matrix mit den bestehenden Kapitalverflechtungen der Unternehmen der Branche. Eine genaue Beschreibung des um Kapitalverflechtungen korrigierten HHI ist in Kapitel 2.2.3.2 und im Anhang wiedergegeben (Vgl. Kapitel 5.1). Tabelle 8 gibt eine Übersicht über die Konzentrationsgrade gemäß HHI:

**Tabelle 8: HHI und Marktkonzentration, verändert übere. aus Haug, Trond E. (2004), S. 15.**

Grad der Konzentration	Herfindahl-Hirschman-Index (HHI)
Keine Konzentration	HHI < 1.000
Mäßige Konzentration	1.000 < HHI < 1800
Hohe Konzentration	HHI > 1.800

Unklar ist die Rolle der **Privatisierung** bei der Liberalisierung der Märkte. Kemfert et al. (2003) betonen die Wichtigkeit von privaten Akteuren, um den Wettbewerb voranzutreiben. In Großbritannien erfolgte gleich zu Beginn eine Privatisierungswelle. Der Norden blieb jedoch weiterhin öffentlich dominiert (Vgl. Kapitel 3.3.2). In dieser Arbeit soll deshalb die Entwicklung des öffentlichen Anteils im Zeitverlauf mitberücksichtigt werden.

Laut Theorie der perfekten Konkurrenz bestimmt sich der Gleichgewichtspreis und somit der Marktpreis aus dem Zusammentreffen von **Angebot und Nachfrage**. Der Vergleich bezieht sich auf die Entwicklungen von Produktion und Konsum. Ebenso wird auf die Entwicklung der Nettoimporte Bezug genommen.

Aufgrund der Kostenstruktur wirkt sich die Zusammensetzung des **Produktionsmix** auf die Preise der Börsen aus. Aufgrund der geringen Datenmenge fiel die Wahl der Parameter auf die Aufteilung in Wasser-, Kern-, Wärme- und Windkraft.

Im Vergleich werden die Entwicklungen der **Kapazitäten** der Länder im Zeitraum von 1990 bis 2006 herangezogen. Die Entwicklung der Nettoleistung im Vergleich zur Entwicklung der im jeweiligen Jahr gemessenen Höchstlast fließt für die Jahre seit Entstehen der jeweiligen Strombörsen mit ein.

### 3.2.2 Das Regressionsmodell

Mit Hilfe des Ökonometrie-Programmes EViews werden die im vorangehenden Kapitel erklärten Variablen auf ihren Einfluss auf die Preise an den Strombörsen mittels einfacher und multipler Regression überprüft – sofern aufgrund des vorliegenden Datenmaterials möglich.

Die Gleichung setzt sich wie folgt zusammen:  $p_x = a + b_x$ , wobei  $p_x$  für den jeweiligen Vertragspreis an der Börse,  $a$  für die Konstante und  $b_x$  für den jeweiligen Parameter steht.

$b_1$             Konzentration der Märkte

Bei der Konzentration der Märkte wurden der HHI und der angepasste HHI nach Von der Fehr et al. (1998) der Produktion und der Kapazitäten (HHI\_PROD, HHI\_PROD\_ADJ und HHI\_KAP, HHI\_KAP\_ADJ) herangezogen, um herauszufinden, welche der Größen relevant ist.

$b_2$             Direkter öffentlicher Anteil an den größten Unternehmen

Sowohl der direkte Einfluss der öffentlichen Hand an den größten Unternehmen am Markt an Produktion (prozentueller Anteil an Gesamtproduktion; OEFF\_PROD) als auch an den Kapazitäten (prozentueller Anteil an installierter Leistung; OEFF\_KAP) wurde überprüft.

$b_3$             Relation von Angebot und Nachfrage

Dieses Verhältnis ist durch die Entwicklung der Nettoimporte (NETIMPORTS) des jeweiligen Gebietes repräsentiert.

$b_4 - b_7$         Parameter des Produktionsmixes

Die Variablen der verschiedenen Energieressourcen ( $b_4$ ...Wasserkraft - WATER,  $b_5$ ...Atomkraft - NUCLEAR,  $b_6$ ...Wärmekraft - THERMAL,  $b_7$ ...Windkraft - WIND) sind in ihrem jeweiligen Verhältnis zur Gesamtproduktion erfasst.

b<sub>8</sub> Kapazitäten

Das Verhältnis von Höchstlast zu installierter Leistung (MAX\_LOAD\_CAP) dient der Darstellung der Entwicklung im Zeitverlauf.

Der Vollständigkeit wegen soll auch die Gleichung der Mehrfachregression angegeben werden:

$$p_x = a + b_1 + b_2 + b_3 + b_4 + b_5 + b_6 + b_7 + b_8 \quad (11)$$

Einige Anmerkungen zum **Datenmaterial**:

1. Bei den Preisen  $p_x$  handelt es sich um Jahresmittelwerte der einzelnen Kontrakte der Strombörsen. Dies führt dazu, dass Spitzen abgefedert werden und Informationen, die in den unterjährlichen und täglichen Schwankungen liegen, verloren gehen. Die Daten stammen von den einzelnen Strombörsen und von Platts – McGraw Hill (UK Forward Kontrakte).
2. Für das Gebiet der Strombörse Nord Pool wurden im ökonometrischen Modell die Daten der jeweiligen Mitgliedsländer herangezogen. Diese weichen bis zur vollständigen Integration Dänemarks von den gesamtnordischen Daten ab.
3. Nicht bei allen Verträgen der Börsen sind genügend Daten vorhanden, um diese mittels Mehrfachregression auszuwerten. In diesem Fall werden nur die Ergebnisse der Einfachregression präsentiert.
4. Die Daten für die Berechnung der Marktanteile und somit für die Berechnung des HHI und des angepassten HHI stammen großteils aus den Jahresberichten der Unternehmen. Nähere Erläuterungen befinden sich im Anhang.

### ***3.3 Die Parameter im Vergleich***

#### **3.3.1 Konzentration der Märkte**

Die Konzentration kann sowohl basierend auf Marktanteilen in der Produktion als auch in den Kapazitäten ermittelt werden. Allgemein ist in Europa ein Trend Richtung verstärkter horizontaler Integration zu erkennen. Inwieweit dies auch auf die hier analysierten Märkte zutrifft, wird in diesem Abschnitt beleuchtet. Zur Messung der Integration wird der HHI und der angepasste HHI aus Kapitel 2.2.1.2 und 2.2.3.2 verwendet. Die Daten basieren auf den Jahresberichten der einzelnen Unternehmen am Markt - soweit nicht anders angegeben. Im Anhang sind die genauen Marktanteile und weiterführende Grafiken zu finden. Darüber hinaus sollen die wichtigsten Strategien am Markt in den zu untersuchenden Jahren skizziert werden.

##### **3.3.1.1 Marktentwicklung im Norden**

Midttun et al. (2001) nennen im Wesentlichen drei strategische Konfigurationen, die am skandinavischen Markt bis 1997 anzutreffen sind. Im Fissions-Modell werden die Funktionen eines Unternehmens in strategische Business-Units aufgeteilt, wobei diese in externen Handelsbeziehungen zueinander stehen, da interner Handel nicht präferiert wird. Beispielsweise werden Produktion und Vertrieb in eigene Tochterunternehmen aufgeteilt, die über den Markt ihr Angebot bzw. ihre Nachfrage an Elektrizität bedienen, ohne im Speziellen auf andere Töchter des Konzerns Rücksicht zu nehmen. Das integrierte Fusionsmodell liegt am anderen Ende der Skala. Hier soll das Ausmaß des externen Handels auf ein Minimum reduziert werden. Der externe Markt wird nur bei Überkapazität oder -nachfrage in Anspruch genommen. Das semi-integrierte Modell liegt zwischen den oben genannten. Interner Handel zwischen Vertrieb und Produktion wird zwar bevorzugt, externer Handel aber nicht ausgeschlossen. Die Preise an der Strombörse können dann als Benchmarks für die internen Preise verstanden werden.<sup>163</sup>

In der Zeit von **1992 bis 1995** kann der Norden in ein aktives und ein passives Gebiet bezüglich Marktkonzentration eingeteilt werden. Die Unternehmen in den noch vom freien Markt verschonten Ländern Schweden und Finnland positionierten sich neu. Dies betraf v. a. die großen Produzenten. In Schweden akquirierte Gullspångs Kraft den siebtgrößten

---

<sup>163</sup> Midttun, Atle (2001), S. 24ff.

Produzenten Uddeholm und verdoppelte damit seine Produktionskapazitäten. Sydkraft AB, zweitgrößtes Unternehmen in Schweden, erwarb 1993 das fünftgrößte, Båkab AB. Im selben Jahr konnte Stockholm Energi durch den Kauf der Kapazitäten des Korsnäs-Konzerns seinen Wasserkraft- und Kernkraftanteil (über das Gemeinschaftsunternehmen Mellansvensk Kraftgrupp) erhöhen. In den beiden folgenden Jahren (1994/95) beteiligte es sich an Njordkraft (40%) und stieg somit zum drittgrößten Produzenten am schwedischen Markt auf. In Schweden und Finnland trennte sich die Schwerindustrie von ihren Kapazitäten, um entweder langfristige Verträge (Schweden) oder Beteiligungen an Produzenten (Finnland) einzugehen. Die installierte Leistung der Industrie wurde bereits bestehenden Elektrizitätsunternehmen überlassen.<sup>164</sup> Die beiden großen Staatsunternehmen Vattenfall AB (Schweden) und Imatran Voima Oy (kurz IVO – Finnland) trieben v. a. die vertikale Integration von Distributionsunternehmen voran. Dies beschränkte sich nicht nur auf das Heimatland. Vattenfall war ebenso in Finnland, IVO in Schweden aktiv.<sup>165</sup>

Einen anderen Weg schlug das norwegische Staatsunternehmen Statkraft ein. Es konzentrierte sich anstelle von vertikaler Integration auf den Großhandel, hatte jedoch nicht genügend Kapital für die Stärkung der eigenen Position zur Verfügung. Gundersen und Midttun (1997) führen dies auf eine Reihe von Faktoren zurück: 1992 wurde die nationale Übertragungsnetzgesellschaft, Statnett, aus dem Unternehmen ausgegliedert (Vgl. Kapitel 3.1.1). Statkraft erhielt dafür keine Vergütung. Bestehende Verträge mit Handelspartnern wurden sofort annulliert. Die Besteuerung des Unternehmens erfolgte weiterhin auf planwirtschaftlicher Basis, d. h. es wurde keine Rücksicht auf die tatsächlichen Gewinne genommen. Darüber hinaus war der Markt von Nord Pool bis 1995 von sehr niedrigen Preisen geprägt. Im Gegensatz dazu sahen die schwedischen Behörden für Vattenfall eine sanftere Einführung in den liberalisierten Markt vor: graduelle Beendigung bestehender Handelsverträge bzw. Neuverhandlung und Besteuerung auf Basis der tatsächlich erwirtschafteten Gewinne. Da Schweden erst 1996 den Markt öffnete und dem Nord Pool-Gebiet beitrug, umgingen die schwedischen Unternehmen den „Tiefpreisschock“ der ersten Jahre. Ähnlich behandelten die finnischen Behörden IVO. Es erhielt zusätzlich eine Vergütung für die Ausgliederung des Übertragungsnetzes. Gundersen und Midttun (1997) stellen auch die Ergebnisse vor/nach Steuern der drei Staatsunternehmen im Vergleich von 1992 bis 1995 dar. Während Statkraft bis 1994

---

<sup>164</sup> Gundersen, Eivind und Atle Midttun (1997), S. 44f.

<sup>165</sup> Ebd., S. 42ff und 49f.

negative Ergebnisse nach Steuern aufwies, waren jene von IVO und Vattenfall diese Jahre positiv. Vattenfall verdreifachte in dieser Zeit sein Ergebnis nach Steuern, IVO verfünffachte es. Statkraft lag erst 1995 mit beiden Kennzahlen im positiven Bereich. Die einzige Übernahme von Statkraft in dieser Zeit beschränkte sich deshalb auf Finnmark Energi (1993). Hierbei handelte es sich allerdings um eine Rettungsaktion von Finnmark Energi.<sup>166</sup>

Nach dieser sehr ruhigen Zeit bedeutete der **Beitritt Schwedens** eine **Aufnahme des Konzentrationsprozesses** am neuen norwegisch-schwedischen Markt. Die Veränderungen betrafen ab 1996 auch Norwegen. Einige norwegische Unternehmen stellten sich neu auf: Oslo Energi teilte seine Einheiten nach der Wertschöpfungskette neu ein. Unter der Muttergesellschaft Oslo Energi Holding befanden sich die Töchter Oslo Energi Produksjon, die die Produktion der Kraftwerke vereinte, und Oslo Energi, die den Vertrieb an Endkunden zusammenfasste (Vgl. Fissions-Modell nach Midttun (2001)).<sup>167</sup> Statkraft stieg 1996 bei Oslo Energi Produksjon und Sydkraft ein.<sup>168</sup> Im Westen Norwegens erwarb Bergenshalvøens Kommunale Kraftselskap (BKK) Bergen Lysverker.<sup>169</sup> Hafslund trennte sich von seiner Pharmasparte und konzentrierte sich auf den Elektrizitätsmarkt. Oslo Energi und BKK stiegen in das neue Unternehmen Hafslund ASA ein.<sup>170</sup> Das Unternehmen Gullspångs Kraft akquirierte Skandinaviske Elverk (SEV), ein vertikal-integriertes schwedisches Unternehmen, und wurde damit viertgrößter Produzent in Schweden. Sydkraft erwarb Anteile an Graningeverken AB, Graningeverken wiederum an Gullspångs Kraft, das von IVO kontrolliert wurde.<sup>171</sup> Im Folgejahr (1997) gliederte IVO Gullspångs Kraft vollständig in das eigene Unternehmen ein.<sup>172</sup>

**1998** öffnete Finnland seinen Elektrizitätsmarkt. Aus dem finnischen Monopolisten im Bereich Gas, Neste Oyi und IVO entstand Fortum als neues finnisches Staatsunternehmen.<sup>173</sup> Im Herbst 1998 fusionierten Stockholm Energi und Gullspångs Kraft zum neuen Unternehmen Birka Energi AB, das zu je 50% von der Stadt Stockholm

---

<sup>166</sup> Ebd., S. 48ff.

<sup>167</sup> Midttun, Atle (2001), S. 38. Ab 2001 benannte sich das Unternehmen um: Oslo Energi Holding wurde zu E-CO Energi und Oslo Energi Produksjon zu E-CO Vannkraft. Vgl. E-CO Energi AS (2002), S. 4.

<sup>168</sup> Gundersen, Eivind und Atle Midttun (1997), S. 49.

<sup>169</sup> Midttun, Atle (2001), S. 36.

<sup>170</sup> Gundersen, Eivind und Atle Midttun (1997), S. 36ff. und Hafslund ASA (1997), S. 15.

<sup>171</sup> Gundersen, Eivind und Atle Midttun (1997), S. 44ff und Midttun, Atle (2001), S. 27.

<sup>172</sup> Gundersen, Eivind und Atle Midttun (1997), S. 49f.

<sup>173</sup> Codognet, Marc-Kévin et al. (2003), S. 106.

und Fortum gehalten wurde.<sup>174</sup> Im Süden Norwegens ging der neue Konzern Lyse Energi AS aus der Fusion von fünf lokalen Elektrizitätsunternehmen (u. a. Lyse Kraft) hervor.<sup>175</sup> 1999 weitete Statkraft seine Beteiligungen an anderen Unternehmen der Branche um Anteile an BKK aus.<sup>176</sup> Vattenfall und Oslo Energi Holding vereinten ihren Distributionsbereich in Norwegen im Unternehmen Oslo Energi (Vattenfall hielt 49% und Oslo Energi Holding 51%). Im selben Jahr erwarb Vattenfall die dänische Vertriebsgesellschaft Ström A/S und die Produktionskapazitäten des finnischen Unternehmens Revon Sähkö. Ein Jahr später wurde Revon Sähkö ganz in den Vattenfall-Konzern eingegliedert, genauso wie Heinola Energia, Keski-Suomen Valo Oy und Hämeenlinnan Energia (Finnland) und Uppsala Energi (Schweden). An Hafslund ASA erwarb Vattenfall 2000 erste Anteile.<sup>177</sup> 2000 verkaufte der Industriebetrieb Stora Enso seine Kapazitäten in Schweden und Finnland an Fortum und zog sich daraufhin vom Elektrizitätsmarkt zurück.<sup>178</sup>

**Ab 2000** mehrten sich die **Übernahmen am norwegischen Markt**. Statkraft stieg mit 34% bei Vestfold Kraft AS und Skiensfjordens kommunale kraftselskap AS (beides Norwegen) ein. Skiensfjordens kommunale kraftselskap AS und Vestfold Kraft AS fusionierten im selben Jahr zu Skagerak Energi AS (SKK). Die Anteile Statkrafts blieben bei 34%. Statkrafts Anteil bei Sydkraft erhöhte sich auf 35%. In Norwegen entstand ein neuer Big-Player: Durch die Fusion von Aust-Agder Kraftverk (AAE), Kristiansand Energiverk (KEV) und Vest-Agder entstand Agder Energi (AGD). 2001 beteiligte sich Statkraft am neuen Unternehmen Agder Energi mit 45,5%<sup>179</sup>, erhöhte seinen Anteil an SKK<sup>180</sup> und erwarb das kommunale Unternehmen Trondheim Energiverk (TEV).<sup>181</sup> 2002 griff die norwegische Wettbewerbsbehörde ein und befahl einen Verkauf von Anteilen an norwegischen Töchterunternehmen. Die Anteile an E-CO Vannkraft AS (20% - ehemals Oslo Energi Produksjon) und Hedmark Energi Holding (49%) wurden noch im selben Jahr veräußert. Der auferlegte Verkauf von TEV konnte noch verhindert werden.<sup>182</sup>

---

<sup>174</sup> Midttun, Atle (2001), S. 27.

<sup>175</sup> Ebd., S. 37f.

<sup>176</sup> BKK AS (2000), S. 5.

<sup>177</sup> Codognet, Marc-Kévin et al. (2003), S. 94ff.

<sup>178</sup> Ebd., S. 109.

<sup>179</sup> Ebd., S. 117ff.

<sup>180</sup> Skagerak Energi AS (2002), S. 4.

<sup>181</sup> Codognet, Marc-Kévin et al. (2003), S. 120.

<sup>182</sup> Statkraft (2003), S. 18. Der Kauf von Agder Energi 2001 wurde von der norwegischen Wettbewerbsbehörde nur unter der Auflage des Verkaufs der Anteile an E-CO Vannkraft und Hedmark

2001 ging Birka Energi AB zu 100% an Fortum.<sup>183</sup> Das deutsche Unternehmen E.ON wurde Mehrheitseigentümer von Sydkraft.<sup>184</sup> Sydkraft und E.ON tauschten die Anteile an der deutschen HEW gegen Vattenfalls Anteile an Hafslund ASA und Fredrikstad Energi.<sup>185</sup> Vattenfall erwarb die restlichen 51% an Oslo Energi (Vertrieb) und veräußerte diese weiter an Hafslund.<sup>186</sup> 2003 stieg Fortum bei Hafslund ein, indem es neben Østfold Energi und 49% an Fredrikstad Energi dessen Anteile von Sydkraft übernahm.<sup>187</sup> Sydkraft erwarb dafür weitere Anteile an Graningeverken AB und gliederte das Unternehmen 2003 vollständig ein.<sup>188</sup> 2005 erwarb Statkraft Wasserkraftwerke in Schweden und Finnland von Sydkraft (E.ON Sverige).<sup>189</sup> Diese Kraftwerke befanden sich früher im Besitz des schwedischen Produzenten Graninge AB.<sup>190</sup> 2005 stärkte Vattenfall seine Stellung am dänischen Markt. Es beteiligte sich mit 35,3% an Elsam.<sup>191</sup>

Bereits **vor der Eingliederung Dänemarks** in den nordischen Markt rüsteten sich die nationalen Unternehmen, indem sie fusionierten. Wie Midttun et al. (2001) anmerken, gingen die Merger am dänischen Markt schnell und ohne große Debatten voran, da eine Notwendigkeit aufgrund der zunehmenden Liberalisierung in Europa bereits sehr früh gesehen wurde.<sup>192</sup> Am 27. Juni 2000 entstand durch eine Fusion von Københavns Energi Produktion, EK Energi und Sjællandske Kraftværker das Unternehmen Energie E2, welches damit den Großteil der ostdänischen Elektrizitätsgesellschaften in einem Unternehmen vereinte.<sup>193</sup> Das westdänische Unternehmen Elsam sollte zunächst nur als Zusammenarbeit der westdänischen Elektrizitätsunternehmen dienen. 2000 entstand daraus ein eigenständiges Unternehmen. Ende 2003 wurde das Distributionsunternehmen NESA A/S erworben. Elsam stärkte somit seine Position als integriertes Energieunternehmen in Dänemark. Als Auflage für die Anerkennung der Akquisition durch die nationale

---

Energi Holding und eines Ausbaus der Kapazitäten im Übertragungsnetz in Südnorwegen genehmigt. 2002 griff die Behörde beim geplanten Kauf von TEV wieder ein: Entweder sollten 100% der Anteile an TEV oder die gesamten Produktionskapazitäten von TEV oder Kapazitäten im selben Ausmass von Statkraft verkauft werden. (Ebd., S. 18.)

<sup>183</sup> Die EU-Kommission genehmigte diese Übernahme im Jahr 2002. Codognet, Marc-Kévin et al. (2003), S. 110.

<sup>184</sup> Codognet, Marc-Kévin et al. (2003), S. 117.

<sup>185</sup> Ebd., S. 98 und S. 114.

<sup>186</sup> Ebd., S. 95.

<sup>187</sup> Ebd., S. 111.

<sup>188</sup> Sydkraft AB (2004), S. 29.

<sup>189</sup> Statkraft (2006), S. 63 und S. 84.

<sup>190</sup> Sydkraft AB (2004), S. 5 und S. 35.

<sup>191</sup> Vattenfall AB (2007), S. 4ff.

<sup>192</sup> Midttun, Atle (2001), S. 42ff.

<sup>193</sup> Energi E2 A/S (2005), S. 14 und vgl. Midttun, Atle (2001), S. 45ff.



Wettbewerbsbehörde mussten installierte Kapazitäten der dezentralen Kraftwerke verkauft werden. Über NESA A/S erlangte Elsam auch direkte Beteiligungen an Energi E2.<sup>194</sup> Im Jahr 2004 boten sowohl DONG, nationales Erdöl- und Gasunternehmen mit direkten und indirekten Anteilen an Elektrizitätsunternehmen in Dänemark, als auch Vattenfall AB um Anteile an Elsam. Nachdem zuerst eine dänische Lösung anvisiert wurde, erhielt im April 2005 Vattenfall 35,8% der Aktien an Elsam.<sup>195</sup> Am 14. 3. 2006 erteilte die EU-Kommission ihr OK an DONG für den Kauf der Elektrizitätsgesellschaften Elsam A/S, Energi E2 A/S (E2), Københavns Energi Holding A/S (KE) und Frederiksberg Elnet A/S (FE) unter der Auflage, dass Vattenfall statt der Beteiligung an Elsam Kapazitäten von sowohl Elsam als auch E2 erhält.<sup>196</sup> Somit ist der dänische Markt nicht mehr unterteilt in Elsam (Westdänemark) und E2 (Ostdänemark), sondern die beiden Unternehmen DONG und Vattenfall produzieren in beiden Landeshälften. Dies ist als ein Fortschritt zu bewerten, da die beiden dänischen Hälften auch in zwei Nord Pool-Preisgebiete eingeteilt sind, und somit bis zu diesem Zeitpunkt von je einem Unternehmen dominiert wurden. Mit DONG Energy A/S entstand Mitte 2006 das erste nationale integrierte Energieunternehmen Dänemarks.<sup>197</sup>

Bei der Betrachtung des nordischen Marktes können mehrere Phasen unterschieden werden:

- 1993-1995:** Erste Jahre der Strombörse mit geringer Aktivität; in Schweden und Finnland werden Vorbereitungen zur Öffnung des Marktes getroffen.
- 1996-2000:** Vollständige Ausweitung von Nord Pool auf Gesamtskandinavien; Neuaufstellung einiger Unternehmen durch Fissionen und Clusterbildungen, verstärkter Einsatz von Beteiligungen, erste größere Akquisitionen im Nord-Pool-Gebiet, verstärkte vertikale Integration der größeren Unternehmen; erste Vorbereitungen in Dänemark zur Marktöffnung.
- 2000-2006:** Verstärkte Konzentration (vollständige Eingliederung von ehemaligen Beteiligungen); kleinere Unternehmen fusionieren und rüsten sich gegenüber Aufkäufe durch die großen Spieler am Markt. Fissionen und Cluster führen

---

<sup>194</sup> Nesa A/S (2006), S. 11ff und S. 27.

<sup>195</sup> Elsam A/S (2006), S. 8 und S. 76.

<sup>196</sup> Konkurrencestyrelsen (2006), S. 4.

<sup>197</sup> Dong Energy A/S (2007), S. 2 und vgl. ECON Pöyry AS (1996), S. 10ff über die Aufteilung des dänischen Marktes.

wiederum zu Fusionen. Als Beispiel kann hier Agder Energi (AE), heute einer der größten Stromproduzenten Norwegens, angeführt werden. Die kommunalen Stromproduzenten Vest Agder Energi (VAE), Agder Energi (AE) und Kristiansand Energiverk (KEV), optimierten davor ihren Ein- und Verkauf durch das im gemeinsamen Besitz stehende Unternehmen Interkraft.<sup>198</sup>

Abbildung 12 zeigt die Entwicklung der Kapazitäten der wichtigsten nordischen Unternehmen ab der aktiven Phase (1996-2007). Die zwei größten Konzerne sind Vattenfall und E.ON, wobei E.ON Nordic nur viertgrößter Produzent im Norden ist. Sämtliche Unternehmen konnten ihren Kraftwerkspark kontinuierlich ausbauen.

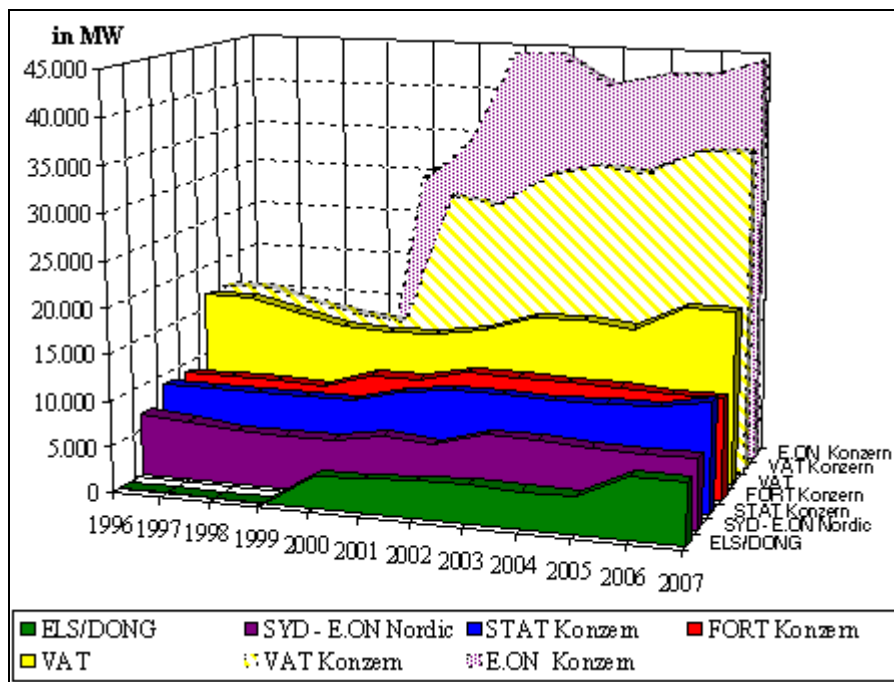


Abbildung 12: Die wichtigsten nordischen Unternehmen nach Kapazitäten 1996 - 2007; Quelle: JB

Abbildung 13 gibt einen Überblick über die Veränderung der Marktanteile der wichtigsten Stromproduzenten im nordischen Raum von 2000 auf 2006. Es ist klar zu erkennen, dass die größten Produzenten ihren Anteil beträchtlich steigern konnten, während einige kleinere Unternehmen innerhalb dieser vier Jahre verschwanden. Trondheim Energiverk (TEV) und Skagerak Energi (SKK) sind heute Teil der Statkraft Allianz.<sup>199</sup>

<sup>198</sup> Agder Energi AS (2002), S. 4 und S. 44.

<sup>199</sup> Statkraft (2007), S. 38.

Graningeverkens AB (GRA) ist heute eine 100%ige Tochtergesellschaft von Sydkraft (SYD – heute unter den Namen E.ON Schweden am Markt).<sup>200</sup> Birka Energi AB (BIR) ging im Februar 2002 zu 100% in den Fortum-Konzern ein.<sup>201</sup> Fortum übernahm im Jahr 2000 die Kapazitäten des Industrieunternehmens Stora Enso (STORA), welches hauptsächlich für den Eigenbedarf produzierte.<sup>202</sup> Im Jahr 2006 vereinte DONG Energy A/S Kapazitäten von den ehemaligen dänischen Unternehmen E2 und Elsam und tritt heute als nationaler dänischer Elektrizitätsproduzent auf.<sup>203</sup>

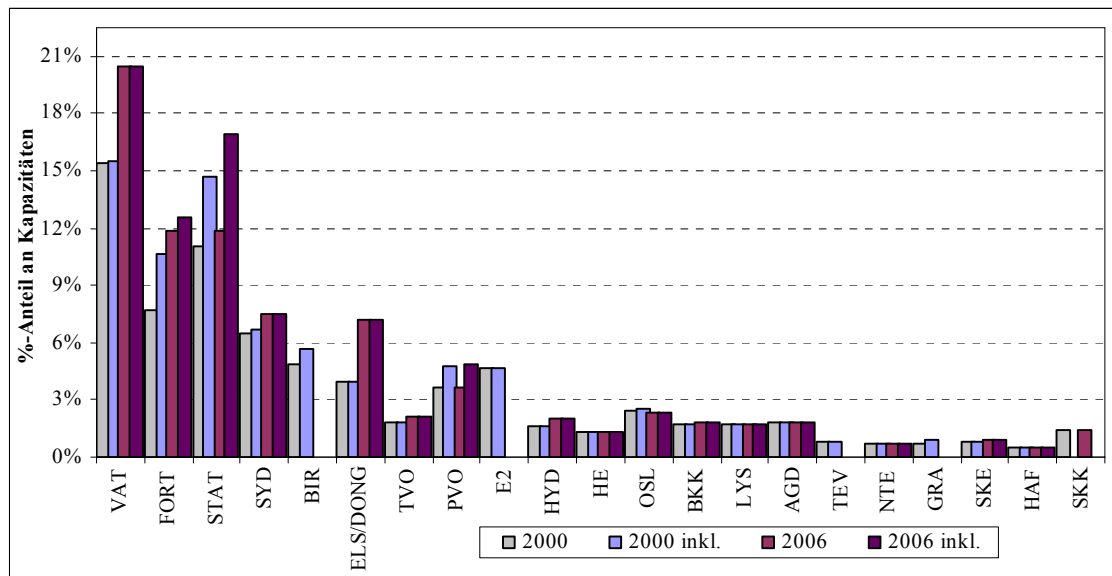


Abbildung 13: Marktanteile an Kapazitäten inkl./exkl. Beteiligungen; Quelle: JB der Unternehmen

Auffallend im nordischen Raum ist das gehäufte Auftreten von Minderheitsbeteiligungen an anderen Unternehmen des Elektrizitätssektors. Abbildung 13 gibt auch jene Marktanteile wieder, die Minderheitsbeteiligungen an den größten Produktionsunternehmen beinhalten. Die aktivsten Unternehmen am Markt in dieser Hinsicht sind Fortum, Statkraft und PVO, deren Marktanteile mit Berücksichtigung von Minderheitsbeteiligungen stark ansteigen. Die Minderheitsbeteiligungen der größten Unternehmen am Markt können dem Anhang entnommen werden.

<sup>200</sup> Sydkraft AB (2004), S. 29.

<sup>201</sup> Fortum Corporation (1999), S. 22 sowie Fortum Corporation (2003), S. 43.

<sup>202</sup> Fortum Corporation (2001), S. 11.

<sup>203</sup> DONG Energy A/S (2007), S. 2.

Nicht berücksichtigt wurden gemeinsam betriebene Kraftwerke. Gemeinschaftskraftwerke sind im Norden sehr populär. Wie die nordischen Wettbewerbsbehörden (2007) und Von der Fehr et al. (1998) anmerken, werden bei gemeinsamen Besitz von einzelnen Kraftwerken wichtige Informationen ausgetauscht und somit das Risiko für Wettbewerb gefährdendes Verhalten erhöht. In Norwegen sind ca. 30% der Kraftwerke im Besitz mehrerer Unternehmen. In Schweden konnte der Anteil in den letzten Jahren gesenkt werden. Dies betrifft v. a. Wasserkraftwerke.<sup>204</sup> Kernkraftwerke befinden sich weiterhin in der Hand mehrerer Produzenten, wie die folgende Übersicht darstellt.

**Tabelle 9: Nordische Kernkraftwerke und Kraftwerke im Gemeinschaftsbesitz (Stand 2007)**

Kraftwerk	Land	Kapazität in MW	Eigentümer	Anteil
Forsmark <sup>205</sup>	Schweden	3.160	Vattenfall E.ON Kärnkraft Sverige Mellansvensk Kraftgrupp  Eigentümer von Mellansvensk Kraftgrupp: Fortum Generation Skellefteå Kraft E.ON Kärnkraft Sverige  Betreiber: Forsmark Kraftgrupp AB	66,00% 8,50% 25,20%  87,00% 7,70% 5,30%
Oskarshamn <sup>206</sup>	Schweden	2.230	E.ON Sverige Fortum  Betreiber: Oskarshamnsverkets Kraftgrupp AB	54,50% 45,50%
Ringhals <sup>207</sup>	Schweden	3.690	Vattenfall AB E.ON  Betreiber: Ringhals AB	70,40% 29,60%
Barsebäck <sup>208</sup>	Schweden	1.190	Vattenfall AB E.ON Sverige  Betreiber: Ringhals AB Barsebäck 1 am 30. 11. 1999, Barsebäck 2 am 31. 5. 2005 geschlossen	70,40% 21,60%
Olkiluoto I und II <sup>209</sup>	Finnland	1.720	Anteil am Output: Fortum Etelä-Pohjanmaan Voima Oy Karhu Voima Oy Kemira Oyj Oy Manakala Ab Pohjolan Voima Oy  Betreiber: TVO	26,60% 6,50% 0,10% 1,90% 8,10% 56,80%

<sup>204</sup> Nordische Wettbewerbsbehörden (2007), S. 15f sowie Von der Fehr, Nils-Henrik M. et al. (1998), S. 10ff.

<sup>205</sup> Vattenfall AB (2008), S. 1.

<sup>206</sup> E.ON Nordic (2006), S. 10.

<sup>207</sup> Ebd., S. 10.

<sup>208</sup> Barsebäck Kraft AB und Ringhals AB (2006), S. 14 und S. 18.

<sup>209</sup> Teollisuuden Voima Oyi (2008), S. 5.

Kraftwerk Fortsetzung Tabelle 9	Land	Kapazität in MW	Eigentümer	Anteil
Meri Pori (Kohle) <sup>210</sup>	Finnland	565	Fortum TVO (Betreiber)	54,55% 45,45%
Kemijoki Wasserkraftwerke <sup>211</sup>	Finnland	1.008	Finnischer Staat Fortum Lapin Sähkövoima Oy UPM-Kymmene Corporation Stadt Helsinki Rovakairan Tuotanto Oy Rovaniemen Energia Oy Kemijoki Oy  Anteil an Wasserkraftproduktion: Fortum Lapin Sähkövoima Oy UPM-Kymmene Corporation Stadt Helsinki Rovakairan Tuotanto Oy Rovaniemen Energia Oy  Betreiber: Kemijoki Oy	50,10% 17,50% 9,34% 4,13% 0,94% 0,70% 0,40% 16,89%  63,79% 10,62% 19,00% 3,91% 1,64% 1,04%

**Tabelle 10: Gemeinschaftswasserkraftwerke in Norwegen, verändert übernommen aus: Nordische Wettbewerbsbehörden (2003), S. 28.**

Kraftwerk	Bundesland	Kapazität in MW	Jahresdurchschnitts- produktion in GWh	Eigentümer	Anteil
Kvilldal	Rogaland	1.240	3.517	Statkraft (Betreiber) Lyse Produksjon Otraverkene Haugaland Kraft Agder Energi	72,0% 18,0% 7,3% 2,5% 0,2%
Tonstad	Vest-Agder	960	4.169	Lyse Produksjon Statkraft SKK Agder Energi Sira Kvina (Betreiber)	41,1% 32,1% 14,6% 12,2%
Aurland I	Sogn und Fjordane	675	2.003	E-CO (Betreiber) Statkraft	93,0% 7,0%
Saurdal	Rogaland	640	1.291	Statkraft (Betreiber) Lyse Produksjon Otraverkene Haugaland Kraft Agder Energi	72,0% 18,0% 7,3% 2,5% 0,2%
Sy-Sima	Hordaland	620	2.075	Statkraft (Betreiber) BKK Produksjon Sunnhordland	65,2% 26,3% 8,7%
Lang-Sima	Hordaland	500	1.329	Statkraft (Betreiber) BKK Produksjon Sunnhordland	65,2% 26,3% 8,7%
Svartisen	Nordland	350	1.996	Statkraft (Betreiber) Nordlandskraft	70,0% 30,0%
Brokke	Aust-Agder	330	1.407	Agder Energi SKK Otrakraft (Betreiber)	68,6% 31,4%

<sup>210</sup> Fortum Corporation (2008b), S. 32.

<sup>211</sup> Kemijoki Group (2008), S. 5. Kemijoki Oy führt 20 Wasserkraftwerke in Finnland und ist somit Finnlands größter Produzent an Wasserkraft. Je nach Anteil an Wasserkraft-Aktien wird die Produktion dieser Kraftwerke an die einzelnen Unternehmen aufgeteilt. Weitere Informationen unter [www.kemijoki.fi](http://www.kemijoki.fi).

**Vattenfall AB**, das schwedische Staatsunternehmen, ist der größte Produzent am nordischen Markt. Die Zeit nach dem Beitritt von Schweden zum nordischen Markt war geprägt durch Konsolidierung, gefolgt von einer verstärkten Internationalisierung. Das Unternehmen konnte seine Stellung durch Käufe kleinerer Unternehmen (Produktions- und Distributionsunternehmen) ausbauen. Minderheitsbeteiligungen hält Vattenfall noch an folgenden nordischen Unternehmen: Gulsele AB (35%), Luleå Energi AB (30%), Jämtkraft AB (20%).<sup>212</sup> Vattenfall verfolgt eine europäische Strategie, wie im Abschnitt über Deutschland ersichtlich werden wird. Die Hauptmärkte sind der Norden Europas, Deutschland und Polen.<sup>213</sup>

**Fortum** gilt als der kreativste Spieler am nordischen Markt mit einem variierten Produktionsmix und Beteiligungen in allen Ländern und im Baltikum. Nur Nummer 2, was die Produktion von Elektrizität betrifft, ist das Unternehmen führend im Bereich Distribution, Kundenanzahl und Wärme.<sup>214</sup> Es gliederte im Verlauf der letzten Jahre einige Unternehmen vollständig in den eigenen Konzern ein, wie z.B. Birka (BIR- 2002), Østfold Energi (2003 – Norwegen) und Fredrikstad Energi (2003 49% – Norwegen). Neue Chancen am Markt sollen auch in Zukunft durch Eingliederung von Unternehmen (z. B. wurde 2006 die Übernahme von E.ON Finland Oyi durch die Wettbewerbsbehörde genehmigt unter der Auflage der Verleasung der Kapazitätsanteile an der Meri Pori Anlage bis 2010) ergriffen werden.<sup>215</sup> Derzeit hält es noch Minderheitsbeteiligungen an Teollisuuden Voima Oy (TVO, 26%, Finnland), Hafslund ASA (HAF, 34%, Norwegen), Kemijoki Oy (18%, Finnland), Oskarshamnsverkets Kraftgrupp AB (OKG, 46%, Schweden), Forsmarks Kraftgrupp AB (26%, Schweden).<sup>216</sup> Fortum bekennt sich zu seiner nordischen Strategie, wobei sich diese nicht nur auf Skandinavien bezieht, sondern auch den baltischen Ring einschließt.<sup>217</sup>

**Statkraft**, das staatliche Produktionsunternehmen in Norwegen, trieb die Konzentration v. a. in Norwegen in den letzten Jahren voran. Die Statkraft Allianz beinhaltet heute die regionalen Unternehmen Skagerak Energi (SKK), Trondheim Energiverk (TEV),

---

<sup>212</sup> Vattenfall AB (2007), S. 89f.

<sup>213</sup> Ebd., Umschlagstext.

<sup>214</sup> Fortum Corporation (2008a), S. 2f.

<sup>215</sup> Ebd., S. 9ff.

<sup>216</sup> Fortum Corporation (2008b), S. 65.

<sup>217</sup> Fortum Corporation (2008a), S. 9f sowie Fortum Corporation (2004), S. 16 und S. 49.

Bergenshalvøens Kommunale Kraftselskap (BKK), lokal im Westen Norwegens verankert, und Agder Energi (AE), im Südosten. Darüber hinaus hält Statkraft auch eine finanzielle Beteiligung am schwedischen Unternehmen Sydkraft (E.ON).<sup>218</sup> Mit Ende 2008 tauschte Statkraft seine Beteiligung an E.ON Schweden (44,6%) gegen Kraftwerke von E.ON AG in Schweden, Deutschland und Großbritannien und erhielt eine Beteiligung an der E.ON AG. Die deutsche E.ON AG wurde somit zum Alleineigentümer von E.ON Schweden, und Statkraft baute seine Kapazitäten weiter aus.<sup>219</sup> Statkraft erklärt den Ausbau seiner Position in Norwegen und eine Stärkung seiner Position als Anbieter von umweltfreundlicher Energie im europäischen Raum als das vorrangigste Ziel des Unternehmens.<sup>220</sup>

Aufgrund dieser Entwicklungen soll neben dem herkömmlichen HHI zusätzlich der angepasste HHI nach Von der Fehr et al. (1998) zur Analyse herangezogen werden, welcher Minderheitsbeteiligungen berücksichtigt.<sup>221</sup> Die Werte für den HHI nach der herkömmlichen Berechnung und für den angepassten HHI gehen für den von Nord Pool abgedeckten Raum ab 1996 auseinander, wobei die letzten Jahre eine größere Differenz aufweisen, was mit den Aktivitäten am Markt übereinstimmt.

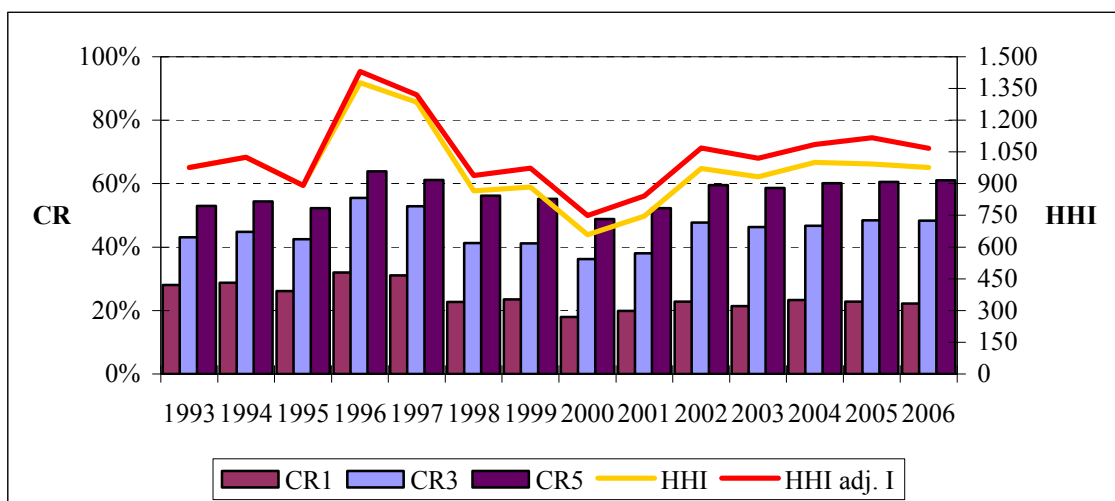


Abbildung 14: Marktkonzentration nach Produktion - Nord Pool; Quelle: JB mit eig. Berechnung

<sup>218</sup> Statkraft (2008a), S. 6 und S. 40f.

<sup>219</sup> Statkraft (2008b), S. 1 sowie Statkraft (2008a), S. 2.

<sup>220</sup> Statkraft (2008a), S. 2.

<sup>221</sup> Vgl. Von der Fehr, Nils-Henrik M. et al. (1998), S. 29ff und S. 117ff. Eine genauere Erklärung der Berechnung erfolgt im Anhang 5.1.

Von besonderer Bedeutung am nordischen Markt ist die sukzessive Vergrößerung des Marktes. Abbildung 15 zeigt die Entwicklung der Konzentration nach Kapazitäten bis zum Jahr 2006. 1993 bis 1995 deckte Nord Pool nur Norwegen ab. Der Marktanteil des größten norwegischen Unternehmens, Statkraft, lag bei ca. 30% (CR1). Der norwegische Markt war durch eine große Anzahl kleinerer Unternehmen gekennzeichnet.<sup>222</sup> Durch die Eingliederung der anderen nordischen Länder konnte der Marktanteil an Kapazitäten des größten Produzenten kontinuierlich verringert werden – allein aufgrund der Marktvergrößerung. Die Unternehmen wirkten dem aber in den letzten Jahren entgegen. Nicht nur Vattenfall baute seine Kapazitäten aus (CR1 ab 1996), auch der Konzentrationsratio für die drei (CR3) bzw. fünf (CR5) größten Unternehmen steigerte sich nach der vollständigen Eingliederung Dänemarks im Jahr 2000 wieder. Somit waren die Effekte der Marktvergrößerung nur befristet (Vgl. Kapitel 2.2.3.5).

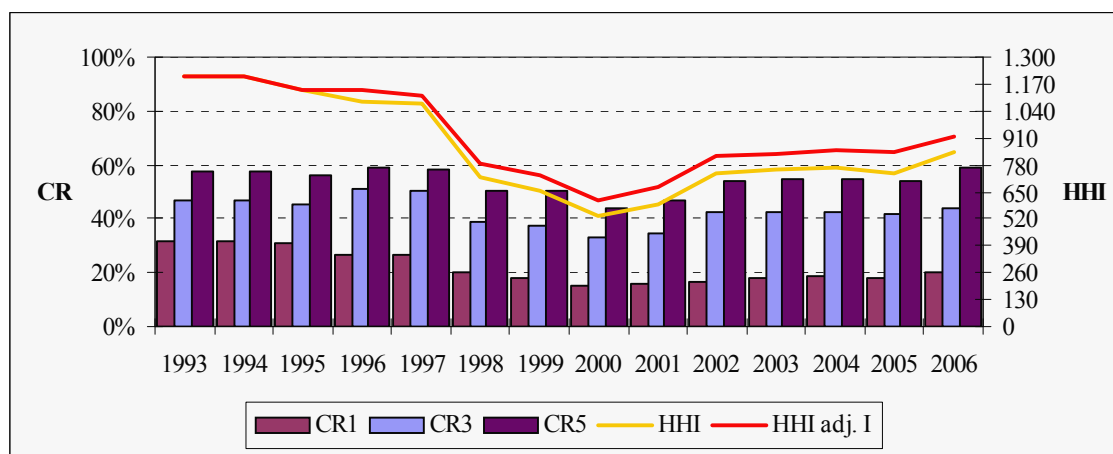


Abbildung 15: Marktkonzentration nach Kapazitäten - Nord Pool; Quellen: JB mit eig. Bearb.

Gemessen nach Produktion war der nordische Markt in den ersten Jahren niedrig konzentriert. Der HHI nach Kapazitäten weist einen höheren Konzentrationsgrad auf. Bei der Entwicklung im Zeitverlauf weist der HHI nach Produktion einen sprunghaften Anstieg mit der Eingliederung Schwedens im Jahr 1996 auf. Jener, berechnet nach Kapazitäten, zeigt bereits hier eine Senkung der Konzentration durch Marktvergrößerung auf. Die folgenden Erweiterungen im Jahr 1998 und 2000 führen bei beiden Indices zu einem Sinken unter die 1.000er-Grenze. Somit ist der nordische Markt seit 1998 niedrig konzentriert. Bis 2000 sank die Konzentration des Marktes. Die Konsolidierungen der letzten Jahre sind klar erkennbar. Der korrigierte HHI nach Von der Fehr et al. (1998)

<sup>222</sup> Gundersen, Eivind und Atle Midttun (1997), S. 54.



weicht seit 1998 klar vom herkömmlichen HHI ab. Während die Berechnung nach Kapazitäten noch von einem niedrig konzentrierten Markt im Jahr 2006 ausgeht, weist jene nach Produktion eine moderate Konzentration von 1996 bis 1997 und seit 2002 auf.

### 3.3.1.2 Marktentwicklung in Deutschland

Der deutsche Markt wies bereits vor der Einführung der Strombörsen eine **hohe Konzentration** auf der Produktionsseite auf. Darüber hinaus kam es zu keiner Restrukturierung des Marktes. Alle großen Spieler am Markt sind vertikal integrierte Unternehmen. Seit 1996 fusionierten große Verbundunternehmen, was ein Steigen der Marktkonzentration zur Folge hatte.<sup>223</sup> Abbildung 16 gibt einen Überblick der wichtigsten Fusionen am deutschen Markt:

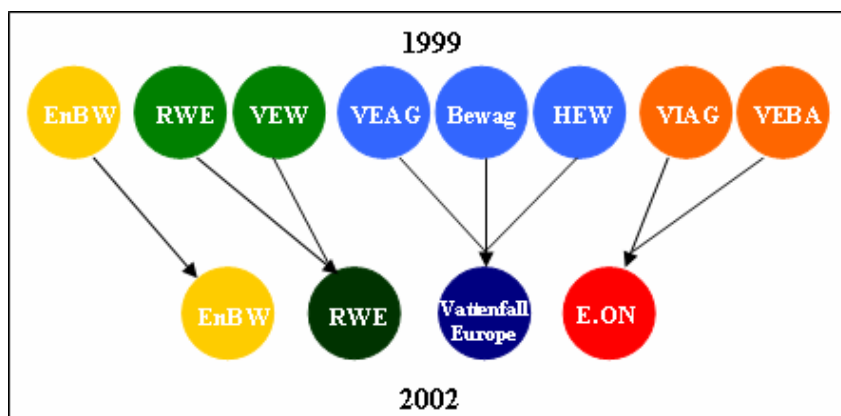


Abbildung 16: Fusionen am deutschen Markt; Quelle: Vattenfall (2003), S. 13.

Der deutsche Markt setzte sich aus den Verbundunternehmen, regionalen und lokalen Unternehmen zusammen. 1999 waren rund 900 kommunale und 80 regionale Unternehmen tätig, wobei v. a. die Verbundunternehmen für die Stromerzeugung zuständig waren. Die Anzahl dieser hat sich innerhalb einiger Jahre halbiert. 1998 befanden sich noch acht Verbundunternehmen am Markt mit RWE Energie AG als größtes Produktionsunternehmen. 2000 wurde VEW Teil des RWE Konzerns. Im Juni des gleichen Jahres entstand aus Preußen Elektra (Tochter des VEBA-Konzerns) und Bayernwerk (Tochter des VIAG-Konzerns) das neue Unternehmen E.ON, das nun über den größten Kraftwerkspark in Deutschland verfügt. Das schwedische Unternehmen Vattenfall begann seine Aktivitäten am deutschen Markt mit einer 25,1%-Beteiligung an den Hamburgischen

<sup>223</sup> Middtun, Atle (2001), S. 202ff.

Elektrizitätswerken (HEW) im Jahr 1999. Über HEW erlangte es Anteile an der Berliner Bewag AG und schließlich auch an der VEAG AG. Im September 2002 entstand die Vattenfall Europe AG, die als vierte Kraft am deutschen Markt gesehen wurde. EnBW hielt sich als einziges Verbundunternehmen aus den großen Fusionen heraus.<sup>224</sup>

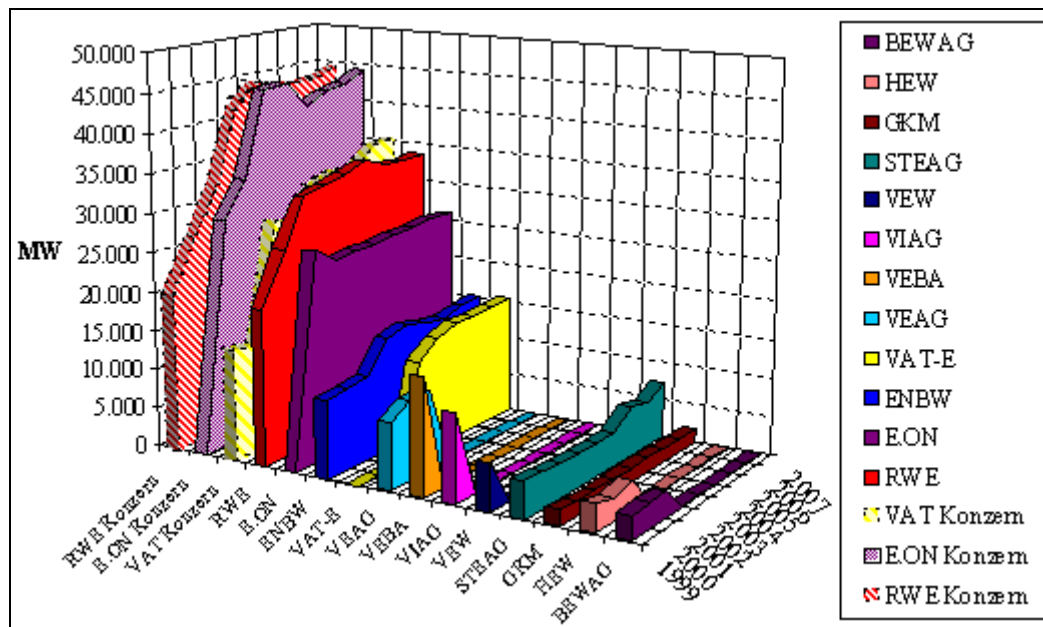


Abbildung 17: Die wichtigsten deutschen Unternehmen nach Kapazitäten 1999 - 2007; Quelle: JB

Dies waren nicht die einzigen Fusionen am deutschen Markt. Die neuen Verbundunternehmen erweiterten ihre Kapazitäten durch Akquisitionen von regionalen und lokalen Produktions- und Vertriebsunternehmen. Die Aufgliederung des deutschen Strommarktes aus Kapitel 3.1.2 ist heute somit nur mehr bedingt gültig. E.ON erwarb in den letzten Jahren u. a. Anteile an den Stadtwerken in Ulm (2002), Ansbach (2000), Frankfurt an der Oder (2002) sowie in Bayern (E.ON Bayern AG - 2001) und Thüringen.<sup>225</sup> RWE beteiligte sich u. a. an den Stadtwerken Chemnitz (1999), Duisburg (2001)<sup>226</sup> und Essen (1999).<sup>227</sup> EnBW AG akquirierte die Versorgungsunternehmen der Städte Schramberg (2001), Schwäbisch Gmünd (2001), Reutlingen (2001) und ZEAG (2002).<sup>228</sup>

<sup>224</sup> Midttun, Atle (2001), S. 203 ff. sowie vgl. Bundeskartellamt (2000b), S. 3ff und 16f.

<sup>225</sup> Codognet, Marc-Kévin et al. (2003), S. 10ff sowie E.ON AG (2005), S. 59. Über die Beteiligungen an der Thüringer AG (TEAG) und der Thüga wurde die Position an den Thüringer Stadtwerken ausgebaut. 2004 wurden diese Beteiligungen in der TEAG gebündelt.

<sup>226</sup> RWE AG (2001), S. 39.

<sup>227</sup> Codognet, Marc-Kévin et al. (2003), S. 28ff.

<sup>228</sup> Ebd., S. 56ff.

Dementsprechend entwickelte sich auch der HHI, wobei der um Beteiligungen an anderen Verbundunternehmen berichtigte HHI auch hier höher lag. 1999 hielten RWE, PreussenElektra und Bayernwerk noch direkte Beteiligungen an der VEAG AG. Die anderen Verbundunternehmen, EnBW, VEW AG, Bewag AG und HEW AG waren über die EBH Energie-Beteiligungsholding GmbH indirekt beteiligt. VEBA und VIAG (später E.ON) besaßen darüber hinaus Anteile an der Bewag und HEW. Die deutsche Kartellbehörde setzte für ihre Einwilligung zu den Fusionen den Verkauf dieser Beteiligungen voraus.<sup>229</sup> Sie wurden von Vattenfall übernommen.<sup>230</sup> Direkte Beteiligungen der Verbundunternehmen untereinander sind deshalb in den letzten Jahren nicht vorhanden. Eine Übersicht über die Beteiligungen an anderen Verbundunternehmen der Jahre 1999 bis 2006 ist im Anhang wiedergegeben.

Abbildung 18 zeigt den Anstieg des HHI über die Jahre und den Zuwachs an Marktanteilen der größten Unternehmen. Deutschland ging in die Liberalisierung als unkonzentrierter Markt mit einem HHI von unter 1.000. Bereits im Jahr 2000 handelte es sich um einen moderat konzentrierten Markt, wobei der berichtigte HHI eine viel stärkere Konzentration angab, die in etwa mit jener aus dem Jahr 2006 übereinstimmt. Durch das Eingreifen der Kartellbehörde glich sich dieser dem herkömmlichen HHI an. Dieser stieg durch die Akquisition und Fusionen der Verbundunternehmen in den letzten Jahren und deutet nun einen mäßig konzentrierten Markt an.

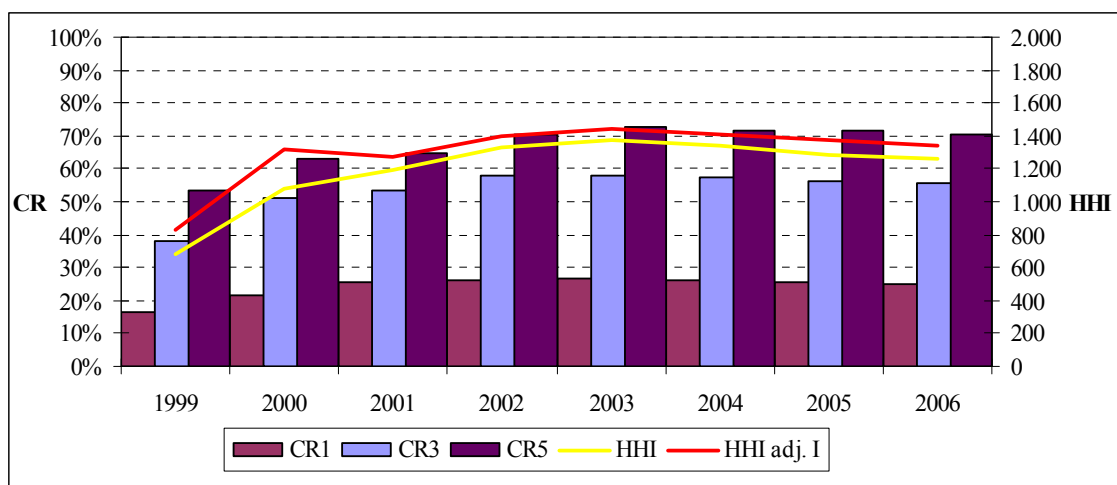


Abbildung 18: Marktkonzentration nach Kapazitäten Deutschland; Quellen: JB mit eig. Bearb.

<sup>229</sup> Bundeskartellamt (2000b), S. 4 und Bundeskartellamt (2000a), S. 20 und S. 109.

<sup>230</sup> Vattenfall AB (2003), S. 15.

Zu den wichtigsten Strategien der deutschen Unternehmen in den letzten Jahren kann neben der **Erhöhung der Konzentration** am heimischen Markt auch die **zunehmende Internationalisierung** gezählt werden. EDF, das französische Staatsunternehmen hält einen 45%-Anteil an EnBW.<sup>231</sup> RWE erwarb in den letzten Jahren eine Reihe von ausländischen Unternehmen, ebenso E.ON.<sup>232</sup> Als größtes ausländisches Unternehmen stieg Vattenfall in den deutschen Markt ein (Vgl. Kapitel 3.3.1.1 und 3.3.1.3 zur Marktkonzentration im Norden und in Großbritannien).

Auch am deutschen Markt gibt es eine Reihe von Gemeinschaftskraftwerken, wie in Tabelle 11 ersichtlich wird:

**Tabelle 11: Gemeinschaftskraftwerke in Deutschland, Quelle: Jahresberichte der Unternehmen**

Kraftwerk	Kapazität in MW	Betreiber	Eigentümer	Anteil
Kernkraftwerk Gundremmingen <sup>233</sup>	1.344	Kernkraftwerk Gundremmingen GmbH	RWE Power AG E.ON Kernkraft GmbH	75,0% 25,0%
Kernkraftwerk Isar 2 <sup>234</sup>	1.400	E.ON	E.ON Stadtwerke München	75,0% 25,0%
Kernkraftwerk Krümmel <sup>235</sup>	1.346	Kernkraftwerk Krümmel GmbH & Co. OHG	E.ON Kernkraft GmbH Vattenfall Europe Nuclear Energy GmbH	50,0% 50,0%
Kernkraftwerk Grohnde <sup>236</sup>	1.360	Gemeinschaftskernkraftwerk Grohnde GmbH & Co. OHG	E.ON Kernkraft GmbH Stadtwerke Bielefeld	83,3% 16,7%
Kernkraftwerk Brokdorf <sup>237</sup>	1.410	E.ON	E.ON Vattenfall	80,0% 20,0%
Kernkraftwerk Emsland <sup>238</sup>	1.400	KKW Lippe-Ems	RWE E.ON	87,5% 12,5%
Steinkohlekraftwerk Bergkamen <sup>239</sup>	747	Gemeinschaftskraftwerk Bergkamen A OHG	RWE Power STEAG	51,0% 49,0%

<sup>231</sup> EnBW Energie Baden-Württemberg AG (2000), S. 15 sowie EnBW Energie Baden-Württemberg AG (2008), S. 50.

<sup>232</sup> Vgl. Jahresberichte der Unternehmen und Kapitel 3.3.1.1 und 3.3.1.3.

<sup>233</sup> Kernkraftwerk Gundremmingen GmbH (2008), S. 8 und S. 26.

<sup>234</sup> E.ON Kernkraft GmbH (2007), S. 18f.

<sup>235</sup> E.ON Kernkraft GmbH (2008b), Homepage – KKW Krümmel.

<sup>236</sup> E.ON Kernkraft GmbH (2004), S. 15.

<sup>237</sup> E.ON Kernkraft GmbH (2008a), S. 15.

<sup>238</sup> RWE Power AG (2007), S. 5ff.

<sup>239</sup> STEAG AG (2006), S. 2.

### 3.3.1.3 Marktentwicklung in Großbritannien

Großbritannien ging einen anderen Weg der Marktöffnung, was sich sowohl in der **Umstrukturierung** vor der Liberalisierung als auch bis 1995 zeigte. Der Markt von England und Wales wurde bis 1995 von zwei Unternehmen beherrscht: National Power (NaP) und PowerGen (PG). National Power wies einen Marktanteil nach Kapazitäten von rund 40% in den ersten Jahren auf. Für die Kernkraftwerke in England und Wales war bis 1995 Nuclear Electric Power (NEP) zuständig, für jene in Schottland Scottish Nuclear. 1996 wurden die neueren Kernkraftwerke von British Electric (BE) übernommen. Die alten Magnox-Reaktoren wurden in einem eigenen Unternehmen vereint, Magnox Electric, ein Tochterunternehmen von BNFL. Der Rest der Kapazitäten befand sich im Besitz der schottischen und irischen voll-integrierten Unternehmen und zu einem geringeren Teil im Besitz neu eintretender, v. a. ausländischer Unternehmen bzw. Unternehmen, in denen die RECs Hauptaktionäre waren, die ihren Marktanteil durch den Bau neuer GuD-Kraftwerke kontinuierlich steigern konnten.<sup>240</sup>

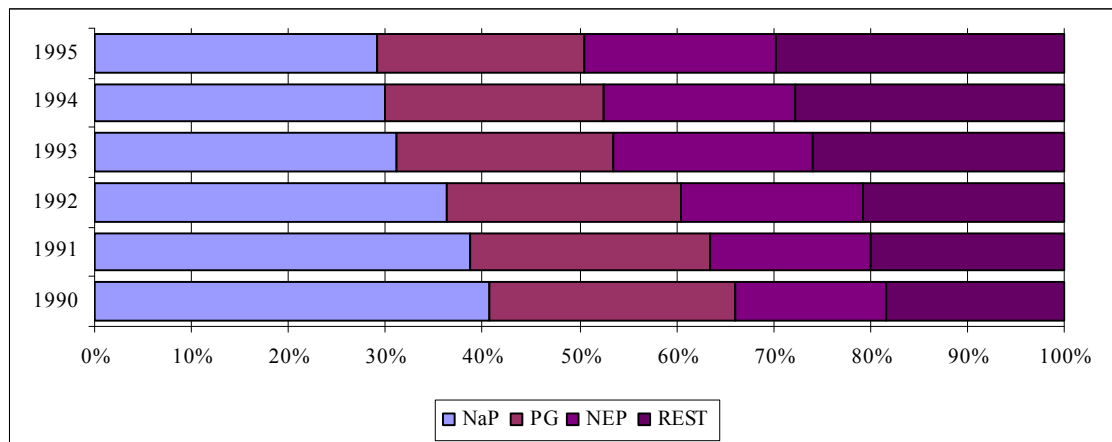


Abbildung 19: Marktanteil nach Kapazitäten in GB bis 1995; Quelle: JB, Competition Commission

Aufgrund der **hohen Konzentration** und den hohen Preisen an der Börse wurde den Hauptakteuren PowerGen und National Power bereits 1994 eine Abgabe ihrer Kapazitäten von Seiten der Behörde auferlegt. 1996 erfolgte die erste „**Divestment**“-Runde. National Power und PowerGen mussten rund 17% ihrer Kapazitäten veräußern. 1999 veräußerten die beiden Unternehmen weitere 8.000 MW an Kohlekraftwerken.<sup>241</sup>

<sup>240</sup> Surrey, John (1996), S. 74ff und 220ff sowie Thomas, Steve (2001), S. 93.

<sup>241</sup> Surrey, John (1996), S. 72ff.

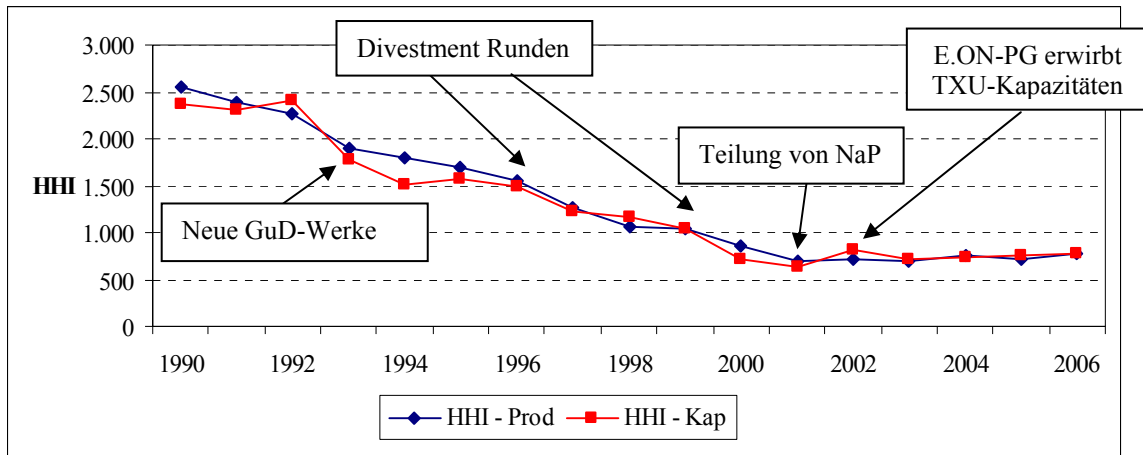


Abbildung 20: Entwicklung des HHI in Großbritannien; Quelle: JB der Unternehmen

Im Laufe der Jahre führten hohe Preise an der Strombörse zu **Markteintritten** von v. a. US-amerikanischen Unternehmen. Diese Fakten schlagen sich auch in der Konzentration am britischen Markt nieder, welche über die Jahre kontinuierlich abnahm. Bis 1996 wurden rund 11 GW an neuen GuD-Kraftwerken gebaut. Die ersten gingen 1992/93 ans Netz. Dies ist deutlich in Abbildung 20 erkennbar. Die „Divestment“-Runden in den Jahren 1996 und 1999 führten ebenfalls zu einer deutlichen Reduktion des HHI. Im Jahr 1996 stieg die Eastern Group durch Leasing von Kraftwerken der beiden größten Unternehmen ein, bereits ein Jahr davor Edison First Mission, das 1999 von PowerGen zwei weitere Kraftwerke (Fiddler's Ferry und Ferrybridge) übernahm.<sup>242</sup> Die Kernkraftwerke von NEP wurden zwischen British Energy, das auch die Kernkraftwerke Schottlands in seinen Pool aufnahm, und BNFL, welche die alten Magnox-Werke übernahm, aufgeteilt.<sup>243</sup>

Die amerikanischen Unternehmen steigerten im Laufe der Jahre ihre installierte Leistung, um dann in den Jahren 2003 und 2004 aufgrund sinkender Preise und geringerer Rentabilität ihre Investitionen aus dem Markt zurückzuziehen. So verkaufte das amerikanische Unternehmen AEP seine erst im Oktober 2001 von Edison First Mission erworbenen Kraftwerke bereits 2004 an Scottish & Southern Electric (SSE)<sup>244</sup>, welches 1999 aus einer Fusion zwischen Scottish Hydro Electric und dem englischen

<sup>242</sup> Ebd., S. 72ff. und 158ff.

<sup>243</sup> Ebd., S. 76f.

<sup>244</sup> American Electric Power (2002), S. 36, American Electric Power (2004), Pressemitteilung vom 30. 7. 2004 sowie American Electric Power (2005), S. 19.

Versorgungsunternehmen Southern Energy hervorging.<sup>245</sup> Kurz darauf erwarb das neue Unternehmen Scottish & Southern Electric den Versorger und Produzenten Swalec.<sup>246</sup>

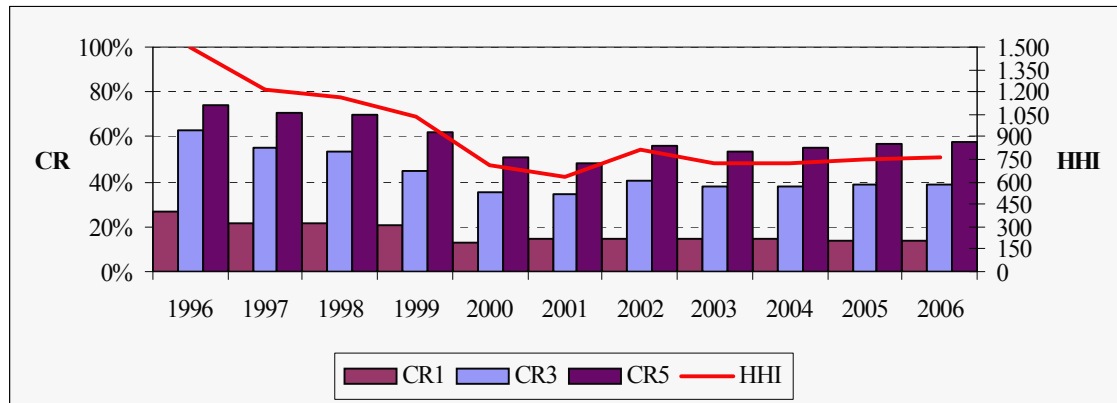


Abbildung 21: Marktkonzentration nach Kapazitäten UK 1996 - 2006; Quellen: JB mit eig. Bearbeitung

2001 wurde National Power in die Unternehmen Npower (später Innogy) und International Power geteilt, und einige Kraftwerke wurden an andere Unternehmen verkauft.<sup>247</sup> Das deutsche Unternehmen RWE übernahm im Jahr 2002 Innogy.<sup>248</sup> Die europäische Tochter des amerikanischen Unternehmens TXU, die die Geschäfte von Eastern Electricity weiterführte, wurde im gleichen Jahr von E.ON aufgekauft.<sup>249</sup> E.ON gliederte Mitte 2002 PowerGen vollständig in den Konzern ein.<sup>250</sup> Diese Entwicklungen spiegeln sich im HHI wieder. Von einem hochkonzentrierten Markt entwickelte sich der britische Markt zu einem unkonzentrierten. Erst seit 2001 stieg dieser wieder leicht an, was v. a. auf den Rückzug der amerikanischen Unternehmen und die Strategie der verbleibenden Unternehmen am Markt zurückzuführen ist. Abbildung 22 zeigt die Entwicklung der Kapazitäten der wichtigsten Unternehmen am britischen Markt seit 1990. Zusätzlich wurden in der Grafik die europäischen Kapazitäten der größten Unternehmen aufgenommen. Klar erkennbar ist die Aufteilung der Kapazitäten auf mehrere Unternehmen seit Mitte der 1990er-Jahre und die Integration in europäische Player.

<sup>245</sup> Thomas, Steve (2001), S. 135.

<sup>246</sup> Ebd., S. 130ff.

<sup>247</sup> National Power (2000), S. 4f sowie Thomas, Steve (2001), S. 131.

<sup>248</sup> RWE (2003), S. 6 und S. 21.

<sup>249</sup> E.ON AG (2003), S. 29.

<sup>250</sup> Ebd., S. 75.

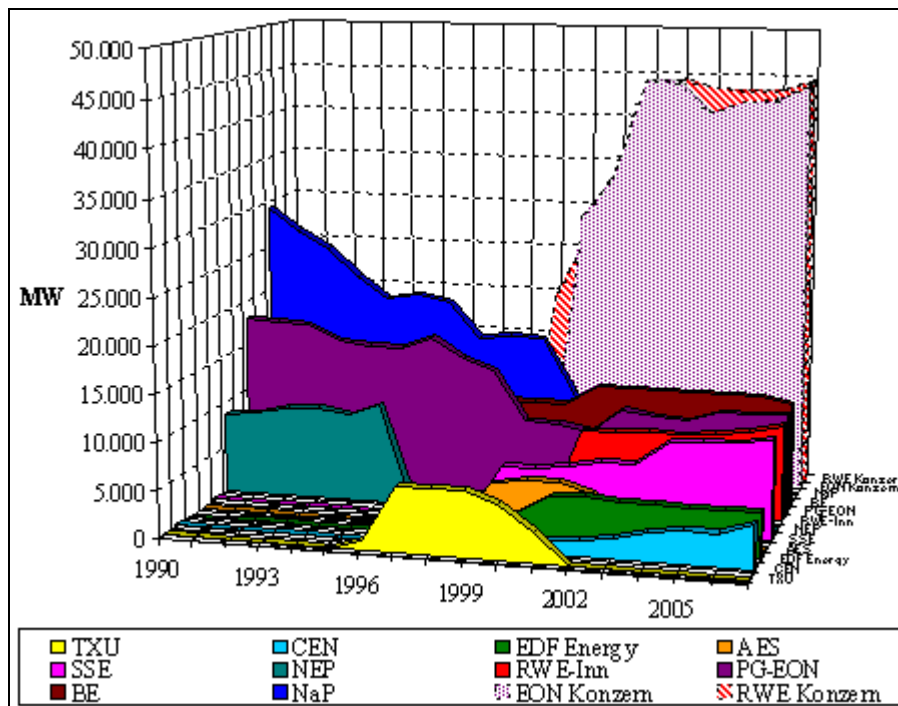


Abbildung 22: Entwicklung der Kapazitäten der wichtigsten britischen Unternehmen; Quelle: JB

Vertikale Konzentration wurde zu Beginn der Liberalisierung als unerwünscht angesehen - aufgrund der Möglichkeit der Quersubventionierung. Die Versorgungsunternehmen durften zwar Kapazitäten von unbestimmtem Ausmaß besitzen, jedoch nur 15% unter Vertrag nehmen. Darüber hinaus gab es die ersten fünf Jahre die so genannte „golden share“-Regelung, welche ein Veto-Recht der Regierung betreffend Eigentümerwechsel in den RECs darstellte. Surrey (1996) sieht die erste Divestment-Runde als den ersten Schritt am britischen Markt Richtung horizontaler Integration, da das Versorgungsunternehmen Eastern Electricity Kraftwerke von National Power und PowerGen übernahm. Als weitere Strategie kann der Trend weg vom alleinigen Elektrizitätsunternehmen gesehen werden.<sup>251</sup>

### 3.3.1.4 Die Marktkonzentration im Ländervergleich

Beim Vergleich der Entwicklung auf allen drei Märkten können sowohl Gemeinsamkeiten als auch Unterschiede festgestellt werden. Während Großbritannien zu Beginn aktiv gegen zu große Unternehmen am Markt vorging und somit eine kontinuierliche Reduktion der Konzentration am Markt erreichte, setzte Skandinavien auf eine Verringerung der Konzentration durch Marktvergrößerung. In den letzten Jahren erreichten die HHIs beider Regionen in etwa gleich hohe Werte, wobei diese in den letzten Jahren leicht anstiegen.

<sup>251</sup> Surrey, John (1996), S. 75f und S. 220ff.



Deutschland liberalisierte den Markt ohne Umstrukturierung, ging aber von einem annähernd gleich hohen Konzentrationsmaß wie im selben Jahr in Skandinavien aus. Hier ist der Trend Richtung erhöhter Marktkonzentration und somit Marktmacht am besten zu erkennen. Der deutsche HHI, berechnet auf Basis der Produktion, liegt im Jahr 2006 mit rund 2.000 Einheiten bei Werten der frühen britischen Liberalisierungsperiode.

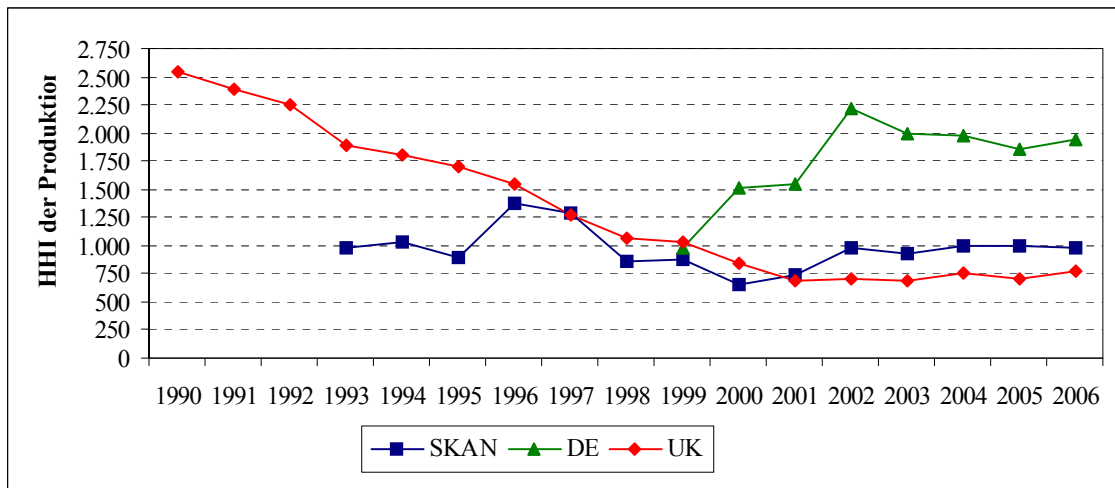


Abbildung 23: HHI der Produktion im Vergleich

Der HHI der Kapazitäten liefert für Großbritannien und den Norden ein ähnliches Bild, wobei die Werte der Produktion leicht über jenen der Kapazitäten liegen. Die ersten Jahre von Nord Pool zeigt sich jedoch ein umgekehrtes Bild. Bis zum Beitritt von Schweden lag der HHI der Produktion unter jenem der Kapazitäten. In Deutschland fällt auf, dass der HHI der Produktion (2006: 1.950) weit höher ausfällt als jener berechnet auf Basis der Kapazitäten (2006: 1.250).

Vertikale Integration ist in allen Ländern ein Trend in den letzten Jahren. Wie in Kapitel 2.2.1.1 beschrieben, kann vertikale Integration zu einer Erhöhung der Marktmacht beitragen. Weitere Erklärungen für sowohl vertikale als auch horizontale Integration sind Kostenreduzierung bzw. Risikominimierung.<sup>252</sup>

<sup>252</sup> Midttun, Atle (2001), S. 8ff.

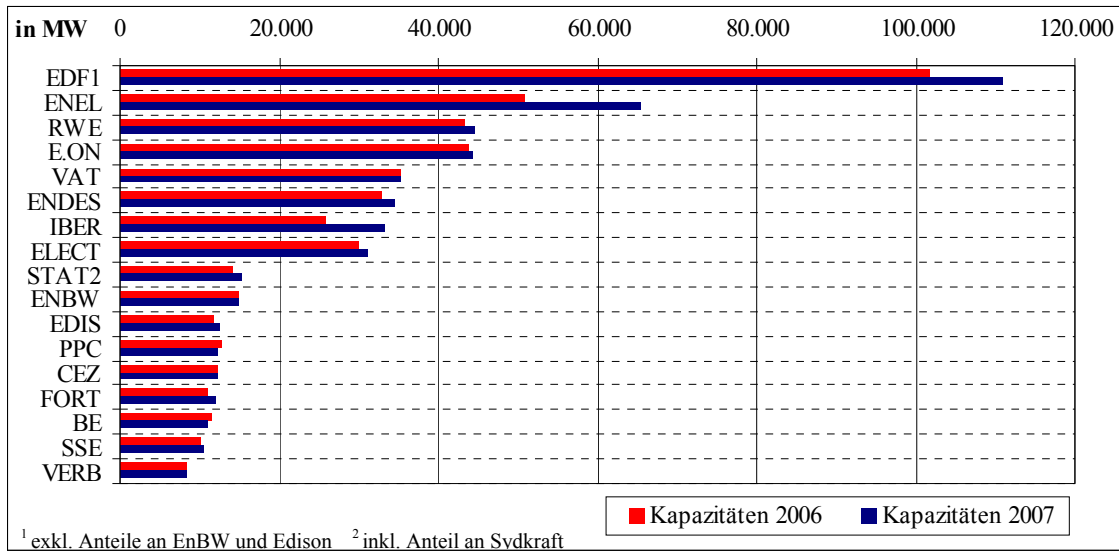


Abbildung 24: Die größten Stromproduzenten Europas 2006/2007; Quelle: JB der Unternehmen

Werden die Produzenten im europäischen Vergleich betrachtet, so heben sich einige Spieler deutlich hervor. EDF, RWE und E.ON sind in ganz Europa tätig und auch in allen der in dieser Arbeit analysierten Märkte.

Das französische Staatsunternehmen EDF ist Europas größter Produzent. Akquisitionen, wie z. B. in England und Italien konnten seine Stellung noch ausbauen. Heute ist das Unternehmen in den Märkten Frankreich, Großbritannien, Deutschland, Italien, Spanien, Schweiz, Österreich, Belgien, Ungarn, Slowakei und Polen vertreten. EDF hebt sich durch seine Stromproduktion von über 600 TWh (inkl. europäisches Ausland) im Jahr 2007 deutlich vom Rest ab. Allein der französische Markt ist dabei für fast 500 TWh verantwortlich.<sup>253</sup> EDF hält Anteile an zwei der größten Unternehmen Europas: an der deutschen EnBW AG (ca. 46%) und der italienischen Edison (48.96% - Joint Ownership mit Azienda Energetica Municipale - AEM).<sup>254</sup> Zweitgrößtes Unternehmen ist der italienische Stromproduzent Enel. Er setzte sich gegen E.ON beim Kauf von Endesa durch. Die Übernahme vom größten Produzenten auf der iberischen Halbinsel wurde Ende des Jahres 2007 fixiert. Damit ist Enel in 21 Ländern und 4 Kontinenten vertreten.<sup>255</sup>

Die beiden deutschen Unternehmen RWE und E.ON betreiben schon seit einigen Jahren eine aggressive europäische Strategie, was sich in einer Vielzahl an Erwerbungen in

<sup>253</sup> EDF Group (2008), S. 52ff.

<sup>254</sup> Ebd., S. 17 und S. 78.

<sup>255</sup> Enel (2008), S. 13ff sowie E.ON AG (2008), S. 20.

anderen Ländern ablesen lässt.<sup>256</sup> In Abbildung 24 wurden nur jene Zahlen erfasst, die für den europäischen Markt gelten. Inkludiert sind hier auch die Beteiligungen an anderen europäischen Unternehmen. Die Werte von E.ON beinhalten somit auch die Anteile an E.ON UK und E.ON Schweden (vormals Sydkraft), jene von RWE auch die britische Tochter RWE npower (vormals Innogy).

Vattenfall, der größte Produzent im Norden, zählt ebenfalls zu den Top-5 in Europa, was v. a. auf seine Tätigkeit in Deutschland zurückzuführen ist. Im Jahr 2007 kam es zum Friendly Take-Over von Scottish Power durch Iberdrola.<sup>257</sup> Dies führte zu einer Verbesserung der Stellung im Ranking. British Energy, das größte Unternehmen in Großbritannien, liegt im Vergleich weit abgeschlagen zurück. Scottish & Southern Energy (SSE) gehören seit ihrem Merger zu den größten Produzenten. Klar erkennbar ist auch, dass nur die staatlichen Unternehmen des nordischen Raums im europäischen Vergleich mithalten können. Der Rest der nordischen Unternehmen liegt weit abgeschlagen zurück. Dasselbe gilt für die restlichen Unternehmen am britischen Markt.

---

<sup>256</sup> Vgl. Kapitel 3.3.1.1 und 3.3.1.3 zur Marktkonzentration in Großbritannien und im Norden sowie Jahresberichte der Unternehmen der letzten Jahre.

<sup>257</sup> Iberdrola (2008), S. 5ff.

### 3.3.2 Die Eigentümerstruktur

Ein ungeklärter Punkt bei der Liberalisierung und Deregulierung der Elektrizitätsmärkte ist der optimale Eigentümer. Kemfert et al. (2003) sehen Privatisierung als einen äußerst wichtigen Schritt an – obwohl es keinen ausreichenden Nachweis gibt, der privaten Stromproduzenten ein besseres Management bestätigt.<sup>258</sup> Diese Arbeit möchte den Einfluss öffentlichen Eigentums auf die Preise miteinbeziehen. Als öffentliches Eigentum werden direkte Anteile von öffentlicher Hand – sei es staatlich oder kommunal – an Unternehmen der Branche verstanden. Darüber hinaus wird nur nationales öffentliches Eigentum als solches berücksichtigt. Demgegenüber stehen privater und ausländischer Besitz. Die Daten wurden den Jahresberichten der einzelnen Unternehmen und dem Hoppenstedt Handbuch der Großunternehmen entnommen.

#### 3.3.2.1 Eigentümerstruktur im Norden

Der nordische Markt ist seit jeher von öffentlichem Eigentum geprägt. Während in Schweden und Finnland v. a. staatliche Unternehmen für die Stromproduktion verantwortlich waren und auch heute noch die größten Unternehmen stellen, war der norwegische Markt durch einen hohen Anteil von kommunalen Erzeugern geprägt.<sup>259</sup> Die großen staatlichen Unternehmen Statkraft, Vattenfall und Fortum konnten in den letzten Jahren auf eine Reihe von Akquisitionen zurückblicken. Dies erhöhte den öffentlichen Anteil an der Produktion und an den Kapazitäten (Vgl. Kapitel 3.3.1.1 zur Marktkonzentration im Norden).<sup>260</sup>

In Norwegen setzte der Trend zur Restrukturierung des Marktes erst sehr spät ein. Ab 1997 entstanden lose Cluster und fanden erste Akquisitionen statt. Kleinere kommunale Unternehmen schlossen sich zusammen, blieben jedoch weiterhin in öffentlichem Eigentum. Bevor z. B. Statkraft bei BKK einstieg, formierte sich dieses Unternehmen aus mehreren kommunalen Energiebetrieben an der Westküste.<sup>261</sup> Ähnlich erfolgte der Prozess bei Agder Energi und Skagerak Energi, die heute ebenfalls zur Statkraft Allianz zählen. Die Akquisitionen von Statkraft betrafen v. a. kommunale, inländische Unternehmen.<sup>262</sup>

---

<sup>258</sup> Kemfert, Claudia et al. (2003), S. 5.

<sup>259</sup> Middtun, Atle (2001), S. 23ff.

<sup>260</sup> Gundersen, Eivind und Atle Middtun (1997), S. 15 und Kapitel 3.3.1.1.

<sup>261</sup> Middtun, Atle (2001), S. 36.

<sup>262</sup> Vgl. Kapitel 3.3.1.1 zur Marktkonzentration im Norden.

Sie beeinflussten somit den Gesamtanteil des direkten öffentlichen Eigentums nicht. Der Anteil an ausländischen Investoren ist auf Norsk Hydro und Hafslund zurückzuführen.<sup>263</sup> Auffallend ist, dass Hafslund ASA heute als Mehrheitseigentümer die Gemeinde Oslo hat und sich somit von einem privaten Unternehmen zu einem öffentlichen entwickelte.<sup>264</sup>

Der norwegische Staat kämpft derzeit gegen einen Beschluss des EFTA-Gerichtshofes.<sup>265</sup> Seit fast 100 Jahren gilt die so genannte „hjemfall“-Regelung. Diese besagt, dass nach Ablauf der Konzession für Wasserkraftwerke (max. 60 Jahre) diese ohne Kompensationszahlungen an den Staat zurückfallen. Diese Regelung gilt nur für Unternehmen, die zu mehr als einem Drittel von nicht-norwegischen öffentlichen Institutionen (Staat bzw. Kommunen) besessen werden.<sup>266</sup> Als Hauptargument für diese Regelung wird das öffentliche Interesse an den nationalen Wasserkraftressourcen angeführt. Die norwegische Regierung sieht Wasserkraft als ein Gut, das dem norwegischen Volk gehört und somit nicht auf Dauer an Private verkauft werden kann. Bis zur endgültigen Entscheidung der norwegischen Regierung gilt eine provisorische Anordnung, die privates Eigentum an Wasserkraft noch strenger behandelt: Es sollen keine Konzessionen mehr an Private vergeben und derzeit bestehende Konzessionen von Privaten nicht verlängert werden. Damit wird die Nutzung der Wasserkraftressourcen auf die öffentliche Hand beschränkt.<sup>267</sup>

---

<sup>263</sup> Midttun, Atle (2001), S. 35.

<sup>264</sup> Hafslund ASA (2008), S. 64.

<sup>265</sup> Das Urteil kann online abgerufen werden. Literaturangabe im Quellenverzeichnis: EFTA Court (2007), Judgement of the Court. Case E-2/06 vom 26. 6. 2007.

<sup>266</sup> Vgl. Olje- og energidepartementet – OED (2007a), Industrikonsejnsloven. Lov om erverv av vannfall, bergverk og annen fast eiendom m.v. (14917-12-14), insbesondere §2(17) und §4.

<sup>267</sup> Olje- og energidepartementet - OED (2007b), §1-§6.

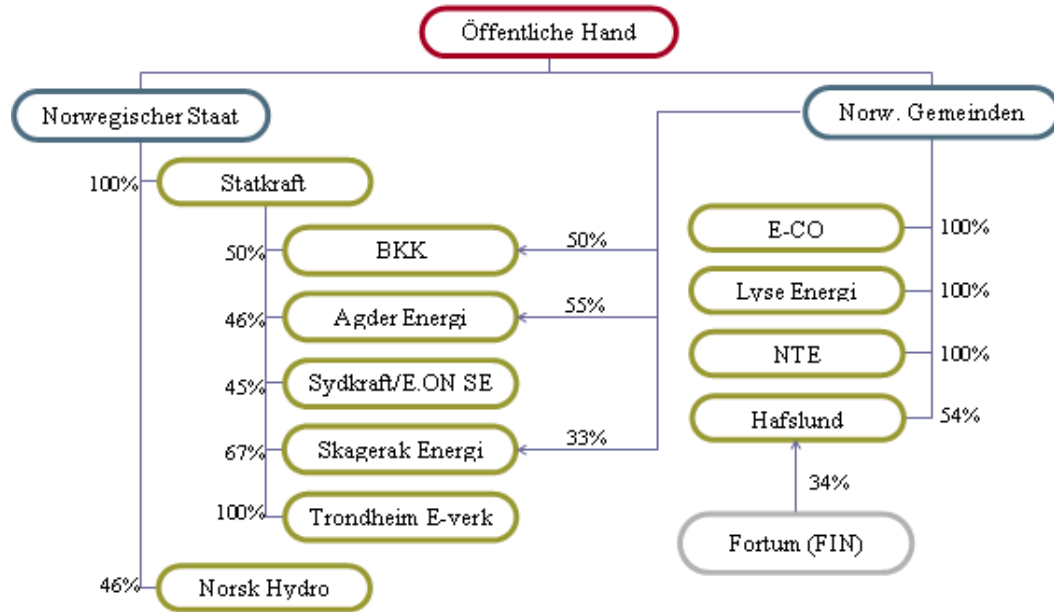


Abbildung 25: Öffentliches Eigentum in Norwegen 2006; Quelle: JB der Unternehmen

Mit dem Eintritt Schwedens 1996 ins Nord Pool-Preisgebiet erhöhte sich der private Anteil an Produktion und Kapazitäten. Dies war auf den höheren Anteil an privaten Unternehmen am schwedischen Markt (Sydkraft, Gullspångs Kraft, Graningeverkens AB und Stora Enso) zurückzuführen.<sup>268</sup> Einige dieser Unternehmen wurden später durch ausländische Investoren erworben. Durch die Akquisitionen des staatlichen Unternehmens Vattenfall blieb der Anteil an öffentlichen vs. privaten Investoren jedoch annähernd gleich – trotz eines Rückgangs an kommunalen Eigentümern.<sup>269</sup>

<sup>268</sup> Midttun, Atle (2001), S. 25 und Jahresberichte der Unternehmen.

<sup>269</sup> Midttun, Atle (2001), S. 26 und Jahresberichte der Unternehmen.

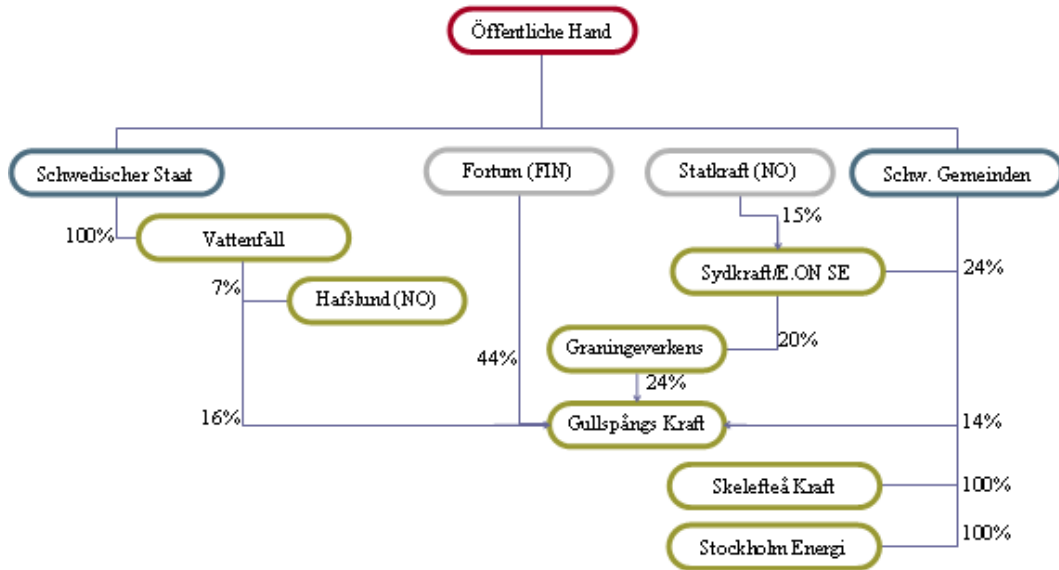


Abbildung 26: Eigentümerstruktur in Schweden 1996; Quelle: JB der Unternehmen

Abbildung 26 zeigt die Eigentümerstruktur der wichtigsten schwedischen Produzenten 1996. Im Vergleich dazu zeigt Abbildung 27 für das Jahr 2006 eine einfachere Struktur.

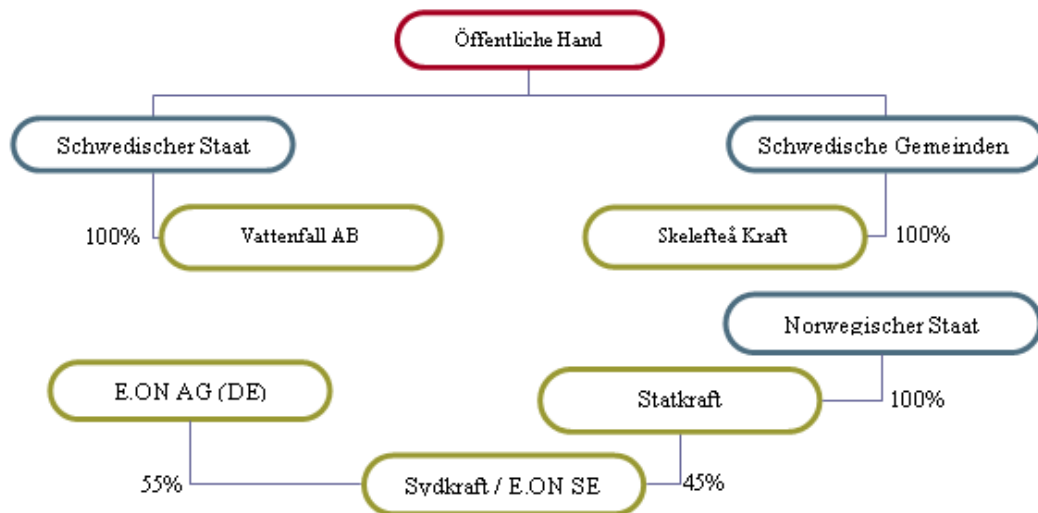


Abbildung 27: Eigentümerstruktur in Schweden 2006; Quelle: JB der Unternehmen

Auch das finnische Staatsunternehmen Fortum erwarb eine Reihe an Unternehmen im gesamt-nordischen Raum. Der direkte Eigentümeranteil des finnischen Staates an Fortum sank jedoch im Laufe der Jahre auf ca. 50%.<sup>270</sup> Finnland hebt sich durch seinen hohen Anteil an institutionellen und industriellen Eigentümern von den anderen Ländern dieses

<sup>270</sup> Vgl. Jahresberichte von Fortum sowie Fortum Corporation (2008b), S. 22.

Raumes ab. Die beiden großen Produzenten PVO und TVO werden hauptsächlich von der Industrie, für die sie produzieren, besessen.<sup>271</sup>

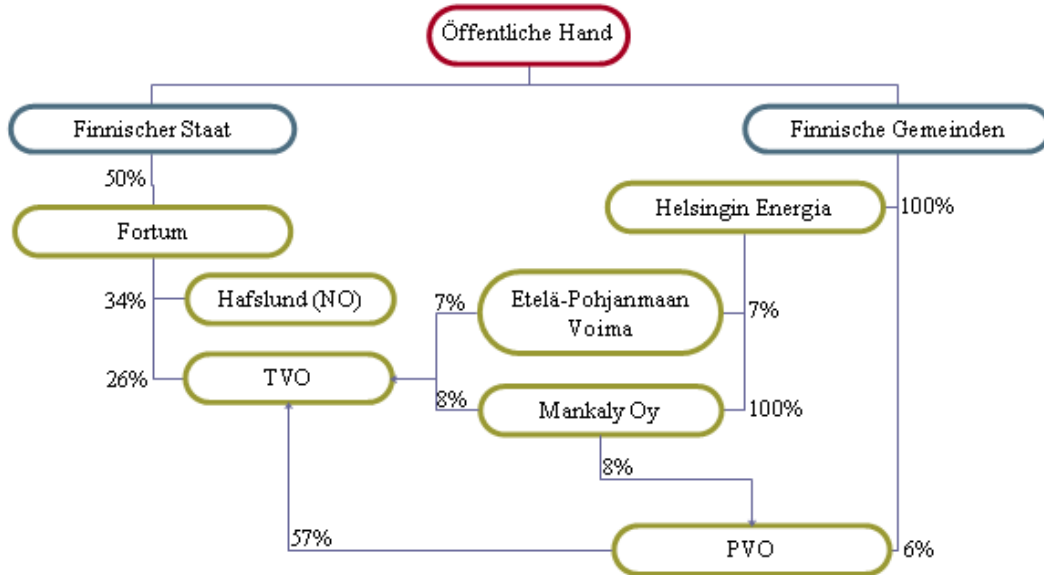


Abbildung 28: Eigentümerstruktur der größten finnischen Produzenten 2006; Quelle: JB der Unternehmen

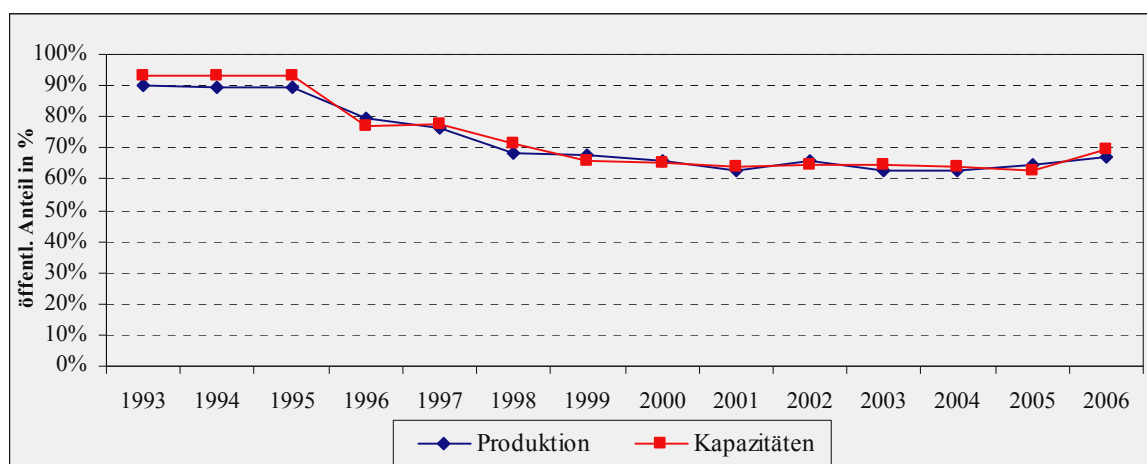
Dänemark hob sich im nordischen Raum lange hervor: Kein Produzent stand bis 2006 in direktem staatlichen Besitz. Der Eigentümeranteil von Kommunen und Konsumenten (über Vertriebsgesellschaften) war annähernd gleich. Diese Eigentümerstruktur war auch im dänischen Elektrizitätsgesetz vom Juni 1999 verankert.<sup>272</sup> Der Eintritt Dänemarks in den nordischen Markt verringerte den öffentlichen Anteil nur marginal, was auf die geringen Kapazitäten der Unternehmen zurückzuführen ist. 2005 erfolgte eine Umstrukturierung des dänischen Marktes. Wie im Kapitel zur Marktkonzentration angeführt, dominiert nun DONG Energy A/S den Markt. Fast 73% der Aktien werden vom dänischen Staat gehalten.<sup>273</sup> Zweites großes Unternehmen in Dänemark ist nun Vattenfall, ebenfalls staatlich, aber schwedisch.

<sup>271</sup> Midttun, Atle (2001), S. 30f.

<sup>272</sup> Olsen, Ole. J. und Klaus Skytte (2000), S. 2ff.

<sup>273</sup> DONG Energy A/S (2007), S. 2.





**Abbildung 29: Öffentlicher Anteil an den größten Unternehmen im Nord Pool-Preisgebiet; Quelle: Jahresberichte der Unternehmen**

Im Verlauf sind klar die Auswirkungen der sukzessiven Erweiterung des Marktes auf den Gesamtanteil der öffentlichen Hand an Produktion und Kapazitäten erkennbar. Durch den Beitritt Schwedens 1996 stieg die Anzahl privater Unternehmen am nordischen Markt. Der Beitritt 1998 Finnlands erhöhte diese noch. Durch Akquisitionen und Aktienaufstockung ausländischer Unternehmen sank der staatliche und kommunale Besitz bis 2005. Erst mit 2006 und der Fusion der beiden dänischen Produzenten zu einem staatlichen Unternehmen stieg der Einfluss der öffentlichen Hand im Norden wieder auf das Niveau von 1998.

### 3.3.2.2 Eigentümerstruktur in Deutschland

Der Anteil an öffentlichem Eigentum am deutschen Markt ging in den Jahren seit 1999 kontinuierlich zurück. Durch den Eintritt von Vattenfall und der Beteiligung von EDF an EnBW stieg auch der Anteil an ausländischen Investoren. Wie bereits erwähnt, erwarben die großen Verbundunternehmen eine Reihe von kommunalen Betrieben und verringerten somit den öffentlichen Anteil. Bereits vor der Liberalisierung wurden Teile der Energiewirtschaft in Deutschland privatisiert, was den Konzentrationsprozess vorantrieb. Bereits 1987 verkaufte die deutsche Regierung alle Anteile an VEBA. 1988 folgte der Verkauf von VIAG. Der erste ausländische Investor, der Aktien an einem Verbundunternehmen erhielt, war das schwedische Unternehmen Sydkraft im Jahr 1997. 1998 folgte Vattenfall. Diese Käufe verringerten den Anteil der Stadt Hamburg.<sup>274</sup> EnBW hat den größten Anteil an direktem öffentlichem Eigentum, mit der Beteiligung der

<sup>274</sup> Midttun, Atle (2001), S. 207ff.

Oberschwäbischen Elektrizitätswerke (OEW) als größten Posten.<sup>275</sup> Der Anteil von EDF (seit 2001) wurde nicht als öffentliches Eigentum gezählt, da es sich hierbei um das französische Staatsunternehmen handelt. Die Beteiligungen der EBH Energie-Beteiligungsholding GmbH (Dortmund) an der VEAG<sup>276</sup> und die Anteile der Energiebeteiligungs GmbH (Essen) an der STEAG (bis 2001)<sup>277</sup> werden als reiner Privatbesitz geführt, da hier nur die direkten öffentlichen Anteile erfasst werden sollen.

### **3.3.2.3 Eigentümerstruktur in Großbritannien**

Privatisierung zählte zu den wichtigsten Eckpunkten der Umstrukturierung am britischen Markt. Bis auf die Kernkraftwerke wurden die Energieversorgungsbetriebe zu Beginn der 1990er-Jahre teilprivatisiert. Rund 40% von National Power und PowerGen blieben für die ersten fünf Jahre noch in öffentlicher Hand. Die Kernkraftwerke von Nuclear Power und Scottish Nuclear wurden erst 1996 vollständig privatisiert (siehe Kapitel 3.3.1.3).<sup>278</sup> Dementsprechend sank der öffentliche Anteil an Produktion und Kapazitäten mit dem Verkauf dieser Unternehmen. Während sich die größten Unternehmen 1990 noch zu 100% in staatlicher Hand befanden, sank der Wert mit der ersten Privatisierungsrunde 1991 auf ca. 50%. Der Verkauf an öffentlichen Anteilen an den großen Unternehmen ist deutlich ersichtlich in den Jahren 1991 und 1996. Allein BNFL blieb in öffentlicher Hand.<sup>279</sup> 2007 schließlich wurden die verbliebenen alten Magnox-Werke von BNFL an das amerikanische Unternehmen Energy Solutions verkauft. Dieses führt einige der alten Werke unter dem Namen Magnox Electric Limited weiter.<sup>280</sup> Zudem führten der Eintritt ausländischer Unternehmen und der damit verbundene Ausbau an Kapazitäten dazu, dass der private Anteil an den Kapazitäten und an der Produktion über die Jahre zusätzlich zu den Privatisierungsrunden stieg (Vgl. Kapitel 3.3.1.3).

---

<sup>275</sup> EnBW Energie Baden-Württemberg AG (2008), S. 50 und vgl. Jahresberichte der untersuchten Jahre.

<sup>276</sup> Bundeskartellamt (2000a), S. 20.

<sup>277</sup> STEAG AG (2002), S. 84. Die Energiebeteiligungs GmbH hielt bis zur vollständigen Eingliederung in die RAG AG 25,9% an der STEAG. Eigentümer des Unternehmens waren RWE Energie AG (49,7%), E.ON AG (26,23%) und PreussenElektra AG (24,07%). Vgl. Jahresberichte der STEAG AG von 1999 bis 2001.

<sup>278</sup> Midttun, Atle (2001), S. 78f.

<sup>279</sup> Thomas, Steve (2001), S. 78f und S. 93.

<sup>280</sup> BNFL (2007): Pressemitteilung vom 7. 6. 2007.

### **3.3.2.4 Eigentümerstruktur im Vergleich**

Die drei Märkte im Vergleich stellen und stellten in den letzten Jahren drei unterschiedliche Privatisierungsgrade dar. Jeder Markt verfolgte dabei eine eigene Strategie, die von vollständiger Privatisierung bis hin zur Aufrechterhaltung der Dominanz der öffentlichen Hand im Elektrizitätssektor.

#### **Hoher Privatisierungsgrad:**

Großbritannien entwickelte sich von einem Markt, der durch große öffentliche Unternehmen geprägt war, zu einem Markt mit vielen kleinen, privaten Akteuren. In diesem Gebiet gingen Umstrukturierung und Privatisierung Hand in Hand. Dies lässt sich auch erkennen, indem die Entwicklungen von HHI und vom Einfluss der öffentlichen Hand gegenübergestellt werden. Die ersten Privatisierungs-Runden 1991 und 1996 sind sowohl in Abbildung 20 zum HHI (Vgl. Kapitel 3.3.1.3) als auch in der folgenden Grafik (Abbildung 30) klar erkennbar. 1996 wurden auch die letzten Anteile der öffentlichen Hand an den Versorgungsunternehmen veräußert. Einzig BNFL blieb in öffentlicher Hand und ist in Abbildung 30 für diesen Anteil verantwortlich. Seit Mitte der 1990er-Jahre ist Großbritannien ein Markt mit sehr hohem Privatisierungsgrad.

#### **Niedriger Privatisierungsgrad:**

Der nordische Markt ist trotz Eintritt ausländischer Unternehmen als ein Markt mit vorwiegend öffentlichen Spielern zu betrachten, der seit 2006 die öffentliche Hand wieder gestärkt sieht. Die größten Produzenten waren und sind weiterhin staatliche Unternehmen, die ihre Stellung am Markt in den letzten Jahren noch ausbauen konnten. Kleinere Unternehmen am Markt werden oft von Gemeinden geführt. Zusätzlich möchte der norwegische Staat die Barrieren für private bzw. öffentliche ausländische Unternehmen in Zukunft noch erhöhen.

#### **Mittlerer Privatisierungsgrad:**

Deutschland liegt mit einem öffentlichen Anteil von ca. 20% an den größten Unternehmen somit zwischen den vorher erwähnten Gebieten. Dennoch setzte sich auch hier der Privatisierungsprozess, der bereits vor Einführung der Börsen begann, fort. Der Rückgang

des öffentlichen Anteils sank hier auch durch die Akquisitionen von kleineren Stadtwerken durch die großen Verbundunternehmen.

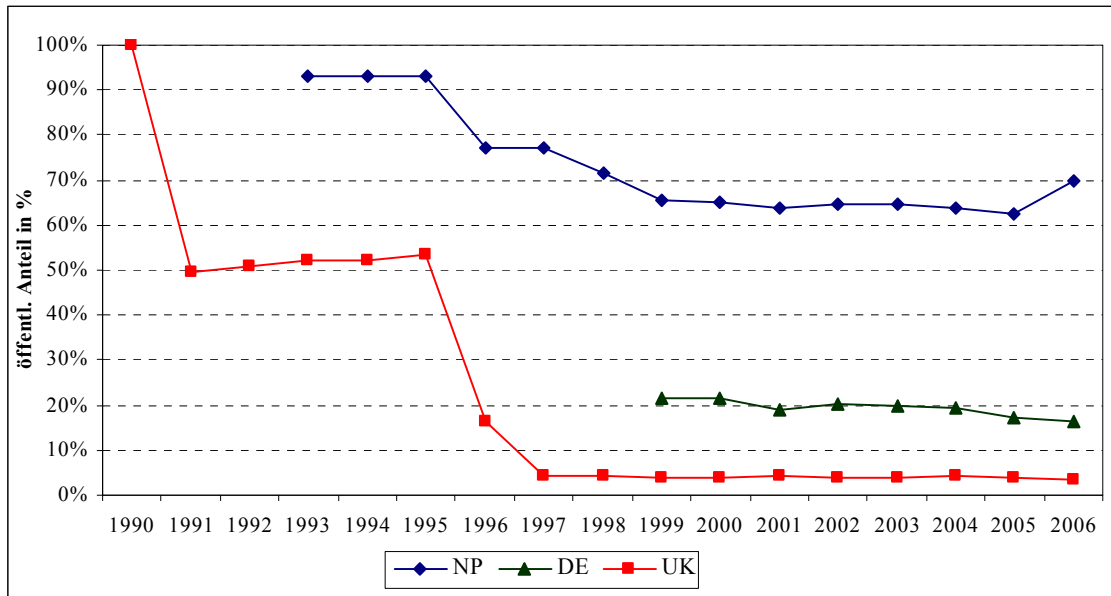


Abbildung 30: Direkter öffentlicher Anteil an Kapazitäten im Vergleich; Quelle: JB & Hoppenstedt

### 3.3.3 Entwicklung von Produktion und Konsum

#### 3.3.3.1 Produktion und Konsum im Norden

Abbildung 31 gibt die Entwicklung von Produktion und Verbrauch von Strom im gesamtnordischen Raum wieder. Sie zeigt einen kontinuierlichen Anstieg von Konsum und Produktion bis zum Jahr 2001. Herbst 2002 und Frühjahr 2003 waren durch sehr geringe Niederschläge, verglichen mit einem normalen Jahr, gekennzeichnet – was bei dem hohen Anteil von Wasserkraft in Skandinavien sehr stark ins Gewicht fällt. Dies erklärt in diesen Jahren den Rückgang in der Produktion sowie die sehr hohen Preise an der Börse. Letztere waren ausschlaggebend für den deutlichen Rückgang des Konsums im Jahr 2003.<sup>281</sup> Während die Nettoproduktion im Jahr 2005 ihren höchsten Wert erreichte, lag der Konsum ein Jahr später mit ca. 394 TWh am historischen Hoch.

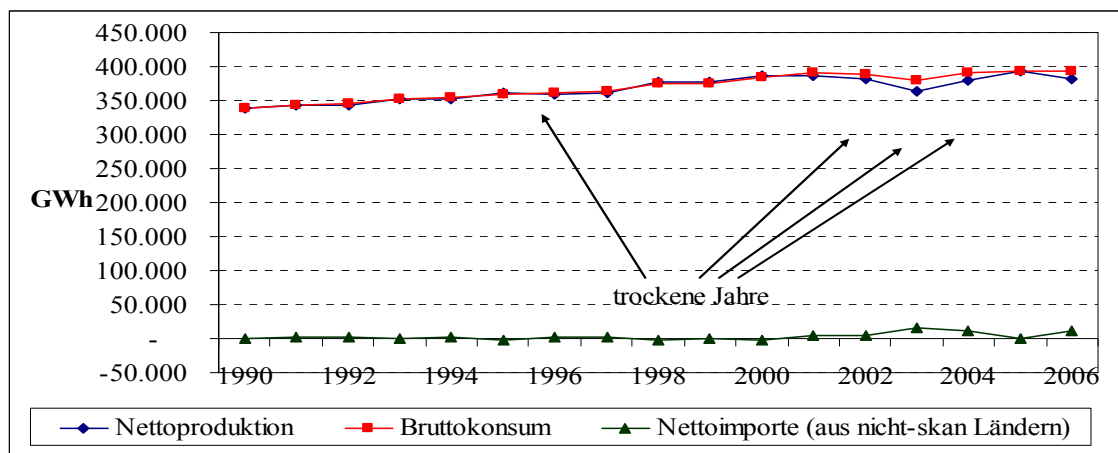


Abbildung 31: Produktion und Konsum 1990 - 2006 im Norden; Quelle: Eurostat

Der große Unterschied zwischen Produktion und Konsum im Jahr 2003 ist auffallend. Um die Nachfrage in Skandinavien zu decken, wird in schlechteren Jahren vermehrt Elektrizität aus dem Osten, v. a. aus Russland, importiert.<sup>282</sup> Wird Abbildung 32 zur Hilfe genommen, ist klar erkennbar welche Länder des Nordens für den Rückgang in der Produktion verantwortlich sind. Obwohl Dänemark und Finnland einen Aufwärtstrend in der Produktion verzeichnen konnten, genügte dies nicht, um die Ausfälle in Norwegen und Schweden auszugleichen. Darüber hinaus ist Finnland das einzige Land im nordischen Raum, das seit 1990 reiner Nettoimporteur ist.<sup>283</sup> Klare Schwankungen in der Produktion

<sup>281</sup> Nordische Wettbewerbsbehörde (2003), S. 14ff.

<sup>282</sup> Vgl. Anhang 5.4 und 5.5 zu den einzelnen nordischen Ländern.

<sup>283</sup> Vgl. Anhang 5.5.3 Finnland.

der Länder sind erkennbar: Die Jahre 1996 und 2002/03 waren durch niedrige Wasserstände gekennzeichnet.<sup>284</sup> 1996 lag die Produktion sowohl in Schweden, viel erheblicher aber noch in Norwegen, weit unter dem Konsum. Dänemark produzierte und exportierte in diesem Jahr für seine nördlichen Nachbarn mit. Auffallend ist auch die Produktionsspitze des Jahres 2000 in Norwegen, gefolgt von einem erheblichen Rückgang im folgenden Jahr. Das Jahr 2000 war ein sehr wasserreiches Jahr, das zu erhöhter Produktion in den Wasserkraftwerken Norwegens führte.<sup>285</sup> Die Spitze im Jahr 2001 an schwedischer Produktion wird durch überdurchschnittlich gefüllte Wassermagazine und eine bessere Ausnutzung der Kernkraft erklärt.<sup>286</sup> Auffallend ist die relativ stabile Produktionsmenge in Schweden bis zur Liberalisierung im Jahr 1996. Die Jahre danach sind mit Schwankungen in der Produktion verbunden.

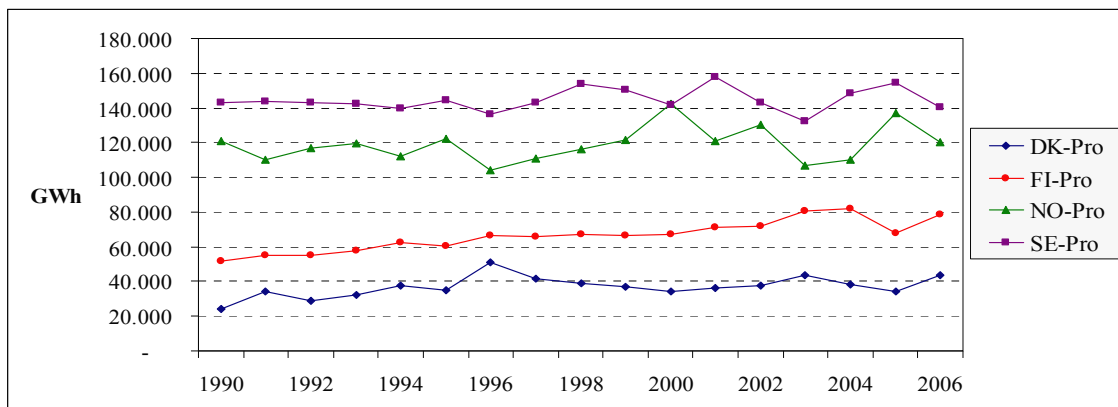


Abbildung 32: Produktion nach Land im Norden; Quelle: Eurostat

Ein ähnliches Bild wie bei der Produktion ergibt sich bei der Betrachtung des Konsumverhaltens: Norwegen und Schweden verbrauchen vor Finnland und Dänemark, das auch hier das Schlusslicht bildet, mit Abstand am meisten Elektrizität pro Einwohner.<sup>287</sup> Der gesamtnordische Bruttokonsum betrug im Jahr 2006 rund 394 TWh. Grafiken zu den einzelnen Ländern betreffend Konsum, Produktion und Nettoimporten können dem Anhang entnommen werden.

<sup>284</sup> Statistisk sentralbyrå – SSB (1996), Elektrisitetsstatistikk 1996 sowie Statistisk sentralbyrå – SSB (2002), Elektrisitetsstatistikk 2002.

<sup>285</sup> Statistisk sentralbyrå – SSB (2000), Elektrisitetsstatistikk 2000 sowie Nordische Wettbewerbsbehörden (2003), S. 15f.

<sup>286</sup> Swedish Energy Agency (2002), S. 13f.

<sup>287</sup> Vgl. Nordische Wettbewerbsbehörden (2003), S. 15.

### 3.3.3.2 Produktion und Konsum in Deutschland

Beim Produktionsvolumen sticht Deutschland klar hervor. Der deutsche Elektrizitätsmarkt ist mit einer Nettoproduktion von durchschnittlich 530 TWh pro Jahr der größte in der EU. Deutschland hatte zu Beginn der 1990er-Jahre einen Rückgang in beiden Variablen zu verzeichnen. Ab dem Jahr 1995 erholte sich der Markt. Sowohl Verbrauch als auch Produktion stiegen kontinuierlich bis 2001 an. Im Jahr 2002 verzeichnete Deutschland im analysierten Zeitraum den höchsten Nettoimport von Elektrizität. V. a. die Exporte nach Holland halbierten sich verglichen mit den Vorjahreszahlen. Die Importe stiegen nur leicht an.<sup>288</sup> Die Jahre danach waren geprägt von einem Produktionsüberschuss, und Deutschland nahm die Rolle eines Nettoexporteurs ein. Im Durchschnitt stiegen Konsum und Produktion um rund 0,5% p. a., wobei der Konsum etwas schwächer wuchs.

Der Verbrauch an Elektrizität stieg in den letzten Jahren verglichen mit den Jahrzehnten davor unterdurchschnittlich stark an und koppelte sich vom Wirtschaftswachstum los. Als Gründe hierfür werden verbesserte Technik, erhöhtes Energiebewusstsein, der Strukturwandel in der Dienstleistungsgesellschaft und einen effizienterer Einsatz genannt.<sup>289</sup>

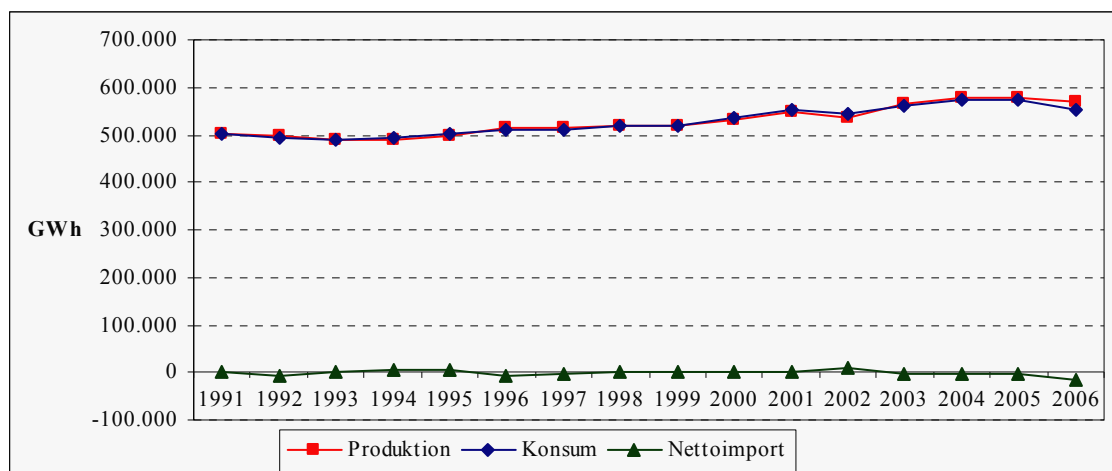


Abbildung 33: Entwicklung von Produktion, Konsum & Nettoimporten – Deutschland; Quelle: Eurostat

<sup>288</sup> Vgl. Kapitel 5.4.1 Deutschland: Importe und Exporte im Zeitverlauf (Quelle: Eurostat: Energy Statistics – supply, transformation, consumption).

<sup>289</sup> Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. – BDEW (2006b), Pressemitteilung vom 29. 3. 2006 sowie Görs, Jens et al. (2000), S. 100f.

### 3.3.3.3 Produktion und Konsum in Großbritannien

Das letzte Jahrzehnt kann in Großbritannien bei der Entwicklung der Produktion in drei Teile gegliedert werden: Bis zum Jahr 1994 stieg die Produktion nur leicht an (ca. 1% p. a.), um dann bis zum Jahr 2003 im Schnitt um ca. 2,5% p. a. anzusteigen. Danach verflacht sich die Kurve wieder. Im 21. Jahrhundert sank das Wachstum wieder auf durchschnittlich unter 1% p. a.<sup>290</sup>

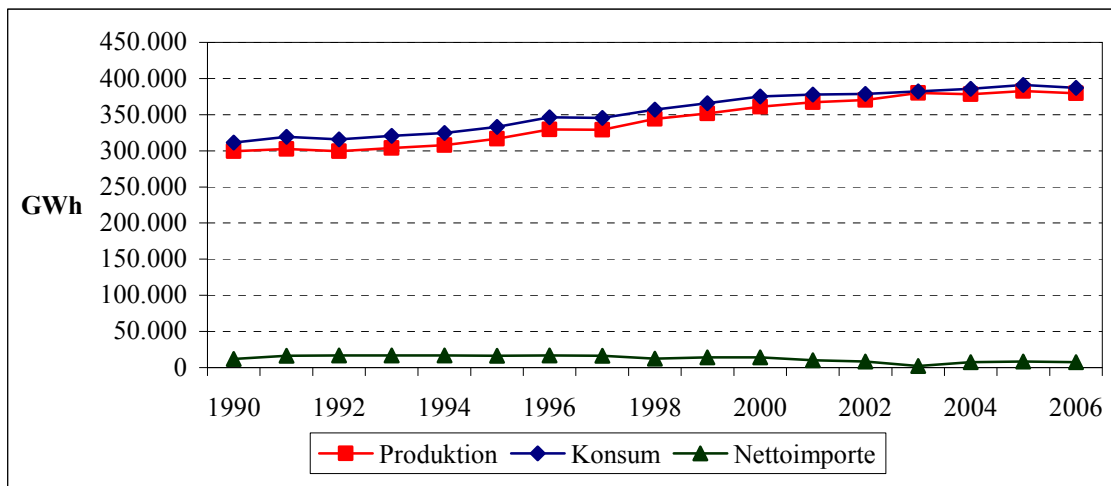


Abbildung 34: Entwicklung von Produktion, Konsum & Nettoimporten – UK; Quelle: Eurostat

Ähnlich verlief die Entwicklung beim Konsum, wobei dieser schwächer anwuchs als die Produktion. V. a. die Jahre ab 2000 sind durch einen sehr schwachen Anstieg von unter 1% gekennzeichnet. Diese Entwicklung schlägt sich auch in den Nettoimporten nieder, die in den Jahren bis 2003 kontinuierlich abgenommen haben. Grund für die hohen Exporte im Jahr 2003 waren die hohen Preise am Kontinent und die im Vergleich niedrigeren Preise in Großbritannien. In dieser Situation erwies sich Export für die britischen Elektrizitätsunternehmen als ein ertragreiches Geschäft, während kontinentaleuropäische Unternehmen keinen Anreiz fanden, nach Großbritannien zu exportieren. Dies führte zum niedrigsten Nettoimport von Großbritannien im analysierten Zeitraum. Danach stiegen die Nettoimporte wieder annähernd auf den Level von 2002.<sup>291</sup>

<sup>290</sup> Vgl. MacLeay, Iain et al. (2007), S. 117.

<sup>291</sup> MacLeay, Iain et al. (2007), S. 114 sowie Janes, Mike (2005), S. 114f.



### 3.3.3.4 Konsum und Produktion im Ländervergleich

Abbildung 35 gibt das Verhältnis von Konsum und Produktion in den einzelnen Gebieten wieder. Auch hier sind das trockene Jahr 1996 sowie die Importabhängigkeit des skandinavischen Raumes der Jahre 2002-2006 deutlich erkennbar. Deutlich zu erkennen ist die spiegelverkehrte Entwicklung von Großbritannien und Skandinavien. Während Großbritannien seit 1998 verstärkt den eigenen Bedarf durch eigene Produktion decken konnte, führten ein niedriger Magazinfüllungsgrad zu einem schlechteren Ratio von Konsum und Produktion in Skandinavien. Die Abhängigkeit von Importen stieg im Norden in den letzten Jahren. Der Ratio von Deutschland liegt über die Jahre hinweg sehr nahe bei 1.

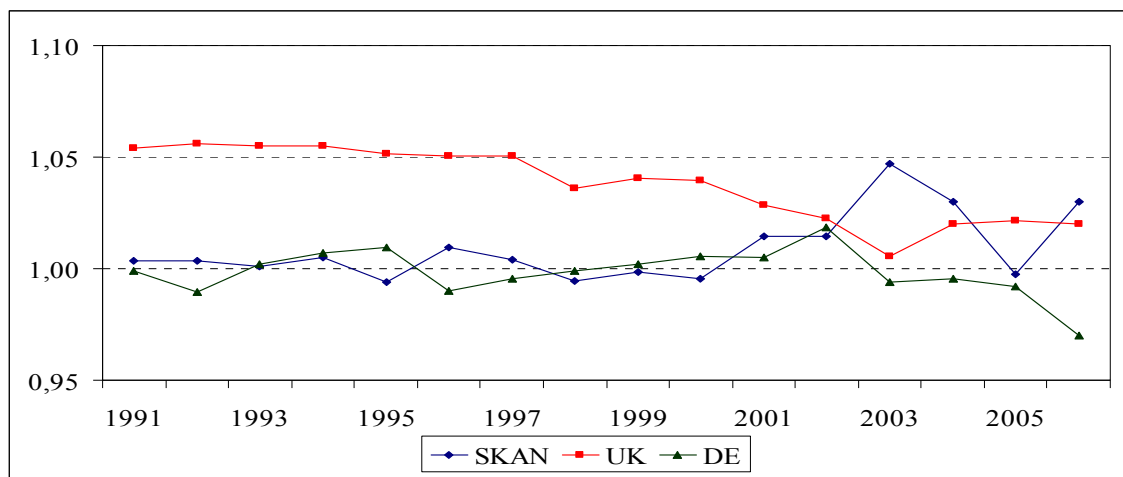


Abbildung 35: Entwicklung des Ratio Konsum/Produktion

Ein ähnliches Bild liefert die Gegenüberstellung der Nettoimporte (Nettoimporte ergeben sich aus der Gesamtsumme der Importe minus der Summe der Exporte) im Vergleich. Obwohl Großbritannien noch immer ein Nettoimporteur von Elektrizität ist, konnten die Importe in den letzten Jahren gesenkt werden. Haupthandelspartner Großbritanniens ist Frankreich. Demgegenüber steht die Entwicklung im nordischen Raum. Beide Gebiete verbrauchen annähernd 400 TWh Strom im Jahr, jedoch wuchs in Großbritannien die Produktion wesentlich stärker als der Konsum. Im Norden konnte eine umgekehrte Entwicklung festgestellt werden, was sich auch in den Nettoimporten niederschlug. Deutschland entwickelte sich in den letzten Jahren zu einem Nettoexporteur von Elektrizität. Haupthandelspartner sind hier Frankreich, Dänemark, die Niederlande,

Luxemburg, Österreich und die Schweiz.<sup>292</sup> Auch in Deutschland stieg über die Jahre hinweg die Produktion stärker als der Konsum an.

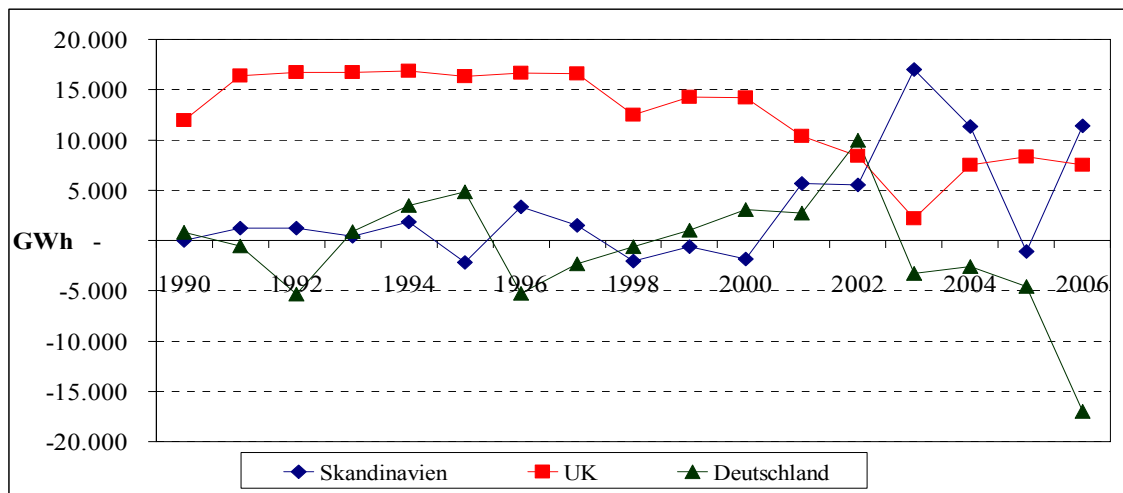


Abbildung 36: Nettoimporte im Vergleich 1990 - 2006; Quelle: Eurostat

Bei der Gegenüberstellung des Pro-Kopf-Verbrauches ist deutlich zu erkennen, dass Skandinavien mit 16 MWh pro Kopf und Jahr weit über dem europäischen Mittel liegt. Den niedrigsten Pro-Kopf-Verbrauch im Vergleich weist Großbritannien mit 6,4 MWh auf. Deutschland liegt mit 6,72 MWh etwas über dem Mittelwert von 6,6 MWh der EU(27) aus dem Jahr 2006.

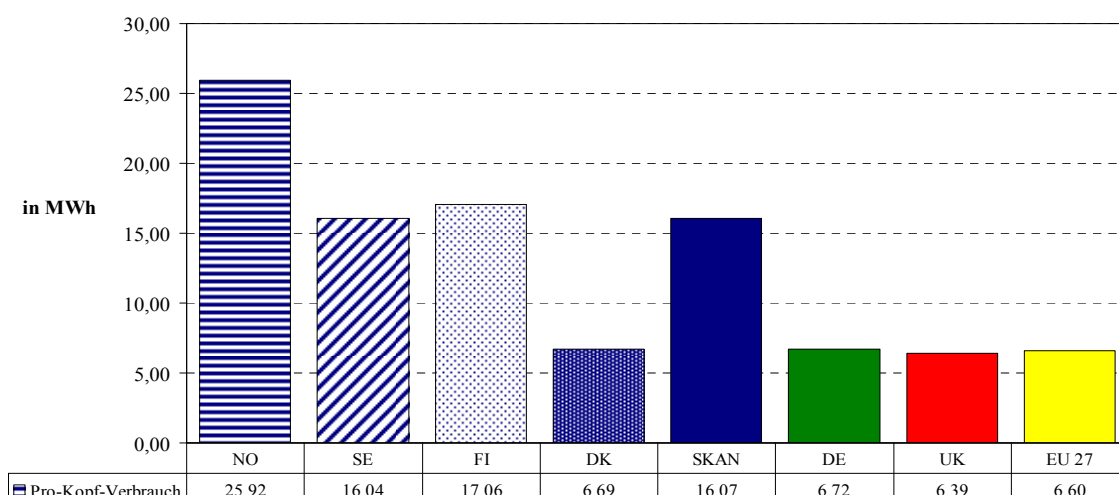


Abbildung 37: Pro-Kopf-Verbrauch – Vergleich 2006; Quelle: Eurostat, nat. statistische Ämter

<sup>292</sup> Vgl. Kapitel 5.4 und 5.5: Importe und Exporte der einzelnen Länder.

Abbildung 37 zeigt die Aufteilung des hohen Gesamtkonsums der eher spärlich besiedelten Länder des Nordens. Norwegen, das einwohnerschwächste Land, weist mit Abstand den höchsten Pro-Kopf-Verbrauch aus. Fast 26 MWh werden pro Kopf und Jahr an Strom konsumiert. In etwa gleich auf liegen Schweden und Finnland mit rund 16 MWh pro Kopf und Jahr. Die Dänen haben einen - im nordischen Kontext gesehen – sehr niedrigen Elektrizitätskonsum von 6,7 MWh pro Einwohner und drücken somit den Durchschnitt für Gesamtskandinavien auf 16 MWh pro Kopf. Der Pro-Kopf-Verbrauch im Norden liegt weit über jenen der Vergleichsländer, was einerseits auf das Klima, andererseits auf den sehr hohen Anteil an Elektrizität für die Industrie und die Bereitstellung von Raumwärme zurückzuführen ist.<sup>293</sup>

---

<sup>293</sup> Nordische Wettbewerbsbehörden (2003), S. 15.

### 3.3.4 Produktionsmix

Unterschiedliche Technologien bei der Erzeugung von Elektrizität besitzen auch unterschiedliche Kostenstrukturen und beeinflussen damit die Preisbildung. Der Anteil der verschiedenen Produktionsarten und Energieträger hängt einerseits mit den vorhandenen Kapazitäten und Ressourcen zusammen, andererseits sollten durch den Einzug von Wettbewerb in die Branche auch die Kostenstrukturen der einzelnen Technologien ihren Einfluss auf die Preisbildung verstärkt ausüben. Durch den freien Handel soll gewährleistet werden, dass jene Anbieter, die zu den niedrigsten Grenzkosten produzieren, Strom liefern bzw. neue Anbieter mit günstigeren Technologien in den Markt eintreten. Die so genannte Grundlastkapazität ist gekennzeichnet durch geringe variable Kosten und kommt deshalb sehr häufig zum Einsatz. Generell kann gesagt werden, dass ein hoher Anteil an Grundlastkapazität mit geringen variablen Kosten die Strompreise senken sollte. Ein hoher Anteil an Spitzenlastkapazität hingegen fängt Preisspitzen ab bzw. neutralisiert diese, da diese Werke in den Spitzenzeiten eingesetzt werden und helfen, den Preis in diesen Zeiten zu senken.<sup>294</sup>

#### 3.3.4.1 Produktionstechnologien im Norden

In Abbildung 38 ist die Zusammensetzung der nordischen Produktion für das Jahr 2006 detaillierter dargestellt. Der gesamte Raum weist einen hohen Anteil an Wasserkraft aus, was auf die Produktion der Stromgiganten Norwegen und Schweden zurückzuführen ist. Der norwegische Markt wird zu fast 100% mit Wasserkraftwerken versorgt. Schweden besitzt einen hohen Anteil an nuklearer Energie, die ebenfalls zum Abdecken des Grundbedarfes an elektrischem Strom dient. Außer Schweden und Finnland setzt kein weiteres Land im Norden Kernkraft ein.<sup>295</sup>

---

<sup>294</sup> Nordische Wettbewerbsbehörden (2007), S. 59f.

<sup>295</sup> Nordische Wettbewerbsbehörden (2003), S. 14ff.

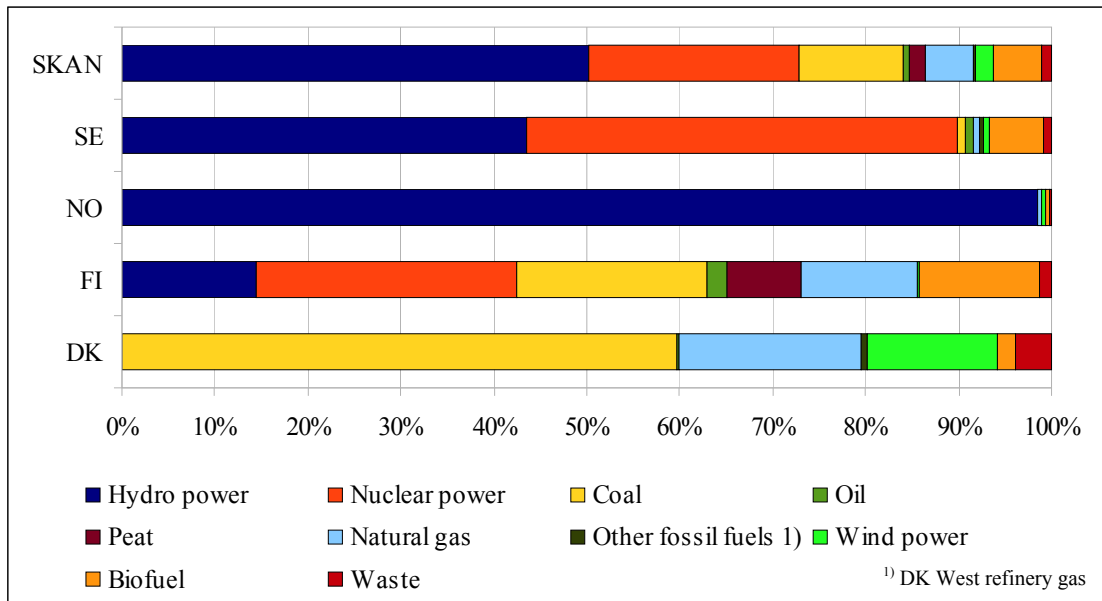


Abbildung 38: Zusammensetzung der Produktion nach Energieträger in 2006; Quelle: Nordel

Finnland und Dänemark unterscheiden sich dahingehend, dass sie ihren Bedarf hauptsächlich durch fossile Energieträger decken. Dänemark hat, was erneuerbare Energieträger betrifft, eine Sonderstellung inne. Über 14% des produzierten Stroms stammten im Jahr 2006 aus der Windkraft, während die Wasserkraft einen verschwindend geringen Anteil ausmacht. Der Anteil der Windenergie wurde ab den späten 1990er-Jahren kontinuierlich gesteigert. Bis auf Finnland verlassen sich die nordischen Länder somit - national gesehen - auf ein oder zwei Energieträger zur Deckung ihres Elektrizitätsbedarfes. Die Finnen hingegen setzen auf ein breites Angebot zur Elektrizitätserzeugung. Bei der aggregierten Produktion des nordischen Raumes nimmt Wasserkraft den größten Teil der Produktion ein, gefolgt von Kernkraft (aus Schweden und Finnland) und Kohle.<sup>296</sup> Somit ergibt sich bei der Betrachtung des gesamt-nordischen Marktes ein breiter gefächertes Angebot als auf nationaler Ebene.

Der Produktionsmix in Skandinavien ist aufgrund seiner Zusammensetzung stark vom Füllungsgrad in den Wasserkraftmagazinen abhängig. Wasserkraft ist zudem bei der Produktion der billigste und flexibelste Stromlieferant, d. h. steht sie zur Verfügung, wird sie wegen der niedrigen Grenzkosten gewählt. Ist nicht genügend Wasser vorhanden, müssen teurere Technologien einspringen, sofern sich nicht auch die Nachfrage

<sup>296</sup> Ebd., S. 16ff.

entsprechend ändert.<sup>297</sup> In Abbildung 39 lassen sich die trockenen Jahre in Skandinavien mit niedrigem Wasserstand gut herauslesen (1996, 2002, 2003). Ein zu wenig an Wasser wurde durch erhöhten Einsatz von nuklearer bzw. thermischer Energie wettgemacht.

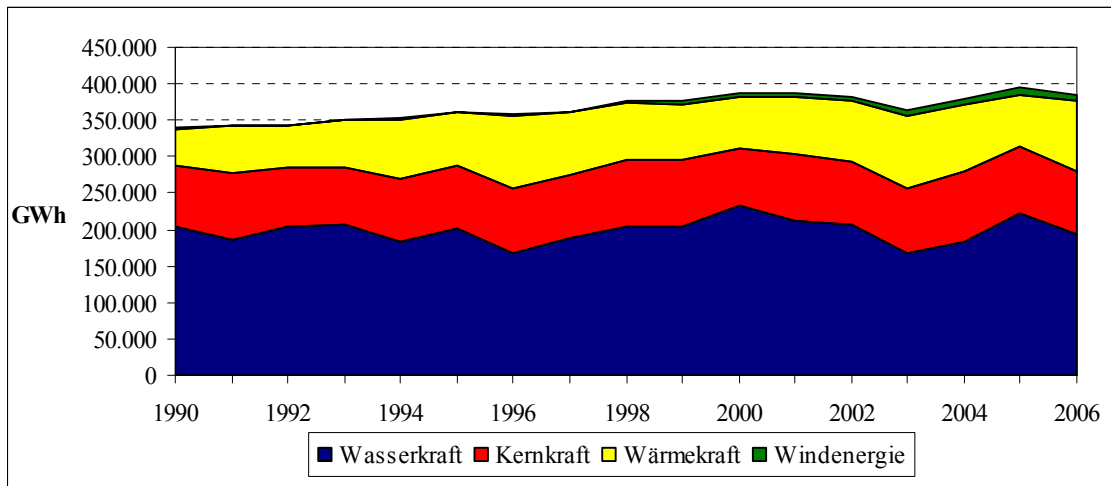


Abbildung 39: Entwicklung des Produktionsmix im Norden 1990 – 2006; Quelle: Eurostat

### 3.3.4.2 Produktionstechnologien in Deutschland

Die deutsche Elektrizitätsversorgung wird v. a. durch Kohle und Uran gewährleistet. Braunkohle liegt dabei als Energieträger etwas vor Steinkohle, wobei der Einsatz ersterer in den Jahren nach 1999 wieder verstärkt wurde, was auch in beiden Abbildungen deutlich zu sehen ist. Während Kernkraft und Braunkohle hauptsächlich als Grundlast eingesetzt werden, wird die Mittellast von steinkohle-gefeuerten Anlagen und Gaskraftwerken abgedeckt.<sup>298</sup> Über 90% der geförderten heimischen Braunkohle wird zur Erzeugung von Elektrizität verwendet. Der Einsatz fossiler Brennstoffe wird auch in Zukunft das wichtigste Standbein der deutschen Versorgung bleiben – v. a. wegen des geplanten Ausstiegs aus der Kernenergie.<sup>299</sup> Die Nachfrage nach Erdgas wurde u. a. durch den Bedarf an Steuer- und Regelenergie zum Ausgleich der schwankenden Ökostromlieferungen in den letzten Jahren getrieben.<sup>300</sup>

<sup>297</sup> Ebd., S. 17ff.

<sup>298</sup> Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie – BMWi (2008), S. 19f.

<sup>299</sup> Bundesverband Braunkohle (2007), S. 4.

<sup>300</sup> BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2006a), Pressemitteilung vom 6. 3. 2006.

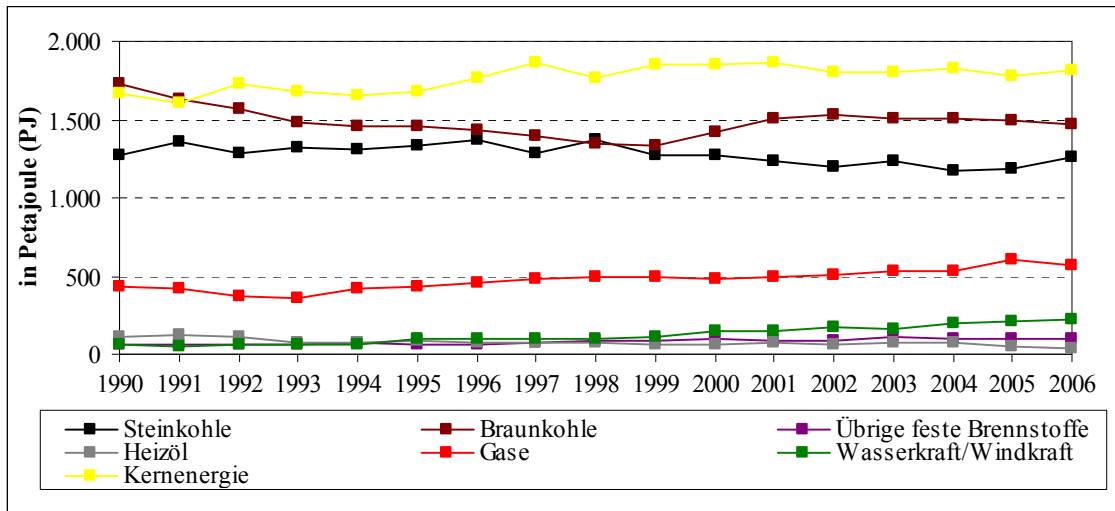


Abbildung 40: Einsatz der Energieträger zur Stromerzeugung in Deutschland 1990 – 2006; Quelle: BMWi

Deutschland setzte politisch in den letzten Jahren stark auf den Ausbau von erneuerbaren Energien. Dazu wurden eigene Gesetze erlassen (vgl. Erneuerbare-Energien-Gesetz aus dem Jahr 2000 und das novellierte EEG 2004), um deren Einsatz voran zu treiben. Bis 2020 sollen bereits 20% der erzeugten Elektrizität aus erneuerbaren Energien stammen.<sup>301</sup> Die erlassenen Gesetze führten auch zum gewünschten Ziel: Der Anteil an Strom aus erneuerbaren Energiequellen stieg über den beobachteten Zeitraum kontinuierlich an. V. a. die Windenergie konnte hohe Zuwachsraten verzeichnen. Während ihr Anteil an der Stromerzeugung bis 2000 unter 1% lag, stieg er bis 2006 auf ca. 5% an.<sup>302</sup> Der Anteil an Wasserkraft liegt prozentuell gesehen durchschnittlich um die 4%.

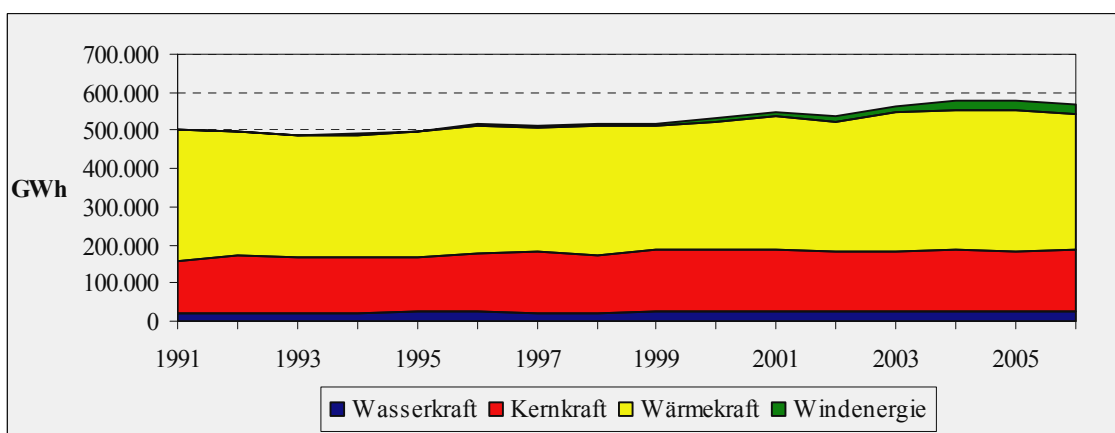


Abbildung 41: Entwicklung des Produktionsmix in Deutschland 1991 – 2006; Quelle: Eurostat

<sup>301</sup> Bundesministerium der Justiz (2008), §1. Der gesamte Gesetzestext wird online zur Verfügung gestellt.

<sup>302</sup> Vgl. auch Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie – BMWi (2008), S. 19.

Die Kernenergie stellt trotz des Beschlusses zum Phase-Out der Kraftwerke weiterhin einen wichtigen Pfeiler der deutschen Stromversorgung dar. Fast 30% des erzeugten Stroms stammen aus Atomkraftwerken. In der Vereinbarung zwischen Bundesregierung und Stromproduzenten wurde im Jahr 2000 für jedes Atomkraftwerk eine Reststrommenge berechnet. Dies ist jene Menge an Strom, die das einzelne Kraftwerk vom 1. Jänner 2000 an bis zur Stilllegung produzieren darf. In Summe dürfen die deutschen Kernkraftwerke von 2000 an noch 2.623,30 TWh netto produzieren.<sup>303</sup>

### **3.3.4.3 Produktionstechnologien in Großbritannien**

Traditionell gesehen basierte die britische Elektrizitätswirtschaft auf den Einsatz von Kohle, was durch die enge Verbindung der ehemaligen staatlichen Unternehmen im Bergbau und der Elektrizitätsbranche gefördert wurde. Diese Eigenheit wurde zu Beginn der Privatisierung, Restrukturierung und Liberalisierung in Großbritannien zunächst weitergeführt. Im Laufe der Zeit nahm der Anteil an Kohle zugunsten von Gas beträchtlich ab. 1990 wurden noch 70% des Stroms durch Kohlekraftwerke geliefert, während es 1999, dem tiefsten Stand, nur noch 33% waren. Demgegenüber stieg der Anteil von aus Gas produzierter Elektrizität von 0% im Jahr 1990 auf 38% im Jahr 2000. Im Jahr 2004 wurde der höchste Gasanteil der Geschichte (40%) zur Produktion eingesetzt. Durch die gestiegenen Gaspreise der letzten Jahre erhöhte sich der Kohleeinsatz gegenüber Gas wieder.<sup>304</sup> Der Produktionsmix in Großbritannien blieb im gesamten Analysezeitraum stark von thermischer Kraft dominiert.

---

<sup>303</sup> Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie – BMWi (2000), S. 4 und S. 14 (Anlage 1).

<sup>304</sup> MacLeay, Iain et al. (2007), S. 117f. Vgl. auch Newbery, David M. (2001), S. 222.



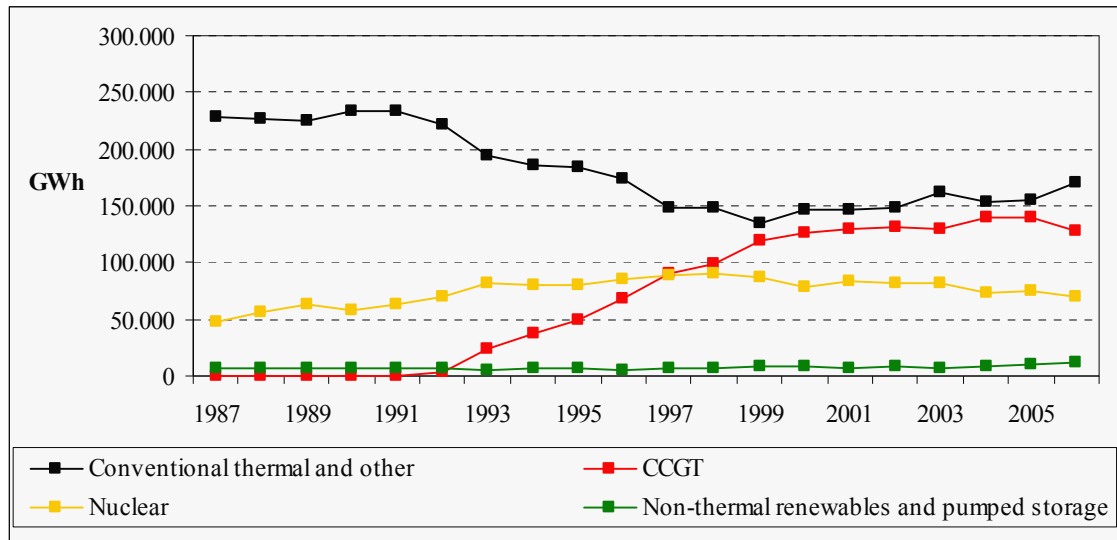


Abbildung 42: Stromproduktion nach Art - Großbritannien 1987 – 2006; Quelle: BERR

Der Anteil der Kernenergie an der Stromproduktion stieg in den Jahren seit der Liberalisierung kontinuierlich an und erreichte 1998 den höchsten Stand. Die folgenden Jahre waren durch Ausfälle - bedingt durch Reparaturen und Instandhaltungstätigkeiten - gekennzeichnet,<sup>305</sup> und führten zu einem geringeren Angebot aus Kernkraftwerken.

Der Anteil an erneuerbaren Energieträgern ist in Großbritannien sehr gering, obwohl auch hier ein Aufwärtstrend zu sehen ist. Im April 2002 trat die so genannte „Renewables Obligation“ in Kraft. Damit muss ein bestimmter Anteil an der zur Verfügung gestellten Energie aus erneuerbaren Quellen stammen.<sup>306</sup> Im Bereich Elektrizität tragen v. a. Windenergie, Wasserkraftwerke und Deponiegas zum Anstieg an erneuerbarer Energie bei.<sup>307</sup>

<sup>305</sup> Ebd., S. 117f.

<sup>306</sup> Ebd., S. 170.

<sup>307</sup> Ebd., S. 172ff.

### 3.3.4.4 Der Produktionsmix im Vergleich

Bereits bei der Beschreibung der einzelnen Gebiete fällt auf, dass sich der Produktionsmix des nordischen Raumes stark von Deutschland und Großbritannien unterscheidet. Deutschland und Großbritannien beziehen den Großteil ihres Stroms aus thermischen Kraftwerken. Ihr Anteil im Gebiet der Strombörse Nord Pool erhöhte sich erst mit dem Beitritt von Finnland und Dänemark wesentlich. Bei der prozentualen Analyse des Produktionsmix der Länder, liegt der Schwerpunkt in Großbritannien auf Wärmekraft. Im nordischen Raum deuten die Schwankungen darauf hin, dass ihr Einsatz v. a. in den trockenen Jahren verstärkt wurde, und bereits vor dem Beitritt aller Länder die thermische Energie als Ersatz für Wasserkraft verwendet wurde. Dennoch kann unabhängig von den Wasserbeständen ein genereller Anstieg von Wärmeenergie auch im nordischen Raum bemerkt werden.

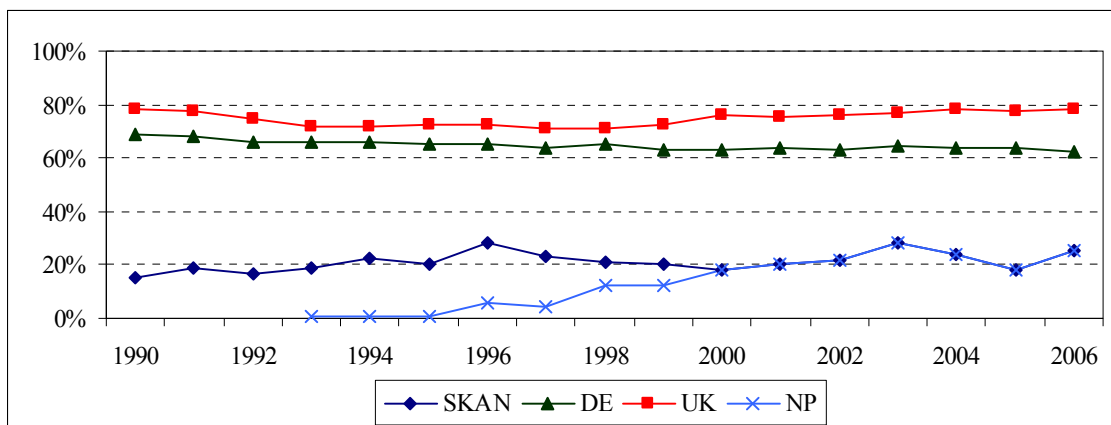


Abbildung 43: Anteil von Wärmekraft an Nettoproduktion - Vergleich; Quelle: Eurostat

Betreffend Kernenergie verzeichnen alle drei Gebiete einen Rückgang. Schweden und Deutschland haben einen Ausstieg aus der Kernkraft beschlossen, jedoch noch nicht vollständig umgesetzt. Der Einsatz von Kernkraft nahm im nordischen Raum in den letzten Jahren wieder zu. V. a. die Produktion in Schweden stieg seit 2000 wieder deutlich an. Das Jahr 2000 sticht hervor, da ein verstärkter Einsatz von Wasserkraft auf Kosten von Kernkraft erfolgte. Der Kernkraftanteil in Skandinavien liegt bei etwa 25%. Ihr Anteil in Deutschland beträgt rund 30% die Jahre hinweg, obwohl hier seit der Liberalisierung des Marktes ein deutlicher Rückgang zu erkennen ist. Großbritannien hat die deutlichste Bewegung beim Einsatz von Kernkraft. Ihr Einsatz stieg zu Beginn der 1990er und hielt

sich lange auf hohem Niveau. Erst mit dem Jahr 2000 sank ihr Einsatz wieder auf das Niveau der ersten Jahre, um danach noch weiter zu sinken.

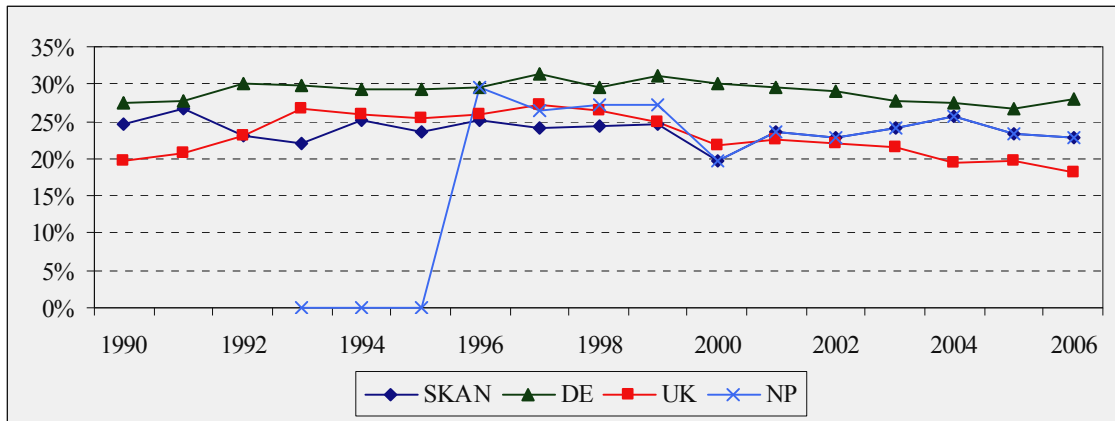


Abbildung 44: Anteil von Kernkraft an Nettoproduktion im Vergleich; Quelle: Eurostat

Abbildung 45 zeigt ein deutliches Bild über den stetigen Zuwachs von Windenergie in allen Gebieten. Wie bereits erwähnt, weisen v. a. Dänemark und Deutschland dabei ein hohes Engagement auf. So gibt der Graph für Skandinavien v. a. die dänische Produktion wieder, was deutlich wird, wenn der Graph für das Gebiet der Strombörse Nord Pool hinzugefügt wird. Erst mit dem Beitritt Dänemarks schnellte der Anteil an Windenergie im Nord Pool-Preisgebiet in die Höhe. Bis 1999 lag der Anteil an der Gesamtproduktion sowohl in Deutschland als auch Skandinavien auf gleichem Niveau (rund 1%). Erst seit der Einführung des EEG im Jahr 2000 wuchs die Produktion in Deutschland deutlich an.

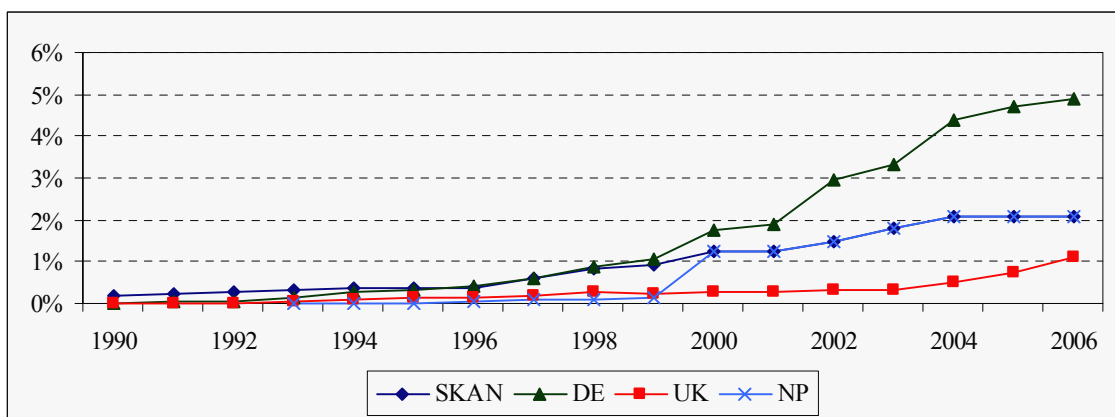


Abbildung 45: Anteil von Windenergie an Nettoproduktion im Vergleich; Quelle: Eurostat

Skandinavien weist einen beachtlichen Anteil an Wasserkraft auf. Bezogen auf das Preisgebiet von Nord Pool lag dieser aufgrund des norwegischen Produktionsmixes die ersten beiden Jahre bei annähernd 100%. Im Laufe der Jahre und durch den Beitritt der anderen Nationen sank dieser kontinuierlich.

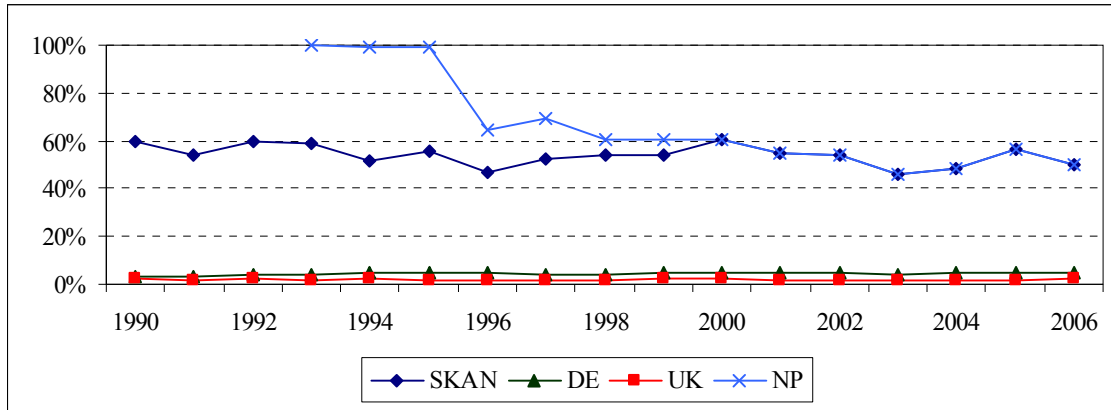


Abbildung 46: Anteil von Wasserkraft an Nettoproduktion im Vergleich; Quelle: Eurostat

### 3.3.5 Kapazitäten

Die Entwicklung der Kapazitäten hat in zweierlei Hinsicht Einfluss auf die Preisbildung an den Börsen:

1. Unternehmen ohne flexible Produktionstechnologien können ihre Produktion nicht so schnell anpassen, um z. B. die Ausübung von Marktmacht zu verhindern.
2. Wenn das Ende der Produktionskapazitäten erreicht ist, kann ebenfalls die Produktion nicht ausgeweitet werden, um auf erhöhte Marktpreise zu reagieren. Je mehr Unternehmen am Limit produzieren, umso einfacher ist es für die restlichen Teilnehmer Marktmacht auszuüben.<sup>308</sup>

#### 3.3.5.1 Entwicklung der Kapazitäten im Norden

In den letzten beiden Jahrzehnten zeigte sich ein kontinuierlicher Anstieg an installierter Nettokapazität in Skandinavien mit einer Abflachung in den letzten Jahren. Verantwortlich für den Zuwachs an Nettoleistung sind Dänemark und Finnland, die ihre Kapazitäten von 1990 bis 2006 um ca. 46% bzw. 25% erhöhten. Während auch Norwegen neue Leistung hinzufügte (ca. 8%), verringerte sich der schwedische Anteil. Schweden beschloss nach einer Volkabstimmung 1980 den Ausstieg aus der Atomkraft. 1999 ging der Reaktor Barsebäck 1 vom Netz.<sup>309</sup> Insgesamt kann im nordischen Raum ein Zuwachs von etwas über 10% an installierter Nettoleistung gemessen werden.

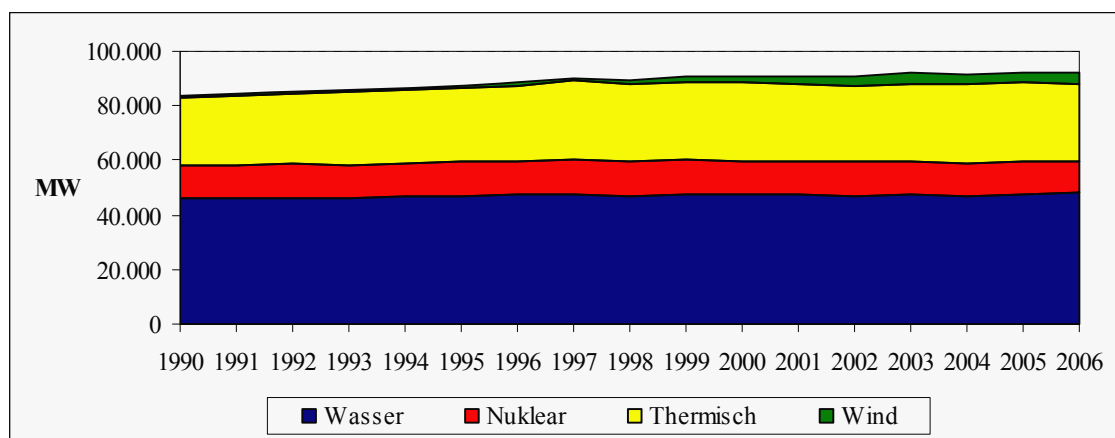


Abbildung 47: Entwicklung der Nettoleistung im Norden 1990 - 2006; Quelle: Eurostat

<sup>308</sup> Nordische Wettbewerbsbehörden (2003), S. 9f.

<sup>309</sup> Swedish Energy Agency (2005), S. 5ff.

Wie bereits erwähnt, basiert die Stromversorgung im Norden zu einem großen Teil auf Wasserkraft, was aufgrund der bestehenden Kapazitäten zu erklären ist. Über 50% der installierten Leistung sind Wasserkraftwerke, wobei angemerkt werden muss, dass das Limit an ausschöpfbarer Energie in diesem Bereich so gut wie erreicht erscheint und neue Kapazitäten nur mehr in Form von Verbesserung alter Kraftwerke bzw. Kleinwasserkraftwerken zu erwarten sind.<sup>310</sup>

Die installierte Kapazität an Nuklearkraft hat in den letzten Jahren leicht abgenommen. Die Entscheidung Schwedens auf Atomstrom zu verzichten, wurde durch den Ausbau in Finnland wieder abgefangen. Der Anteil an installierter Kapazität an Nuklearkraft in Schweden blieb in den letzten Jahren dennoch annähernd gleich. Die Abhängigkeit von Kernenergie bleibt weiter bestehen. Der Ausstieg aus der Kernenergie ist zwar weiterhin eine beschlossene Sache, soll jedoch schrittweise erfolgen. Erst im Jahr 2005 wurde ein weiterer Reaktor (Barsebäck 2) auf Anordnung der Regierung geschlossen. Einigungen mit der Elektrizitätsbranche konnten aber nicht erzielt werden. Ein Ausbau der bestehenden Reaktoren ist von deren Seite geplant.<sup>311</sup>

Der Gesamtanstieg an installierter Kapazität ist bei annähernd gleich bleibender Wasser- und Kernkraft auf den Ausbau von thermischen Kraftwerken und auf den Fokus auf Windenergie zurückzuführen. Im Jahr 1990 machte der Anteil der thermischen Kapazität noch 30% aus und stieg bis ins Jahr 2006 auf rund 34%. Die Kapazitäten in Windparks stiegen von annähernd 0% auf rund 5% im Jahr 2006. Die Investitionen wurden großteils in Dänemark getätigt. In den anderen skandinavischen Ländern waren diese noch von bescheidenem Ausmaß - trotz erhöhtem politischen Interesse.<sup>312</sup>

---

<sup>310</sup> Olje- og energidepartementet – OED (2004), S. 15f.

<sup>311</sup> Swedish Energy Agency (2005), S. 5ff.

<sup>312</sup> Nordische Wettbewerbsbehörden (2007), S. 67ff.

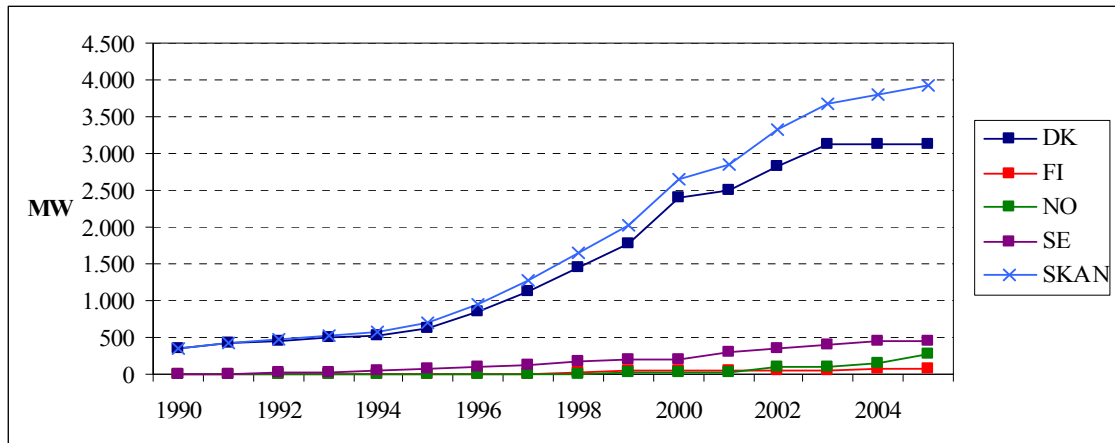


Abbildung 48: Installierte Leistung in nordischen Windparks; Quelle: Eurostat

### 3.3.5.2 Entwicklung der Kapazitäten in Deutschland

In Deutschland nahm der Anteil an installierter Leistung aus Wärmekraftwerken seit Beginn der 1990er-Jahre von rund 93.000 MW (ca. 74% der Gesamtkapazitäten) auf 82.000 MW im Jahr 2006 (ca. 61%) ab. Die Kapazitäten in Kernkraftwerken blieben bis auf eine Ausnahme (1997) annähernd gleich, ab 2003 sank die installierte Kapazität kontinuierlich. Im Jahr 2002 trat das neue Gesetz betreffend des Ausstiegs Deutschlands aus der Atomenergie in Kraft (26. April 2002: „Gesetz zur geordneten Beendigung der Kernenergienutzung zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität“).<sup>313</sup> 2003 wurde das Kernkraftwerk Stade von E.ON stillgelegt<sup>314</sup>, 2005 das Kernkraftwerk Obrigheim.<sup>315</sup> Prozentuell gesehen lag der Anteil der Kapazitäten in Kernkraftwerken bei rund 20%, mit einem leichten Rückgang ab 2003.

<sup>313</sup> Der Gesetzestext ist online abrufbar. Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie – BMWi (2002).

<sup>314</sup> E.ON AG (2004), S. 85.

<sup>315</sup> EnBW Energie Baden-Württemberg AG (2006), S. 131.

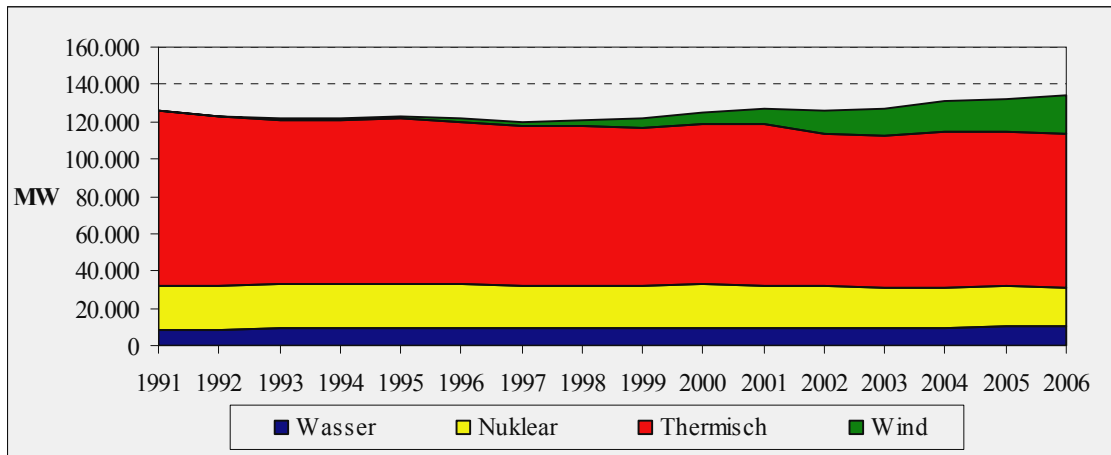


Abbildung 49: Kapazitäten in Deutschland 1991 - 2006; Quelle: BMWI

Die Kapazitäten in Wasserkraftwerken konzentrieren sich in Deutschland v. a. auf den Süden und sind über die Jahre hinweg kaum erhöht worden. Laut Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit sind die Ausbaumöglichkeiten bereits an ihre Grenzen gestoßen. Potenziale werden hier in der Verbesserung und im Ausbau bestehender Anlagen gesehen.<sup>316</sup>

Den größten Zuwachs an Kapazitäten wurde aus neuen Windparks generiert. Mit annähernd 15,5% (2006) an Windenergie hat Deutschland die höchste installierte Kapazität in diesem Bereich im Vergleich mit den anderen Gebieten dieser Arbeit. Zu Beginn der 1990er-Jahre lag er nur knapp über 0%. Um den Klimaschutzziele gerecht zu werden und den CO<sub>2</sub>-Ausstoß zu vermindern, setzt Deutschland auf den verstärkten Ausbau erneuerbarer Energien. Da die Potenziale der Wasserkraft an ihre Grenzen gestoßen sind, ist Windenergie der größte Hoffnungsträger. Dies zeigen die rasanten Entwicklungen in Deutschland in diesem Bereich. Auch in Zukunft soll der Ausbau weiter vorangetrieben werden.<sup>317</sup>

Bei der Betrachtung der Summe an installierter Nettoleistung ist bis 1997 ein kontinuierlicher, aber leichter Abbau zu bemerken. Danach stiegen die Investitionen wieder an. Vom Tiefststand im Jahr 1997 bis Ende 2006 betrug die Steigerung insgesamt

<sup>316</sup> Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit – BMU (2008), Kurzinfo zum Thema Wasserkraft.

<sup>317</sup> Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit – BMU (2006), S. 3ff.



ca. 12%, während davor auf Basis des Jahres 1991 fast 5% abgebaut wurden. Durchschnittlich wuchs die installierte Leistung über die Jahre hinweg um ca. 0,5% p. a.

### 3.3.5.3 Entwicklung der Kapazitäten in Großbritannien

Die Entwicklung an installierter Kapazität in Großbritannien ist ähnlich wie in Deutschland durch einen Abbau zu Beginn der 1990er-Jahre und einer späteren kontinuierlichen Investition geprägt.

Die ersten Jahre des Electricity Pools waren mit einem Abbau an Kapazitäten verbunden (Vgl. Abbildung 50). Die beiden großen Produzenten National Power und PowerGen schlossen eine Reihe von alten fossil befeuerten Kraftwerken.<sup>318</sup> 1992 gingen die ersten neuen Gas- und Dampfkombikraftwerke (GuD) in Betrieb. Wie bereits im Unterkapitel 3.3.3.3 angedeutet, erhöhte sich seit Beginn der 1990er-Jahre v. a. der Anteil an neuen GuD-Kraftwerken, welche anstelle der teuren Kohlekraftwerke eingesetzt und v. a. von den RECs und unabhängigen Produzenten gebaut wurden. Ab 1992 wurde kontinuierlich in neue Kraftwerke investiert.<sup>319</sup> Diese sind auch für den größten Teil des Anstiegs an Kapazitäten verantwortlich.

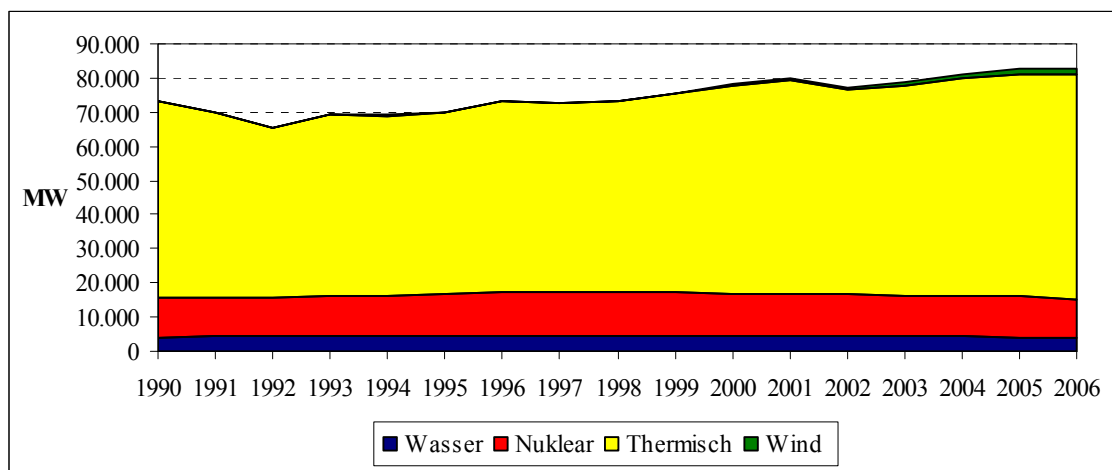


Abbildung 50: Installierte Nettoleistung UK 1990 – 2006; Quelle: Eurostat

<sup>318</sup> Midttun, Atle (2001), S. 113.

<sup>319</sup> Green, Richard (2004), S. 3f.

Die höchste nukleare Nettoleistung liegt in den Jahren 1998 und 1999 mit ca. 13.000 MW. Seither wurden einige Kernkraftwerke stillgelegt. 2006 wurden zwei weitere alte Magnox-Reaktoren vom Netz genommen.<sup>320</sup> Dies ließ den Anteil der Kernkraftwerke an den britischen Kapazitäten im Jahr 2006 unter jenem von 1990 sinken.

Prozentuell gesehen blieben die Anteile an installierter Nettoleistung in Wasserkraftwerken (ca. 4.200 MW) über die Jahre annähernd gleich. Der Ausbau von Windenergie stieg in den letzten Jahren rasant an. Während 2002 ca. 500 MW aus On- und Offshore-Windfarmen zur Verfügung standen, waren es 2006 fast 2.000 MW.<sup>321</sup>

Für den größten Zuwachs an neuen Kapazitäten sind die Jahre von 1993 bis 2001 verantwortlich, in denen durchschnittlich über 2% p. a. neu ans Netz gingen. Der Einbruch 2002 ist durch die Schließung einiger thermischer Kraftwerke (z. B. Deeside, 250 MW<sup>322</sup> - International Power, Killingholme, 900 MW<sup>323</sup> - PowerGen und Grain, 675 MW<sup>324</sup> - PowerGen) als auch mit dem Marktaustritt einiger Unternehmen (z.B. Roosecote, 229 MW<sup>325</sup> - Lakeland Power, Fifoots Point, 360 MW – AES) zu erklären.<sup>326</sup> 2004 liegt die Nettoleistung wieder über dem Wert von 2001. Der Anstieg geht auf erneuerbare Energieträger und thermische Kraftwerke zurück. Einige der stillgelegten Kraftwerke aus dem Jahr 2002 wurden in den folgenden Jahren wieder reaktiviert.<sup>327</sup> Durchschnittlich betrug die Steigerung über die Jahre hinweg etwas unter 1% p. a.

#### **3.3.5.4 Die Kapazitäten im Vergleich**

Die Wachstumsraten der einzelnen Gebiete liegen zwischen 0,5% und 1% p. a. Die Entwicklungen im Zeitverlauf unterscheiden sich: Während der Ausbau an Kapazitäten in Großbritannien in den Jahren 1992 bis 2001 erfolgte, begann er in Deutschland erst mit dem Jahr 2000 (Steigerung von ca. 8% von 2000 bis 2006). Die Kapazitäten in Skandinavien stiegen bis ins Jahr 1999 kontinuierlich leicht an, um dann zu stagnieren.

---

<sup>320</sup> MacLeay, Iain et al. (2007), S. 118f.

<sup>321</sup> Ebd., S. 127 und S. 137ff. Die Daten von Eurostat weichen etwas von den britischen ab.

<sup>322</sup> International Power plc (2003), S. 10.

<sup>323</sup> PowerGen Ltd (2003), S. 5.

<sup>324</sup> Ebd., S. 5.

<sup>325</sup> Homepage Centrica.

<sup>326</sup> MacLeay, Iain et al. (2007), S. 140ff.

<sup>327</sup> Ebd., S. 237f.

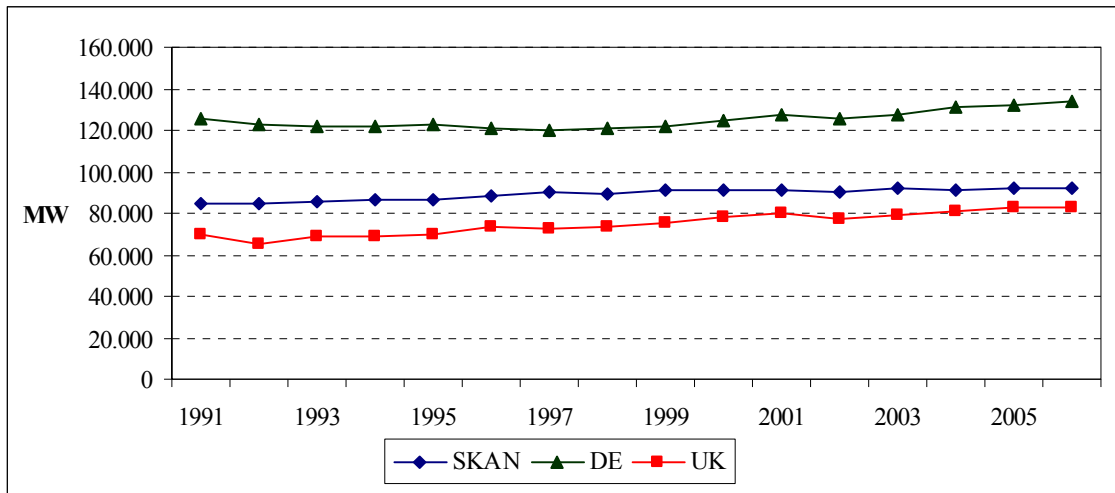


Abbildung 51: Entwicklung der Kapazitäten im Vergleich; Quelle: Eurostat

Zusätzlich zu der Entwicklung der Nettokapazitäten soll das Verhältnis der Spitzennachfrage zur installierten Leistung erläutert werden. Diese Größe fließt in das ökonometrische Modell ein. Der herangezogene Wert entspricht der Höchstlast im entsprechenden Jahr. Angemerkt werden muss, dass die installierte Leistung nicht der einsetzbaren Leistung entspricht, da Kraftwerke zur Reparatur etc. entzogen werden können.<sup>328</sup> Im Falle des nordischen Raums ist v. a. der Wasserstand der Wasserkraftwerke von großer Bedeutung. In der Differenz aus Höchstlast und installierter Leistung findet sich auch die Reservekapazität, die für die Versorgungssicherheit wichtig ist.<sup>329</sup> Die Werte für Deutschland in Abbildung 52 wurden nur für die Jahre, in denen die Strombörse bereits existent war, berechnet.

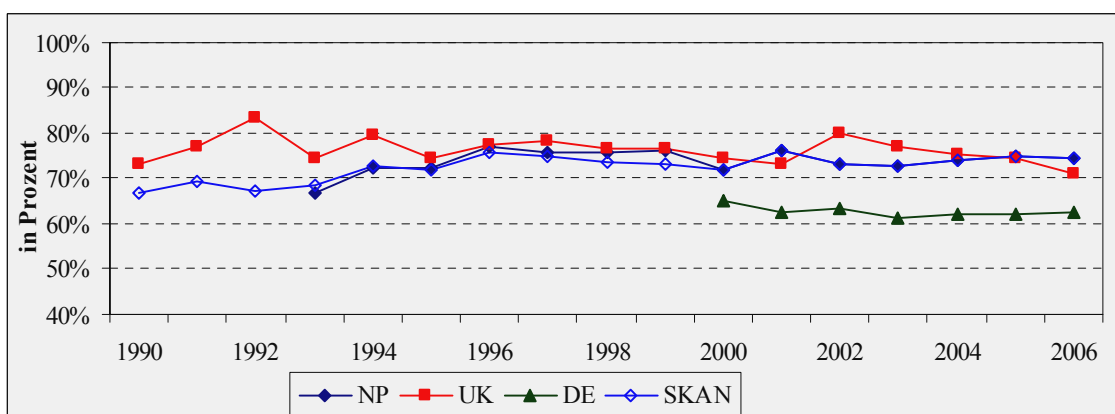


Abbildung 52 Verhältnis Höchstlast/Installierte Leistung; Quelle: Nordel, BERR, VDN

<sup>328</sup> Nordische Wettbewerbsbehörden (2007), S. 68f.

<sup>329</sup> ECON Pöyry AS (1996), S. 9 sowie Nordische Wettbewerbsbehörden (2007), S. 68.

Im nordischen Raum konnte eine rasant steigende jährliche Spitzenlast bis 1996 durch Investitionen in neue Kapazitäten nicht ausgeglichen werden. Danach gab es bei beiden Variablen kaum Bewegung bis auf das Jahr 2001, wo die höchste Spitzenlast im Zeitverlauf (69.400 MW) gemessen wurde. Deutschland besitzt den größten Puffer, der sich seit 2000 durch den Ausbau an Kapazitäten noch vergrößerte. Die Spitzennachfrage lag bis auf eine Ausnahme im Jahr 2002 (fast 80.000 MW) relativ stabil bei ca. 77.000 MW. Trotz steigender Spitzennachfrage entwickelte sich das Verhältnis zur installierten Leistung in Großbritannien relativ stabil. Der Ausreißer im Jahr 1992 erklärt sich durch den Abbau an Kapazitäten. Im darauf folgenden Jahr konnte die niedrigste Spitzenlast im Vergleichszeitraum gemessen werden. Im Jahr 2002 erreichte die Spitzennachfrage ihren höchsten Wert.<sup>330</sup>

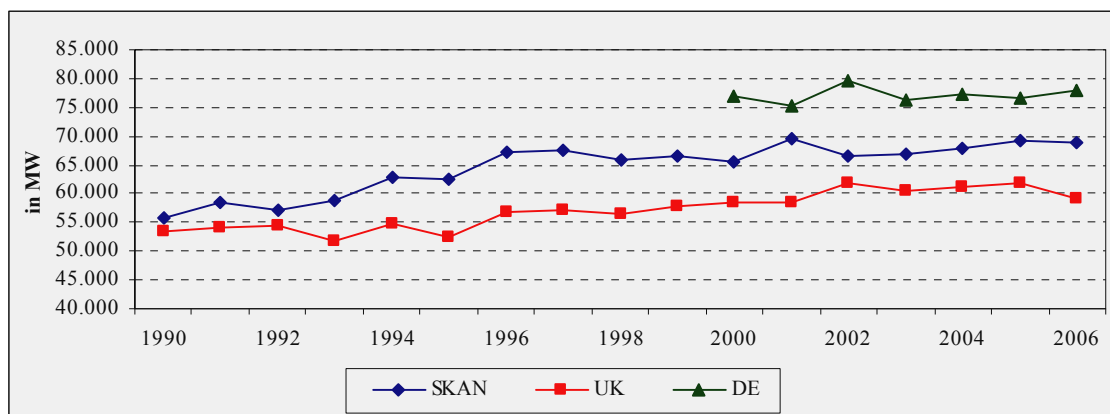


Abbildung 53: Höchstlast im Vergleich; Quelle: Nordel, BERR, VDN

<sup>330</sup> Die Zahlen zur Höchstlast stammen von BERR (Rubrik Energiestatistiken), Nordel (Annual Reports) und VDN (Leistungsbilanz der allgemeinen Stromversorgung in Deutschland).

### **3.4 Resultate des ökonometrischen Modells**

In dem nun folgenden Teil der Arbeit werden die Ergebnisse des ökonometrischen Modells präsentiert. Abschnitt 1 umfasst die Ergebnisse der Einfachregressionen, Abschnitt 2 die finalen Modelle, also jene mit den besten AIC-, SC-Werten bzw. dem höchsten korrigierten multiplen Bestimmtheitsmaß. Im Anhang befinden sich Erläuterungen zu den Berechnungen, die Ergebnisse inkl. Anmerkungen und bei ausreichender Datenlage ebenso der Output von EViews der Mehrfachregressionen mit allen Parametern.

#### **3.4.1 Auswertung der Einfachregressionen der einzelnen Parameter**

##### **3.4.1.1 Ergebnisse Spotpreise**

###### **Marktkonzentration**

In sämtlichen Gebieten stellen die Maßeinheiten des herkömmlichen und des korrigierten HHI der Produktion und der Kapazitäten keinen signifikanten Einfluss auf die Spotpreise dar. In sämtlichen Gebieten tragen – nach Bereinigung des Autokorrelationsproblems – die Koeffizienten des HHI das richtige Vorzeichen: Je höher die Marktkonzentration, desto höher der Spotpreis.

Der Norden weist einen Strukturbruch auf. Für die Zeit von 2002 bis 2006 weist der HHI der Kapazitäten einen signifikanten positiven Einfluss auf die Spotpreise auf (+1,5). Die Daten für den britischen Markt weisen ebenfalls einen Strukturbruch auf: Der HHI der Kapazitäten (Bruch: 2003) und der Produktion (Bruch: 2005) ist dabei signifikant und führt zu einem leichten Preisaufschlag (+0,001).

###### **Öffentliches Eigentum**

Im Bereich direktes öffentliches Eigentum – gemessen an Gesamtproduktion und -kapazität – ist auffallend, dass dieser Parameter in Deutschland sowohl bei Grundlast- als auch Spitzenlastpreisen höchst signifikant ist (1%-Niveau). Ein höherer Anteil der deutschen öffentlichen Hand an der Produktion bzw. den Kapazitäten entspricht niedrigeren Preisen an der Börse (negativer Koeffizient). Dies verschärft sich noch bei der Unterscheidung in Grundlast- und Spitzenlastpreise: Bei den Spitzenlastpreisen ist der Einfluss des direkten öffentlichen Anteils an der Produktion größer (-982) als bei den Grundlastpreisen (-787). Dieser Zusammenhang muss in Großbritannien und in

Skandinavien auf dem 5%-Niveau abgelehnt werden. Im Norden zeigt der Chow-Breakpoint-Test auch bei dieser Variable einen Bruch – diesmal im Jahr 2003. Für die Zeit von 2003 bis 2006 ist der Anteil der öffentlichen Hand an den Kapazitäten für einen positiven signifikanten Einfluss auf die Spotpreise verantwortlich (+2.255).

### **Angebot und Nachfrage**

In Deutschland und im Norden ist dieses Verhältnis signifikant, jedoch mit unterschiedlichen Vorzeichen der Koeffizienten. Während im Norden höhere Nettoimporte (Angebot < Nachfrage) zu höheren Preisen führen, ist dies in Deutschland umgekehrt. In diesem Markt führt ein Überschuss an Produktion und somit an Exporten zu einer Erhöhung der Preise an der Börse.<sup>331</sup> Die Variable Netimports ist nur im britischen Modell nicht signifikant.

### **Produktionstechnologien**

Wird der Einfluss der Variablen auf die Spotpreise einzeln in einer Einfachregression analysiert, so können folgende Feststellungen getroffen werden:

1. Wasserkraft: Der Anteil dieser an der Produktion ist bis auf Skandinavien nicht signifikant (5%-Niveau) für die Spotpreise. Im Norden führt ein höherer prozentueller Anteil von Wasserkraft an der Gesamtproduktion zu niedrigeren Spotpreisen.
2. Der Anteil an Atomkraft ist nur in Großbritannien signifikant für die Zeit von 1990 bis 2004. Hier führte ein Anstieg an Kernkraftproduktion zu einer leichten Preiserhöhung.
3. Wärmekraft ist im Norden signifikant auf dem 5%-Niveau bei positiven Vorzeichen.
4. In allen drei Gebieten lässt sich ein signifikanter positiver Einfluss des Anteils der Stromproduktion aus Windenergie auf die Großhandelspreise erkennen (bei einem

---

<sup>331</sup> Kemfert et al. (2003) zeigten in ihrem Modell, dass bei strategischem Verhalten der Produzenten im Vergleich zur perfekten Konkurrenz der Handel in Deutschland zunimmt (v. a. die Exporte). Strategische Preiserhöhung führt dabei dazu, dass Firmen aufgrund der sinkenden Nachfrage ihre Einnahmen auch durch zusätzlichen Handel erhöhen wollen. Kemfert et al. (2003), S. 11f. Dies könnte eine Erklärung für den im ökonomischen Modell festgestellten Einfluss der Nettoimporte auf die deutschen Preise sein.

Signifikanzniveau von 1% bzw. 5%). Die Koeffizienten befinden sich dabei in einem Bereich von +810 (Grundlast EEX) bis +6.615 (Nord Pool).

In allen Gebieten zeigte sich, dass die Variable Wind signifikant die Preise beeinflusst: Je höher der Anteil der Windenergie an der Gesamtproduktion, umso höher die Spotpreise. Die Betrachtung der Variablen Wasser-, Wärme- und Atomkraft lässt kein so klares Bild zu. In Deutschland sind die anderen Variablen des Produktionsmixes nicht signifikant. Im Gebiet der Börse Nord Pool liefern - wie erwartet - die Variablen Wasser- und Wärmekraft einen hohen Erklärungsbeitrag zu den Spotpreisen mit umgekehrten Vorzeichen. In Großbritannien trägt die Variable Atomkraft zur Erklärung bei.

### **Kapazitäten – Verhältnis Spitzenlast zu installierter Leistung**

In keinem der Gebiete kann die Variable Höchstlast zu installierter Leistung (MAX\_LOAD\_CAP) als signifikant für die Spotpreisbildung angesehen werden. Dies könnte darauf zurückzuführen sein, dass noch genügend Reserven als Puffer vorhanden sind. Nur in Deutschland, dem Land mit den größten Reservekapazitäten, ergibt sich für die Zeit von 2000 bis 2004 (Bruch im Jahr 2005) ein signifikanter Einfluss mit negativem Vorzeichen (-394).

#### **3.4.1.2 Ergebnisse Futures-Preise**

Futureskontrakte wurden bzw. werden an allen der hier behandelten Strombörsen angeboten. Die Laufzeiten sind dabei aber sehr unterschiedlich. Für die von der EEX angebotenen German Power Futures können keine Ergebnisse präsentiert werden, da diese Verträge erst wieder seit 2005 angeboten werden und dadurch zu wenige Beobachtungen vorliegen.

### **Marktkonzentration**

Betreffend Einfluss der Marktkonzentration auf die Futures-Preise zeigt sich kein klares Bild bei den Ergebnissen der Einfachregressionen. Bei manchen Futures-Verträgen übt die Marktkonzentration im Bereich Kapazitäten einen signifikanten Einfluss aus. In Deutschland, wo kein Einfluss auf die Spotpreise festgestellt worden war, liefert hier der

angepasste HHI der Kapazitäten eine gute Erklärung für die Monatskontrakte. Im Gegensatz zur Theorie muss aufgrund der Daten von einem negativen Einfluss ausgegangen werden (negativer Koeffizient).

Der nordische und britische Markt folgen hingegen wieder der Theorie: höhere Preise durch eine höhere Marktkonzentration. Dennoch ist der HHI nicht bei allen Futures-Kontrakten signifikant. Bei allen britischen Spitzenlastverträgen ist der Einfluss auf einem 5%-Niveau abzulehnen, ebenso bei den monatlichen und saisonalen Grundlastverträgen.

Im Norden liefert der HHI (sowohl nach herkömmlicher als auch nach angepasster Berechnung) bei den kurzfristigen Tageskontrakten (Zeitraum: 1999-2006) und bei den kombinierten Verträgen (Zeitraum: 1995-2000) eine sehr gute Erklärung, wobei der Aufschlag bei den Tageskontrakten höher ausfällt. Bei den wöchentlichen Verträgen liefert die Marktkonzentration der Kapazitäten keinen signifikanten Wert für die ersten Jahre. Ab 2002 ist der angepasste HHI signifikant auf dem 5%-Niveau. Der Koeffizient ist ähnlich hoch wie bei den Spotpreisen (+1,8).

### **Öffentliches Eigentum**

In Deutschland bleibt der Einfluss des öffentlichen Eigentums auch bei den Futures-Preisen signifikant mit negativen Vorzeichen – auf Basis der aktuellen Produktion und auf Basis der Kapazitäten des jeweiligen Jahres. Im Norden ist diese Variable insignifikant für die Zeit bis 2002, danach wird hier der Anteil an den Kapazitäten signifikant mit positivem Vorzeichen (ca. +2.300 bei kurzfristigen Kontrakten von 2002-2006, +565 bei langfristigen Kombinationsverträgen in der Zeit 1995-2000). Am britischen Markt zeigt sich ein unklares Bild: Der Anteil der öffentlichen Hand an den Kapazitäten der größten Unternehmen ist bei sämtlichen Grundlastverträgen negativ signifikant (5%-Niveau), bei den monatlichen und saisonalen Spitzenlastverträgen hingegen insignifikant.

### **Angebot und Nachfrage**

Wie bei den Spot-Preisen widerspricht im Falle Deutschlands die Praxis der Theorie: signifikanter Einfluss bei negativem Koeffizienten für alle Futures-Verträge (ca. -0,001).



Der Theorie (höhere Preise bei einer größeren Nachfrage) folgen hingegen die Ergebnisse der Nettoimporte im Norden. Sie sind signifikant auf dem 5%-Niveau mit positivem Vorzeichen für alle Verträge (zwischen +0,004 und +0,007). Im Preisgebiet von APX kann bei den Einfachregressionen  $H_0 (\beta = 0)$  nicht abgelehnt werden – egal um welchen Futures-Kontrakt es sich handelt.

### **Produktionstechnologien**

Der Produktionmix ist bei den finanziellen Produkten der deutschen und britischen Börse nicht signifikant. Im Norden müssen die Futures-Kontrakte zweigeteilt werden: Bei den kurzfristigen Verträgen (Day, Week) sind Teile signifikant (Tageskontrakte: Wasser- (negativ) und Wärmekraft (positiv); Wochenkontrakte: Wasser- (negativ) und Windkraft (positiv)), bei den langfristigen Verträgen (Combinations) ist nur der Anteil an Wärmekraft positiv signifikant.

### **Kapazitäten – Verhältnis Spitzenlast zu installierter Leistung**

In Deutschland ist dieser Parameter nach Entfernen der Autokorrelation bei folgenden Verträgen signifikant auf dem 5%-Niveau: Futures Month Base und Year Base, wobei der Koeffizient bei ca. 4.000 liegt.

#### **3.4.1.3 Ergebnisse Forward-Preise**

Nord Pool und APX boten im Beobachtungszeitraum (1990-2006) ihren Kunden Forward-Kontrakte an. APX gibt keine Preisdaten an Externe weiter, deshalb wurden hier die Preise von Platts – McGraw Hill herangezogen. Diese liegen nur für die Jahre 2003 bis 2005 vor.

### **Marktkonzentration**

Bei den Forward-Kontrakten im Norden und in Großbritannien kann kein signifikanter Einfluss der Marktkonzentration festgestellt werden. Einzelne Verträge (NP Forward Season 2003-2006, NP Forward Year 2003-2006, UK Forward Quarter) belegen zwar einen signifikanten Einfluss des HHI, dennoch weicht das Gros davon ab.

### **Öffentliches Eigentum**

Der öffentliche Anteil an den Kapazitäten ist signifikant auf dem 5%-Niveau bei NP Forward Month (mit positiven Vorzeichen – 2003-2006) und bei den UK Forward Month und Season Kontrakten (mit negativem Vorzeichen). Bei den anderen Verträgen muss ein Einfluss auf diesem Niveau abgelehnt werden.

### **Produktionsmix**

Die Parameter des Produktionsmixes sind bei den britischen Verträgen nicht signifikant. Im Norden muss hier wieder eine Zweiteilung erfolgen. Sämtliche Parameter sind nicht signifikant mit Ausnahme des Anteils an Windenergie. Bei den langfristigen Forward-Verträgen (Season und Year) von Nord Pool kann ein Einfluss dieser Variable auf dem 5%-Niveau nicht abgelehnt werden. Wie bei den Spotpreisen führt ein höherer Anteil an Windenergie zu höheren Forwardpreisen.

### **Nettoimporte**

Diese sind nur bei den längerfristigen Forward-Verträgen (Season und Year) im Nord Pool-Preisgebiet signifikant (unter Berücksichtigung des Strukturbruches).

Sowohl die Nettoimporte in Großbritannien als auch die Kapazitäten in beiden Gebieten liefern keine signifikante Erklärung für die Forward-Preise.

#### **3.4.1.4 Ergebnisse Optionen**

Sowohl Nord Pool als auch die deutsche EEX bieten Optionen an. An den britischen Börsen werden diese Verträge nicht gehandelt.

#### **Marktkonzentration**

Sämtliche HHI-Werte sind im Norden signifikant, wobei der angepasste HHI der Kapazitäten die besten Werte liefert. Das positive Vorzeichen der Koeffizienten folgt der Theorie. Bei den Optionen der deutschen Börse EEX liefert der angepasste HHI der Kapazitäten für die längerfristigen Verträge signifikante Werte. Ähnlich wie bei den anderen finanziellen Verträgen der Börse handelt es sich um einen negativen Einfluss.

#### **Öffentliches Eigentum**

Der Anteil der öffentlichen Hand an den nordischen Kapazitäten ist nur bei den saisonalen Optionen signifikant (negatives Vorzeichen). In Deutschland ist bei den Optionen der öffentliche Anteil nicht von Bedeutung.

#### **Produktionstechnologien**

Wie bei den anderen finanziellen Verträgen liefert auch hier der Parameter Windkraft eine Erklärung für die Preise. Hier führt eine höhere Produktion aus Windenergie zu einem Preisaufschlag im Norden. Die Variable Kernkraft ist nur bei Berücksichtigung des Strukturbruchs im Norden ab 2002 für die letzten Jahre signifikant. Das negative Vorzeichen zeigt diese Technologie als Preisdämpfer an.

Die Parameter Angebot/Nachfrage, Kapazitäten und Wasser- und Wärmekraft sind bei allen Verträgen nicht signifikant.

### 3.4.2 Finale Modelle

In diesem Abschnitt sollen die Modelle mit den besten AIC- und SC-Werten präsentiert werden. Die Auswahl der Variablen erfolgte schrittweise: Basis waren die Ergebnisse der Einfachregression, die nach und nach durch weitere Parameter ergänzt wurden. Die finalen Modelle können nur für jene Börsenverträge präsentiert werden, wo genügend Beobachtungen zur Verfügung standen. Im britischen Gebiet kann nur für die Spotpreise ein finales Modell präsentiert werden. Die genauen Ergebnisse aus E-Views sind dem Anhang zu entnehmen.

#### 3.4.2.1 Spotpreise

Das finale Modell für die Spotpreise der Börse Nord Pool enthält einen Strukturbruch. Dieser ist im Jahr 2005 anzusetzen, weshalb die nun präsentierten Ergebnisse für den Zeitraum von 1993 bis 2004 gelten. Aufgrund hoher Multikollinearität wurde die Variable Anteil an Wasserkraft am Produktionmix entfernt. Sie wird durch die anderen Variablen des Produktionsmixes in einem hohen Maße erklärt. Das beste Modell beinhaltet alle Variablen mit Ausnahme von Wasserkraft und ist als solches signifikant auf dem Niveau  $\alpha = 0,01$ .

**Tabelle 12: Finales Modell Spot NP**

Dependent Variable: SPOT			
Method: Least Squares			
Sample: 1993 2004			
Included observations: 12			
Variable	Coefficient	t-Statistic	Prob.
C	-509,15	-2,34	0,08
HHI_PROD_ADJ	0,1	4,03	0,02
OEFF_PROD	99,45	0,61	0,58
NETIMPORTS	0,01	9,6	0,001
NUCLEAR	-420,07	-5,11	0,007
THERMAL	309,96	1,73	0,16
WIND	1218,6	1,46	0,22
MAX_LOAD_CAP	686,56	5,19	0,007
R-squared	0,998	Akaike info criterion	6,31
Adjusted R-squared	0,99	Schwarz criterion	6,64
Log likelihood	-29,89	F-statistic	282,96
Durbin-Watson stat	1,6	Prob(F-statistic)	0,00003

Bei den einzelnen Werten sind im nordischen Spotpreismodell die Nettoimporte als Ausdruck von Angebot und Nachfrage, der Anteil an Kernkraft, das Verhältnis von Höchstlast zu installiertem Effekt (Prob. < 1%) und der berichtigte HHI der Produktion (Prob. < 5%) signifikant. Die Marktkonzentration (Koeffizient von 0,1) und die

Nettoimporte (Koeffizient von 0,007) erhöhen die Spotpreise leicht. Der Anteil von Kernkraft hat einen negativen Einfluss auf die Preise (Koeffizient von -420). Preistreiber ist das Verhältnis von Höchstlast zu installierter Leistung mit einem Aufschlag von 686,6 je Einheit. Insignifikant für die Periode von 1993 bis 2004 sind die Parameter Anteil der öffentlichen Hand an der Produktion und Anteil von Wärme- und Windkraft.

Das Modell mit den besten AIC- und SC-Werten am britischen Markt beinhaltet nur die Variablen HHI der Produktion, Anteil an Windkraft und an Wärmekraft. Alle Parameter sind auf dem Niveau von 1% signifikant, ebenso das Gesamtmodell.

**Tabelle 13: Finales Modell – UK Spot**

Dependent Variable: SPOT				
Method: Least Squares				
Sample: 1990 2006				
Included observations: 17				
White Heteroskedasticity-Consistent Standard Errors & Covariance				
Variable	Coefficient	t-Statistic	Prob.	
C	75,06	4,99	0,0002	
HHI_PROD	0,006	4,8	0,0003	
THERMAL	-92,82	-4,35	0,0008	
WIND	2979,78	7,19	0,0000	
R-squared	0,84	Akaike info criterion	4,99	
Adjusted R-squared	0,81	Schwarz criterion	5,18	
Log likelihood	-38,4	F-statistic	23,6	
Durbin-Watson stat	2,1	Prob(F-statistic)	0,00002	

Während eine Steigerung der Marktkonzentration nur wenig zu einer Preissteigerung beiträgt (Koeffizient von 0,006), führt die Steigerung des Anteils an Windkraft gemessen an der Gesamtproduktion zu einer wesentlichen Erhöhung der Spotpreise (Koeffizient von 2.980). Eine Erhöhung des Anteils an Wärmekraft hingegen führt wiederum zu einer Reduktion der Preise an der Börse (Koeffizient von -93). Die Variablen betreffend Nettoimporte, Anteil der öffentlichen Hand an der Produktion, Verhältnis von Höchstlast zu installierter Leistung und Anteil an Wasserkraft am Produktionsmix wurden über den Redundant Variables Test als insignifikant eingestuft. Der Anteil an Kernkraft trug zu einem hohen Maß zur Multikollinearität bei und wurde deshalb entfernt. Er wird bereits über die Variable Wärmekraft in einem hohen Maß erklärt.

Ein widersprüchliches Bild liefert der deutsche Markt. Hier wurden separate Modell für die Grundlast- und Spitzenlastpreise am Spotmarkt errechnet. In beiden finalen Modellen befinden sich dieselben Parameter: die Marktkonzentration (herkömmlicher HHI der Produktion), der direkte Anteil der öffentlichen Hand, die Nettoimporte, der Anteil der

Wasserkraft an der Gesamtproduktion und das Verhältnis von Höchstlast zu installiertem Effekt.

**Tabelle 14: Finales Modell - EEX Phelix Base**

Dependent Variable: SPOT_BASE			
Method: Least Squares			
Sample: 2000 2006			
Included observations: 7			
Variable	Coefficient	t-Statistic	Prob.
C	99,11	35,96	0,02
HHI_PROD	-0,005	-27,13	0,02
OEFF_PROD	-1095,25	-152,92	0,004
NETIMPORTS	0,0004	33,75	0,02
WATER	-1901,67	-70,09	0,009
MAX_LOAD_CAP	392,48	62,69	0,01
R-squared	0,99999	Akaike info criterion	-2,29
Adjusted R-squared	0,99995	Schwarz criterion	-2,334
Log likelihood	14,02	F-statistic	24033,36
Durbin-Watson stat	2,08	Prob(F-statistic)	0,005

Während das Modell als solches und sämtliche Parameter im Grundlastmodell als signifikant einzustufen sind, muss dies beim Spitzenlastmodell verworfen werden:

**Tabelle 15: Finales Modell EEX Phelix Peak**

Dependent Variable: SPOT_PEAK			
Method: Least Squares			
Sample: 2000 2006			
Included observations: 7			
Variable	Coefficient	t-Statistic	Prob.
C	127,66	1,99	0,3
HHI_PROD	-0,006	-1,36	0,4
OEFF_PROD	-1317,86	-7,9	0,08
NETIMPORTS	0,0004	1,5	0,37
WATER	-2102,62	-3,33	0,19
MAX_LOAD_CAP	445,83	3,06	0,2
R-squared	0,997	Akaike info criterion	4
Adjusted R-squared	0,98	Schwarz criterion	3,96
Log likelihood	-8,02	F-statistic	68,4
Durbin-Watson stat	2,08	Prob(F-statistic)	0,092

Sehr ähnlich sind jedoch die Vorzeichen: Eine gesteigerte Marktkonzentration führt im Gegensatz zur Theorie am deutschen Markt zu einer Verringerung des Börsenpreises (Koeffizient von ca. -0,005). Der direkte Einfluss der öffentlichen Hand wirkt wie bei den Einfachregressionen: Je höher ihr Anteil, desto geringer die Preise, wobei die Auswirkung beim Spitzenlastmodell größer ist. Eine Erhöhung der Nettoimporte führt zu einer Preiserhöhung. Der Einfluss von Wasserkraft ist in beiden Modellen negativ, wobei ein höherer Anteil von Wasserkraft v. a. zu einer Dämpfung im Spitzenlastbereich führt. Wie erwartet, wirkt eine Erhöhung der Spitzennachfrage im Vergleich zur Gesamtkapazität am

Markt verstärkt auf die Preise der Spitzenlast. Hier liegt der Koeffizient mit 446 über jenem des Grundlastmodells (392). Das Spitzenlastmodell ist jedoch nicht signifikant.

### 3.4.2.2 Futures

Bei den Futures Kontrakten am nordischen Markt sind alle drei berechneten Modelle signifikant. Die Zusammensetzung der Modelle unterscheidet sich allerdings. Allein die Nettoimporte sind in allen Modellen enthalten. Der angepasste HHI (enthalten im Modell zu den täglichen und kombinierten Futures) übt einen positiven Einfluss auf, wobei er nur bei den sehr kurzfristigen Tageskontrakten signifikant ist:

**Tabelle 16: Finales Ergebnis – NP Futures Day**

Dependent Variable: FUT_DAY			
Method: Least Squares			
Sample(adjusted): 1999 2006			
Included observations: 8 after adjusting endpoints			
Variable	Coefficient	t-Statistic	Prob.
C	-1513,14	-2,07	0,13
HHI_KAP_ADJ	0,62	4,24	0,02
NETIMPORTS	0,007	2,86	0,06
NUCLEAR	-2354,65	-2,81	0,07
MAX_LOAD_CAP	2376,34	2,07	0,13
R-squared	0,95	Akaike info criterion	10,08
Adjusted R-squared	0,88	Schwarz criterion	10,13
Log likelihood	-35,31	F-statistic	13,43
Durbin-Watson stat	1,74	Prob(F-statistic)	0,029

Die Nettoimporte sind bei den Kombinationen signifikant mit positiven Vorzeichen (c. a. +0,006). Der direkte öffentliche Anteil an den Kapazitäten wirkt bei den Futures Combinations mit einem moderaten Preisaufschlag (+220):

**Tabelle 17: Finales Modell – NP Futures Combinations**

Dependent Variable: FUT_COMBI			
Method: Least Squares			
Sample(adjusted): 1995 2000			
Included observations: 6 after adjusting endpoints			
Variable	Coefficient	t-Statistic	Prob.
C	-55,15	-9,61	0,07
HHI_PROD_ADJ	0,03	6,85	0,09
OEFF_KAP	220,44	30,98	0,02
NETIMPORTS	0,006	42,09	0,02
WIND	1564,4	10,34	0,06
R-squared	0,9999	Akaike info criterion	3,01
Adjusted R-squared	0,999	Schwarz criterion	2,84
Log likelihood	-4,03	F-statistic	1924,69
Durbin-Watson stat	2,58	Prob(F-statistic)	0,017

Dieser Preisaufschlag durch den Anteil der öffentlichen Hand an den größten Unternehmen erhöht sich bei den wöchentlichen Futures-Verträgen auf c.a. 2.450. Bei den Produktionstechnologien sind der Anteil an Wärme- und Windkraft im Modell der wöchentlichen Kontrakte signifikant.

**Tabelle 18: Finales Ergebnis – NP Futures Week**

Dependent Variable: FUT_WEEK				
Method: Least Squares				
Sample(adjusted): 1995 2006				
Included observations: 12 after adjusting endpoints				
Variable	Coefficient	t-Statistic	Prob.	
C	-4124,51	-3,85	0,01	
OEFF_PROD	2451,43	3,74	0,01	
NETIMPORTS	-0,005	-1,35	0,23	
NUCLEAR	672,77	1,88	0,12	
THERMAL	2323,6	3,05	0,03	
WIND	6247	2,63	0,047	
MAX_LOAD_CAP	2793,74	2,94	0,03	
R-squared	0,95	Akaike info criterion	9,81	
Adjusted R-squared	0,88	Schwarz criterion	10,09	
Log likelihood	-51,86	F-statistic	14,44	
Durbin-Watson stat	2,61	Prob(F-statistic)	0,005	

In letzterem Modell führen der Anteil an Wärme- und Windkraft, genauso wie das Verhältnis von Höchstlast zu installiertem Effekt zu einem erheblichen Preisaufschlag. Die restlichen Parameter sind entweder nicht im finalen Modell enthalten oder insignifikant.

Für den deutschen Markt gibt es wie bei den Spotpreisen unterschiedliche Modelle für die Grund- und Spitzenlastfutures. Auffallend ist, dass sowohl die Modelle für die Base-Kontrakte Month und Quarter und jene für die Peak-Kontrakte mit derselben Laufzeit ähnliche Parameter aufweisen:

**Tabelle 19: Finales Modell – EEX Phelix Futures Base Month**

Dependent Variable: FUT_1BM				
Method: Least Squares				
Sample(adjusted): 2002 2006				
Included observations: 5 after adjusting endpoints				
Variable	Coefficient	t-Statistic	Prob.	
C	120,83	16,37	0,04	
OEFF_PROD	-819,27	-79,76	0,008	
NETIMPORTS	-0,0003	-17,16	0,04	
MAX_LOAD_CAP	113,75	12,04	0,05	
R-squared	0,9999	Akaike info criterion	-1,79	
Adjusted R-squared	0,9999	Schwarz criterion	-2,11	
Log likelihood	8,49	F-statistic	22015,27	
Durbin-Watson stat	1,82	Prob(F-statistic)	0,005	



**Tabelle 20: Finales Modell – EEX Phelix Futures Quarter Base**

Dependent Variable: FUT_1BQ			
Method: Least Squares			
Sample(adjusted): 2002 2006			
Included observations: 5 after adjusting endpoints			
Variable	Coefficient	t-Statistic	Prob.
C	-72,99	-250,53	0,003
OEFF_KAP	-363,74	-1226,19	0,0005
NETIMPORTS	-0,0008	-1721,5	0,0004
MAX LOAD CAP	279,37	697,98	0,0009
R-squared	1	Akaike info criterion	-8,15
Adjusted R-squared	1	Schwarz criterion	-8,47
Log likelihood	24,38	F-statistic	12201,98
Durbin-Watson stat	1,96	Prob(F-statistic)	0,0002

Der öffentliche Anteil (sei es an Produktion oder Kapazitäten – letzteres für die längerfristigeren Quartalsverträge) ist für eine Reduktion der Preise verantwortlich, jedoch nur signifikant bei den Grundlastverträgen (Month und Quarter). Der Parameter Maximum Load zu installierter Leistung ist nur im Modell zu den Base Quarter Futures signifikant, wobei er auch bei den Base Month Futures enthalten ist.

**Tabelle 21: Finales Modell – EEX Phelix Futures Peak Month**

Dependent Variable: FUT_1PM			
Method: Least Squares			
Sample(adjusted): 2002 2006			
Included observations: 5 after adjusting endpoints			
Variable	Coefficient	t-Statistic	Prob.
C	367,87	3,73	0,17
OEFF_PROD	-916,14	-3,49	0,18
NETIMPORTS	-0,0005	-1,64	0,35
THERMAL	-224,61	-1,22	0,44
R-squared	0,99	Akaike info criterion	4,95
Adjusted R-squared	0,97	Schwarz criterion	4,64
Log likelihood	-8,37	F-statistic	48,25
Durbin-Watson stat	2,11	Prob(F-statistic)	0,105

**Tabelle 22: Finales Modell – EEX Phelix Futures Quarter Peak**

Dependent Variable: FUT_1PQ			
Method: Least Squares			
Sample(adjusted): 2002 2006			
Included observations: 5 after adjusting endpoints			
Variable	Coefficient	t-Statistic	Prob.
C	370,98	10,05	0,06
OEFF_KAP	-321,49	-4,98	0,13
NETIMPORTS	-0,001	-13,91	0,05
THERMAL	-414,02	-6,25	0,1
R-squared	0,999	Akaike info criterion	2,91
Adjusted R-squared	0,996	Schwarz criterion	2,6
Log likelihood	-3,28	F-statistic	372,78
Durbin-Watson stat	2,24	Prob(F-statistic)	0,038

Die Nettoimporte sind in allen Modellen enthalten und auch - bis auf die Spitzenlastmodelle zu Futures Month und Year - signifikant. Sie wirken sich bei den Spitzenlastverträgen jedoch stärker auf den Preis aus als bei den Grundlastverträgen. Das Vorzeichen ist bei allen Modellen negativ. Auffallend ist auch, dass bei den langfristigen Jahresverträgen der HHI ins finale Modell aufgenommen wird. Er ist jedoch nur bei den Grundlastverträgen signifikant - auch hier mit negativen Vorzeichen:

**Tabelle 23: Finales Modell – EEX Phelix Futures Year Base**

Dependent Variable: FUT_1BY			
Method: Least Squares			
Sample(adjusted): 2002 2006			
Included observations: 5 after adjusting endpoints			
Variable	Coefficient	t-Statistic	Prob.
C	190,27	16,17	0,04
HHI_KAP_ADJ	-0,12	-15,27	0,04
NETIMPORTS	-0,0007	-21,27	0,03
WIND	189,55	4,17	0,15
R-squared	0,9997	Akaike info criterion	0,94
Adjusted R-squared	0,999	Schwarz criterion	0,63
Log likelihood	1,65	F-statistic	1216,19
Durbin-Watson stat	3,46	Prob(F-statistic)	0,021

**Tabelle 24: Finales Modell – EEX Phelix Futures Year Peak**

Dependent Variable: FUT_1PY			
Method: Least Squares			
Sample(adjusted): 2002 2006			
Included observations: 5 after adjusting endpoints			
Variable	Coefficient	t-Statistic	Prob.
C	319,22	3,32	0,19
HHI_KAP_ADJ	-0,24	-2,22	0,27
OEFF_KAP	363,9	1,08	0,48
NETIMPORTS	-0,001	-6,5	0,1
R-squared	0,99	Akaike info criterion	4,62
Adjusted R-squared	0,98	Schwarz criterion	4,31
Log likelihood	-7,55	F-statistic	58,15
Durbin-Watson stat	2	Prob(F-statistic)	0,096

Signifikante Modelle konnten für sämtliche Grundlast-Futures und den Quartalsspitzenlastvertrag berechnet werden.

### 3.4.2.3 Forwards

Im nordischen Markt stehen bei den Forward-Kontrakten aufgrund der Datenlage zwei Produkte zur Auswertung zur Verfügung: Season und Year. In beiden Modellen ist der öffentliche Anteil signifikant.

**Tabelle 25: Finales Modell – NP Forward Season**

Dependent Variable: FORW_SEASON			
Method: Least Squares			
Sample(adjusted): 1997 2005			
Included observations: 9 after adjusting endpoints			
Variable	Coefficient	t-Statistic	Prob.
C	-780,41	-2,98	0,04
OEFF_KAP	492,7	4,23	0,01
NUCLEAR	1075,05	4,71	0,009
WIND	8616,12	10,76	0,0004
MAX_LOAD_CAP	378,84	1,09	0,34
R-squared	0,98	Akaike info criterion	7,72
Adjusted R-squared	0,95	Schwarz criterion	7,83
Log likelihood	-29,76	F-statistic	39,72
Durbin-Watson stat	2,47	Prob(F-statistic)	0,002

Der Preisaufschlag aufgrund steigender öffentlicher Anteile und steigender Produktion aus Windkraft (Season: signifikant; Year: insignifikant) ist bei den langfristigen Jahreskontrakten höher als bei den kürzeren und nur bis 2005 geführten saisonalen Verträgen. Der Anteil aus Kernkraft ist nur bei den saisonalen Kontrakten signifikant mit positiven Vorzeichen. Er wird zwar auch bei den Jahres-Forwards im finalen Modell aufgenommen, ist jedoch nicht signifikant.

**Tabelle 26: Finales Modell – NP Forward Year**

Dependent Variable: FORW_YEAR			
Method: Least Squares			
Sample(adjusted): 1997 2006			
Included observations: 10 after adjusting endpoints			
Variable	Coefficient	t-Statistic	Prob.
C	-3973,40	-5,48	0,03
HHI_KAP_ADJ	-0,16	-1,5	0,27
OEFF_KAP	2723,66	5,11	0,04
NETIMPORTS	-0,004	-1,09	0,39
NUCLEAR	1578,43	2,08	0,17
THERMAL	1332,9	2,23	0,16
WIND	12849,95	3,86	0,06
MAX_LOAD_CAP	2391,07	3,44	0,08
R-squared	0,98	Akaike info criterion	8,71
Adjusted R-squared	0,92	Schwarz criterion	8,95
Log likelihood	-35,53	F-statistic	16,64
Durbin-Watson stat	3,17	Prob(F-statistic)	0,058

In dem Modell zu den jährlichen Kontrakten wurden sämtliche Parameter bis auf den Anteil aus Wasserkraft aufgenommen. Bis auf den Anteil aus öffentlicher Hand ist hier kein weiterer Parameter signifikant, ebenso ist das Modell selbst insignifikant auf dem 5%-Niveau. Das Modell zu den saisonalen Kontrakten ist signifikant auf dem 1%-Niveau, enthält jedoch neben den bereits erwähnten Parametern (öffentlicher Anteil an den Kapazitäten, Kern- und Windkraft) nur noch das Verhältnis von Höchstlast zu installierten Kapazitäten. Dieser Parameter ist nicht signifikant.

#### 3.4.2.4 Optionen

Beide Modelle für die Optionen von Nord Pool sind signifikant. Auffallend ist, dass hier in beiden der angepasste HHI signifikant ist. Der Preiszuschlag fällt bei den Jahreskontrakten (+1,2) höher aus als bei den saisonalen (+0,75). Der Optionspreis wird durch eine gesteigerte Marktkonzentration wesentlich stärker beeinflusst als bei den anderen Kontrakten.

**Tabelle 27: Finales Modell – NP Optionen Season**

Dependent Variable: OPT_SEASON			
Method: Least Squares			
Sample(adjusted): 1999 2005			
Included observations: 7 after adjusting endpoints			
White Heteroskedasticity-Consistent Standard Errors & Covariance			
Variable	Coefficient	t-Statistic	Prob.
C	-3492,96	-7,43	0,09
HHI_KAP_ADJ	0,75	18,92	0,03
OEFF_KAP	-48,75	-0,23	0,85
THERMAL	2749,94	12,32	0,05
WATER	2156,26	11,58	0,05
MAX_LOAD_CAP	1931,56	7,59	0,08
R-squared	0,9996	Akaike info criterion	4,98
Adjusted R-squared	0,9976	Schwarz criterion	4,93
Log likelihood	-11,43	F-statistic	481,26
Durbin-Watson stat	3,39	Prob(F-statistic)	0,035

Der Anteil der öffentlichen Hand an den Kapazitäten ist zwar in beiden Modellen enthalten, jedoch nur in jenem zu den Jahresoptionen signifikant. Hier ist auch der Anteil an Kernenergie signifikant, führt jedoch zu einer Preisreduktion:

**Tabelle 28: Finales Modell – NP Optionen Year**

Dependent Variable: OPT_YEAR			
Method: Least Squares			
Sample(adjusted): 1999 2006			
Included observations: 8 after adjusting endpoints			
Variable	Coefficient	t-Statistic	Prob.
C	-223,65	-0,88	0,47
HHI_KAP_ADJ	1,21	9,63	0,01
OEFF_KAP	-2637,66	-5,46	0,03
NETIMPORTS	0,02	4,14	0,05
NUCLEAR	-3079,54	-7,49	0,02
WATER	3317,34	4,15	0,05
R-squared	0,99	Akaike info criterion	8,05
Adjusted R-squared	0,97	Schwarz criterion	8,11
Log likelihood	-26,22	F-statistic	53,81
Durbin-Watson stat	2,18	Prob(F-statistic)	0,018

Die restlichen in den Modellen enthaltenen Parameter (Season: Wärme- und Wasserkraft, Höchstlast/Installiertem Effekt; Year: Nettoimporte, Wasserkraft) sind nicht signifikant.

## 4 Zusammenfassung

Zentrale Fragestellung dieser Arbeit war, inwieweit Marktmacht die Preise in Deutschland, Großbritannien und im Norden seit Bestehen der Strombörsen beeinflusst hat. Um dies in einem ökonometrischen Modell zu testen, wurden anhand der Literatur mehrere Variablen ausgewählt.

Wichtigster Parameter war die Entwicklung der **Marktkonzentration** im Zeitverlauf. Neben der herkömmlichen Berechnung des Herfindahl-Hirschman-Index (HHI) ging auch der um Kapitalverflechtungen berichtigte HHI nach Von der Fehr et al. (1998) in die Berechnung ein. Während in Deutschland die Marktkonzentration seit der Liberalisierung anstieg, sank er im Norden und in Großbritannien, um dann mit Beginn des neuen Jahrtausends wieder anzusteigen. Deutschland entwickelte sich von einem moderat konzentriertem hin zu einem hoch konzentrierten Markt. Die Entwicklung in Großbritannien lief aufgrund der Eingriffe der Behörden in die entgegengesetzte Richtung. Der Norden galt als unkonzentrierter Markt. Durch die Fusionen und die Kapitalverflechtungen am Markt stieg der HHI seit dem Jahr 2001 erheblich an. Damit bewegt sich der nordische Markt hin zu einer moderaten Konzentration. Ein genereller Zusammenhang zwischen HHI und Preisentwicklung kann im ökonometrischen Modell nicht festgestellt werden. Der nordische Markt lässt noch am ehesten den Rückschluss zu, dass die Fusionen in den letzten Jahren die Möglichkeiten für die Ausübung von Marktmacht und somit auch die Preise erhöht haben, v. a. nach Berücksichtigung der Strukturbrüche. Der deutsche Markt zeichnet sich durch die Umkehrung des Vorzeichens aus. Im analysierten Zeitraum tragen jene Verträge mit signifikantem Einfluss des HHI ein negatives Vorzeichen. In Großbritannien weisen sowohl das finale Spotmarktmodell als auch einige der Futures- und Forwardkontrakte auf einen positiven Einfluss hin. Der HHI, berechnet nach den Marktanteilen der Produktion, liefert ein gutes Ergebnis für die Spotpreise. Jener, berechnet nach den Marktanteilen der Kapazitäten, bietet eine bessere Annäherung für die Terminpreise. Dies ist konsistent mit der Annahme, dass die kurzfristigen Preise über die Höhe der produzierten bzw. nicht produzierten Menge beeinflusst werden. Die Möglichkeit, die Preise durch eine entsprechende Einteilung der Produktion in der Zukunft zu erhöhen, hängt aber wesentlich von den Kapazitäten der einzelnen Spieler ab.

Das Schlagwort **Privatisierung** fällt häufig im Zusammenhang mit Liberalisierung und Deregulierung. Die behandelten Märkte hatten dabei ganz unterschiedliche Ansätze. Die britische Regierung privatisierte den Elektrizitätssektor vollständig seit 1990. Der Anteil der öffentlichen Hand an den größten nordischen Unternehmen verringerte sich zwar im Zeitverlauf, der Sektor ist dennoch weiterhin öffentlich geprägt. Durch die Fusionen nahm hier der staatliche gegenüber dem kommunalen Anteil zu, da sich immer mehr Gemeinden aus der Elektrizitätsproduktion zurückzogen und deren Kapazitäten meist von den nationalen Staatsunternehmen übernommen wurden. Deutschland liegt zwischen diesen beiden Märkten, dennoch zog sich auch hier die öffentliche Hand zurück. Das ökonometrische Modell zeigt bei fast allen Preisen einen signifikanten Einfluss dieser Variable am deutschen Markt. Je geringer der Anteil der öffentlichen Hand desto höher der Preis. Im Norden zeigt sich seit 2002 (entweder aufgrund eines Strukturbruches oder aufgrund der späteren Einführung neuer Terminkontrakte) ein umgekehrtes Bild. Die Ergebnisse aus Großbritannien lassen keinen eindeutigen Rückschluss zu.

Als Ausdruck des Verhältnisses von **Angebot und Nachfrage** wurde die Variable Nettoimporte gewählt. Diese ist im Norden (mit Ausnahme der Optionen) und Deutschland signifikant. Wenn die Produktion nicht ausreicht, um den nordischen Konsum zu decken (positive Nettoimporte), wirkt sich dies durch eine Preissteigerung aus. In Deutschland ist ein umgekehrtes Muster zu erkennen.

Die Auswirkungen der **Produktionstechnologien** sind meist konsistent mit der Literatur. Wasserkraft hat durch die sehr niedrigen Grenzkosten einen negativen Einfluss auf den Preis im Norden. Demgegenüber steht der positive Einfluss der Wärmekraft. Auffallend ist die Signifikanz des Anteils an Windenergie in allen Märkten. Mit steigender Elektrizitätsproduktion aus Windturbinen steigen auch die Preise an den Börsen. Dies ist v. a. in Anbetracht der Offensive von erneuerbaren Energiequellen, insbesondere von Windenergie, in Europa von Interesse. Die vorliegenden Resultate hierzu sollten jedoch mit Vorsicht genossen werden. Aufgrund der Datenlage mussten Jahresmittelwerte herangezogen werden. Enevoldsen et al. (2006) kamen in ihrer Studie zu Dänemark mit stündlichen Preismittelwerten zu einem anderen Ergebnis: Ein höherer Anteil an Windkraft im System senkte den Preis in Dänemark. Der positive Einfluss der Windenergie in dieser Arbeit könnte durchaus auf die Mittelwerte zurückzuführen sein.

Ein widersprüchliches Ergebnis zeigt die Entwicklung der **Kapazitäten** zur Höchstlast. In allen Märkten verringerten sich die Überkapazitäten, jedoch liegen nur Großbritannien und der Norden ab 1994 im Bereich von 70-90% (Höchstlast zu installiertem Effekt), der den Produzenten eine höhere Rendite ermöglichen soll, um wieder in Kapazitäten zu investieren.<sup>332</sup> Der Parameter Höchstlast zu installiertem Effekt wurde zwar in vielen Modellen als zusätzliche Variable aufgenommen, ist jedoch meist nicht signifikant. Nur bei einigen kurzfristigen Verträgen (z. B. NP Spot, EEX Base Spot, NP Futures Week und EEX Base Futures Month) konnte ein signifikanter Einfluss bemerkt werden.

### **Offene Fragen und Ausblick:**

Aufgrund der zur Verfügung stehenden Produktions- und Kapazitätsdaten der Unternehmen beschränkte sich die Analyse auf Jahresdaten. Damit beeinflusst die dieser Arbeit zur Verfügung stehende Datenlage die Berechnung der Parameter und die Sample-Größe. Diese ist in einigen Bereichen sehr klein und wirkt sich somit auf die Aussagekraft einiger Ergebnisse dieser Arbeit aus. Dennoch konnten wichtige Erkenntnisse gewonnen werden – auch wenn diese auf offene Fragen hinweisen. Die Entwicklung der Märkte weist bezüglich der Marktkonzentration auf eine verstärkte Beachtung der zukünftigen Entwicklungen hin. Ein funktionierender wettbewerbsfähiger Markt basiert auf einer Vielzahl an Akteuren. Selbst die Volkswirtschaftslehre sieht Privatisierung nicht als alleinige Voraussetzung dafür an. Die Marktstruktur ist von wesentlicher Bedeutung.

Aufgrund des widersprüchlichen Ergebnisses der Windkraft sind sicherlich weitere Forschungen in diesem Bereich notwendig. Enevoldsen et al. (2006) bezogen ihre Ergebnisse nur auf den Systempreis von Dänemark. Wie sich der steigende Anteil von Windenergie auf die Preissetzung im gesamt-nordischen Raum auswirkt bzw. über die Jahre auswirkte, blieb unbeantwortet. Diese Arbeit kann die Ergebnisse der dänischen Forscher nicht erhärten, sondern kam zu einem gegenteiligen Resultat für die behandelten Märkte. Da in der Europäischen Union verstärkt auf erneuerbare Energien, insbesondere Windkraft, gesetzt werden soll, ist eine genaue Beantwortung dieser Frage von enormer Wichtigkeit. Dabei soll darauf hingewiesen werden, dass in zukünftigen Analysen aufgrund der Aussagekraft auf tägliche bzw. stündliche Daten zurückgegriffen werden sollte.

---

<sup>332</sup> Vgl. Kapitel 3.3.5.4.



Von Interesse ist in diesem Zusammenhang sicherlich auch der Einfluss der einzelnen thermischen Technologien auf die Preise im Zeitverlauf. Diese sind in dieser Analyse gemeinsam mit den traditionellen Kohle- und Gaskraftwerken erfasst. Eine genauere Analyse der Produktionstechnologien im Zeitverlauf kann auch hier mehr Aufschluss über ihren Einfluss auf die Preisbildung bieten. Auf eine genauere Analyse musste in dieser Arbeit aufgrund der Datenlage leider verzichtet werden.

## 5 Anhang

### 5.1 Berechnung des korrigierten HHI nach Von der Fehr et al. (1998)

Bei der Berechnung des korrigierten HHI werden zunächst in einer Matrix die bestehenden Beteiligungen erfasst. Im Fall von externen Eigentümern, d. h. Personen oder andere Gesellschaften ohne Verbindung zur Branche, sieht diese wie folgt aus (M = Anzahl externer Eigentümer an Unternehmen der Branche; N = Anzahl der Unternehmen der Branche;  $\alpha_{mn}$  = Anteil von Eigentümer m an Unternehmen n):

**Tabelle 29: Externe Eigentümeranteile; verändert übernommen aus Von der Fehr et al. (1998), S. 29.**

	Unternehmen 1	Unternehmen 2	Unternehmen 3	...	Unternehmen N
<b>Eigentümer 1</b>	$\alpha_{11}$	$\alpha_{12}$	$\alpha_{13}$	...	$\alpha_{1N}$
<b>Eigentümer 2</b>	$\alpha_{21}$	$\alpha_{22}$	$\alpha_{23}$	...	$\alpha_{2N}$
<b>Eigentümer 3</b>	$\alpha_{31}$	$\alpha_{32}$	$\alpha_{33}$	...	$\alpha_{3N}$
...	...	...	...	...	...
<b>Eigentümer M</b>	$\alpha_{M1}$	$\alpha_{M2}$	$\alpha_{M3}$	...	$\alpha_{MN}$
<b>Total, externer Eigentümeranteil am Unternehmen</b>	$\alpha_1 = \sum_m \alpha_{m1}$	$\alpha_2 = \sum_m \alpha_{m2}$	$\alpha_3 = \sum_m \alpha_{m3}$	...	$\alpha_N = \sum_m \alpha_{mN}$

Einem ähnlichen Aufbau folgt die Matrix für Beteiligungen von Unternehmen innerhalb der Branche.  $\beta$  steht hier für den Anteil, wobei kein Unternehmen sich selbst besitzen kann, d. h.  $\beta_{nn} = 0$ .

**Tabelle 30: Kapitalverflechtung; verändert übernommen aus Von der Fehr et al. (1998), S. 30.**

	Unternehmen 1	Unternehmen 2	Unternehmen 3	...	Unternehmen N
<b>Unternehmen 1</b>	0	$\beta_{12}$	$\beta_{13}$	...	$\beta_{1N}$
<b>Unternehmen 2</b>	$\beta_{21}$	0	$\beta_{23}$	...	$\beta_{2N}$
<b>Unternehmen 3</b>	$\beta_{31}$	$\beta_{32}$	0	...	$\beta_{3N}$
...	...	...	...	...	...
<b>Unternehmen N</b>	$\beta_{N1}$	$\beta_{N2}$	$\beta_{N3}$	...	0
<b>Gesamtanteil an Beteiligungen der Gesellschaft</b>	$\beta_1 = \sum_n \beta_{n1}$	$\beta_2 = \sum_n \beta_{n2}$	$\beta_3 = \sum_n \beta_{n3}$	...	$\beta_N = \sum_n \beta_{nN}$

Der herkömmliche Herfindahl-Hirschman-Index berechnet sich wie folgt:

$$HHI = m'm. \quad (12)$$

$m$  gibt dabei einen Vektor mit den Marktanteilen der Unternehmen ( $q_n/Q, \dots, q_N/Q$ , wobei  $q_n$  für die produzierte Menge des Unternehmens  $n$  und  $Q$  für die Gesamtproduktion eines Landes steht) an. Wenn  $A$  für die Matrix der externen Eigentümeranteile steht und  $B$  für jene der Beteiligungen untereinander, so ergeben sich die korrigierten Indices:

$$HHI \text{ adj. I} = HHI^k = m'\tilde{B}_t m, \quad (13)$$

wobei  $B_t = [I-B]^{-1}$  und  $\tilde{B}_t = [B_{ij}/B_{ii}]_j$  mit den Elementen  $b_{ns}/b_{nn}$ .

$$HHI \text{ adj. II} = HHI^{kk} = m'A_t'A_t G^{-1} m, \quad (14)$$

wobei  $A_t = A[I-B]^{-1}$  und  $G$  die Diagonalelemente von  $A_t'A_t$ , also  $G = [A_t'A_t] \cdot I$  wiedergibt.<sup>333</sup>

## 5.2 Marktanteile

Im folgenden Abschnitt befinden sich die Tabellen, die zur Berechnung des herkömmlichen und korrigierten HHI herangezogen wurden. Es handelt sich dabei um die Marktanteile der größten Unternehmen am Markt. Bei der Recherche wurde darauf geachtet, zumindest über 60% des Marktes abzudecken. Die nordischen Wettbewerbsbehörden (2003) beschränken sich bei ihren Analysen ebenfalls auf eine eingeschränkte Anzahl an Unternehmen.<sup>334</sup> Als Basis dienten die Angaben der Unternehmen in ihren Jahresberichten. Es wurde darauf geachtet, dass nur jene Daten herangezogen wurden, die das entsprechende Unternehmen als Eigenproduktion bzw. als eigene Kapazitäten ausgewiesen hat. Zur Berechnung des Marktanteiles dienten schließlich auch die Angaben von Eurostat zur Gesamtproduktion und zu den Gesamtkapazitäten der einzelnen Länder.

<sup>333</sup> Für eine genauere Erklärung siehe Von der Fehr, Nils-Henrik M. et al. (1998), S. 33ff und S. 113ff.

<sup>334</sup> Nordische Wettbewerbsbehörden (2003), S. 42ff.

## 5.2.1 Norden

**Tabelle 31: Marktanteile der größten Unternehmen an Produktion im NP Preisgebiet in Prozent - Quelle: Jahresberichte der Unternehmen mit eig. Bearb.**

Jahr	VAT	FORT	STAT	SYD	BIR	ELS/ DONG	TVO	PVO	E2	HYD	GUL	HE	STO	OSL	BKK	LYS	STORA	KEV	AGD	TEV	NTE	GRA	SKE	HAF	SKK
1993	0%	0%	28%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	9%	0%	0%	0%	6%	4%	6%	0%	2%	0%	3%	2%	0%	0%	2%	2%
1994	0%	0%	29%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	9%	0%	0%	0%	7%	5%	5%	0%	2%	0%	2%	2%	0%	0%	2%	2%
1995	0%	0%	26%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	9%	0%	0%	0%	7%	5%	5%	0%	2%	0%	2%	2%	0%	0%	2%	2%
1996	32%	0%	13%	10%	0%	0%	0%	0%	0%	3%	4%	0%	4%	3%	2%	2%	2%	1%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
1997	31%	0%	11%	11%	0%	0%	0%	0%	0%	4%	4%	0%	4%	3%	2%	2%	2%	1%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
1998	23%	8%	10%	9%	7%	0%	4%	4%	0%	3%	0%	2%	0%	2%	2%	1%	2%	1%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
1999	23%	8%	10%	8%	6%	0%	4%	5%	0%	3%	0%	2%	0%	2%	2%	2%	2%	1%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
2000	18%	8%	10%	7%	6%	3%	4%	4%	3%	3%	0%	2%	0%	3%	2%	2%	0%	0%	2%	1%	1%	1%	1%	1%	2%
2001	20%	9%	9%	8%	6%	3%	4%	4%	3%	3%	0%	2%	0%	3%	1%	1%	0%	0%	2%	1%	1%	1%	1%	1%	0%
2002	23%	12%	13%	8%	0%	3%	4%	4%	3%	3%	0%	2%	0%	3%	2%	2%	0%	0%	2%	0%	1%	1%	1%	1%	0%
2003	21%	14%	11%	7%	0%	5%	4%	5%	4%	2%	0%	2%	0%	2%	1%	1%	0%	0%	2%	0%	1%	0%	1%	1%	0%
2004	23%	14%	9%	9%	0%	4%	4%	5%	3%	2%	0%	2%	0%	2%	2%	1%	0%	0%	2%	0%	1%	0%	1%	1%	0%
2005	23%	13%	12%	8%	0%	4%	4%	3%	3%	3%	0%	2%	0%	2%	2%	2%	0%	0%	2%	0%	1%	0%	1%	1%	0%
2006	22%	14%	12%	8%	0%	3%	4%	5%	0%	2%	0%	2%	0%	2%	1%	1%	0%	0%	2%	0%	1%	0%	1%	1%	0%

Unter LYS wird bis 1998 nur Lyse Kraft verstanden. Ab 1999 ist darunter der neue Konzern Lyse Energi AS erfasst. Unter SKK läuft bis 1999 Skiensfjordens kommunale kraftselskap AS, danach Skagerak Energi AS.

**Tabelle 32: Marktanteile der größten Unternehmen an Kapazitäten im NP Preisgebiet in Prozent - Quelle: Jahresberichte der Unternehmen mit eig. Bearb.**

Jahr	VAT	FORT	STAT	SYD	BIR	ELS/ DONG	TVO	PVO	E2	HYD	GUL	HE	STO	OSL	BKK	LYS	STORA	KEV	AGD	TEV	NTE	GRA	SKE	HAF	SKK
1993	0%	0%	32%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	6%	0%	0%	0%	8%	5%	5%	0%	2%	0%	3%	2%	0%	0%	2%	2%
1994	0%	0%	32%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	6%	0%	0%	0%	8%	5%	5%	0%	2%	0%	3%	2%	0%	0%	2%	2%
1995	0%	0%	31%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	6%	0%	0%	0%	8%	5%	5%	0%	2%	0%	3%	2%	0%	0%	2%	2%
1996	27%	0%	14%	11%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	4%	0%	4%	3%	2%	2%	2%	1%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
1997	27%	0%	14%	10%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	4%	0%	4%	3%	3%	2%	2%	1%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
1998	20%	7%	11%	8%	6%	0%	2%	4%	0%	2%	0%	1%	0%	3%	2%	2%	2%	1%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
1999	18%	8%	11%	7%	6%	0%	2%	4%	0%	2%	0%	1%	0%	3%	2%	2%	2%	1%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
2000	15%	8%	10%	6%	5%	4%	2%	4%	5%	2%	0%	1%	0%	2%	2%	2%	0%	0%	2%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
2001	16%	7%	11%	7%	5%	4%	2%	4%	5%	2%	0%	1%	0%	2%	2%	2%	0%	0%	2%	1%	1%	1%	1%	1%	0%
2002	17%	12%	13%	7%	0%	4%	2%	4%	5%	2%	0%	1%	0%	2%	2%	2%	0%	0%	2%	0%	1%	1%	1%	1%	0%
2003	18%	12%	12%	7%	0%	4%	2%	4%	5%	1%	0%	1%	0%	2%	2%	2%	0%	0%	2%	0%	1%	0%	1%	1%	0%
2004	18%	12%	12%	8%	0%	4%	2%	4%	5%	1%	0%	1%	0%	2%	2%	2%	0%	0%	2%	0%	1%	0%	1%	1%	0%
2005	18%	12%	12%	8%	0%	4%	2%	4%	5%	2%	0%	1%	0%	2%	2%	2%	0%	0%	2%	0%	1%	0%	1%	1%	0%
2006	20%	12%	12%	8%	0%	7%	2%	4%	0%	2%	0%	1%	0%	2%	2%	2%	0%	0%	2%	0%	1%	0%	1%	1%	0%

## 5.2.2 Deutschland

**Tabelle 33: Marktanteile der größten Unternehmen an Produktion in Deutschland in Prozent - Quelle: JB der Unternehmen, Bundeskartellamt (2000a) sowie (2000b) mit eig. Bearb.**

Jahr	BEWAG	HEW	VEAG	VAT-E	VEW	RWE	ENBW	E.ON	VEBA	VIAG	GKM	STEAG	REST
1999	2%	3%	9%	0%	4%	22%	9%	0%	15%	9%	2%	4%	22%
2000	2%	3%	10%	0%	0%	26%	9%	25%	0%	0%	1%	4%	20%
2001	2%	3%	10%	0%	0%	27%	12%	23%	0%	0%	1%	3%	18%
2002	0%	0%	0%	13%	0%	34%	16%	26%	0%	0%	1%	3%	8%
2003	0%	0%	0%	13%	0%	32%	13%	24%	0%	0%	1%	4%	12%
2004	0%	0%	0%	13%	0%	34%	12%	23%	0%	0%	1%	3%	14%
2005	0%	0%	0%	13%	0%	32%	13%	22%	0%	0%	2%	4%	14%
2006	0%	0%	0%	13%	0%	32%	13%	23%	0%	0%	2%	4%	12%

**Tabelle 34: Marktanteile der größten Unternehmen an Kapazitäten in Deutschland in Prozent - Quelle: JB der Unternehmen, Bundeskartellamt (2000a) sowie (2000b) mit eig. Bearb.**

Jahr	BEWAG	HEW	VEAG	VAT-E	VEW	RWE	ENBW	E.ON	VEBA	VIAG	GKM	STEAG	REST
1999	3%	3%	7%	0%	5%	16%	8%	0%	12%	9%	2%	4%	30%
2000	3%	2%	8%	0%	0%	21%	8%	22%	0%	0%	1%	4%	31%
2001	2%	3%	8%	0%	0%	25%	8%	20%	0%	0%	1%	3%	29%
2002	0%	0%	0%	9%	0%	26%	11%	20%	0%	0%	1%	3%	28%
2003	0%	0%	0%	11%	0%	27%	12%	20%	0%	0%	1%	3%	26%
2004	0%	0%	0%	11%	0%	26%	11%	19%	0%	0%	1%	3%	27%
2005	0%	0%	0%	11%	0%	25%	11%	19%	0%	0%	1%	5%	27%
2006	0%	0%	0%	11%	0%	25%	11%	19%	0%	0%	1%	4%	28%

### 5.2.3 Großbritannien

**Tabelle 35: Marktanteile der größten Unternehmen an Produktion in Großbritannien in Prozent - Quelle: JB der Unternehmen, Monopolies and Mergers Commission (1996) mit eig. Bearb.**

Jahr	NaP	PG	NEP	BE	BNFL	SP	SSE	TXU	ED	AES	EDF	AEP	IN	Drax	CEN
1990	41%	25%	16%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
1991	39%	25%	16%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
1992	36%	24%	19%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
1993	31%	22%	21%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
1994	30%	23%	20%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
1995	29%	21%	20%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
1996	28%	20%	0%	19%	4%	4%	0%	4%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
1997	21%	18%	0%	20%	4%	4%	0%	8%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
1998	18%	16%	0%	19%	6%	4%	0%	8%	1%	1%	0%	0%	0%	0%	0%
1999	18%	13%	0%	20%	6%	4%	6%	7%	4%	1%	0%	0%	0%	0%	0%
2000	14%	12%	0%	18%	6%	5%	6%	5%	5%	7%	1%	0%	0%	0%	0%
2001	0%	8%	0%	19%	5%	5%	5%	5%	1%	7%	3%	0%	9%	0%	1%
2002	0%	9%	0%	20%	4%	5%	6%	0%	0%	6%	6%	4%	8%	0%	2%
2003	0%	9%	0%	18%	4%	5%	6%	0%	0%	1%	6%	4%	10%	5%	2%
2004	0%	9%	0%	19%	5%	5%	10%	0%	0%	1%	7%	0%	9%	6%	3%
2005	0%	10%	0%	18%	4%	5%	10%	0%	0%	1%	6%	0%	9%	6%	3%
2006	0%	9%	0%	18%	4%	6%	11%	0%	0%	0%	7%	0%	10%	7%	3%

**Tabelle 36: Marktanteile der größten Unternehmen an Kapazitäten in Großbritannien in Prozent - Quelle: JB der Unternehmen, Monopolies and Mergers Commission (1996) mit eig. Bearb.**

<b>Jahr</b>	<b>NaP</b>	<b>PG</b>	<b>NEP</b>	<b>BE</b>	<b>BNFL</b>	<b>SP</b>	<b>SSE</b>	<b>TXU</b>	<b>ED</b>	<b>AES</b>	<b>EDF</b>	<b>AEP</b>	<b>IN</b>	<b>Drax</b>	<b>CEN</b>
1990	40%	24%	12%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
1991	39%	25%	13%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
1992	38%	27%	15%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
1993	32%	23%	15%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
1994	28%	23%	14%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
1995	29%	22%	15%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
1996	27%	23%	0%	13%	5%	6%	0%	1%	3%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
1997	22%	20%	0%	13%	5%	7%	0%	9%	3%	1%	0%	0%	0%	0%	0%
1998	22%	19%	0%	13%	5%	6%	0%	9%	3%	1%	0%	0%	0%	0%	0%
1999	21%	11%	0%	13%	5%	6%	8%	9%	8%	6%	0%	0%	0%	0%	0%
2000	13%	10%	0%	12%	4%	6%	7%	7%	8%	7%	4%	0%	0%	0%	0%
2001	0%	9%	0%	15%	3%	7%	8%	4%	3%	7%	6%	0%	10%	0%	2%
2002	0%	14%	0%	15%	3%	7%	9%	0%	3%	6%	7%	6%	11%	0%	2%
2003	0%	12%	0%	15%	3%	6%	9%	0%	3%	1%	6%	5%	11%	5%	3%
2004	0%	11%	0%	14%	3%	7%	12%	0%	0%	1%	6%	0%	11%	5%	4%
2005	0%	13%	0%	14%	3%	8%	12%	0%	0%	1%	6%	0%	11%	5%	4%
2006	0%	13%	0%	14%	3%	8%	12%	0%	0%	0%	6%	0%	11%	5%	4%



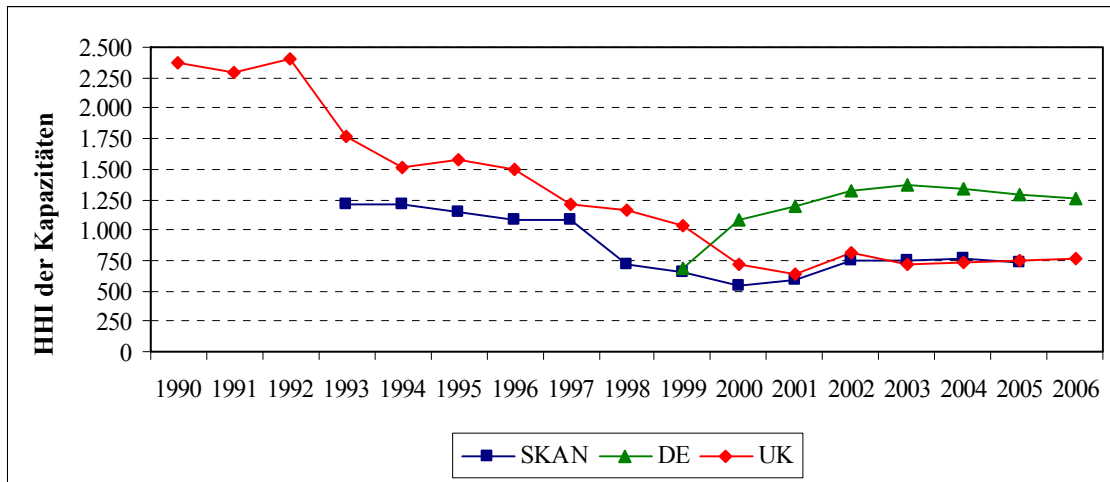


Abbildung 54: HHI der Kapazitäten im Vergleich

### 5.3 Beteiligungsmatrizen

#### 5.3.1 Beteiligungen im Nord Pool-Preisgebiet

Folgende Tabellen geben die direkten Beteiligungen einzelner Elektrizitätsunternehmen im Nord Pool-Preisgebiet an anderen Produktionsunternehmen der Branche wieder. Es handelt sich hierbei, wie beschrieben, nur um direkte Anteile von Unternehmen der Stromproduktion an anderen Unternehmen dieser Wertschöpfungskette. Einige der Unternehmen haben durch andere Unternehmen am Markt auch indirekte Beteiligungen, z.B. besitzt Helsingin Energia über Mankala Oy (Tochterunternehmen) und Etelä-Pohjanmaan Voima Oy auch indirekte Anteile an TVO. Die Aktien zu Etelä-Pohjanmaan Voima Oy wurden 2000 von Fortum übernommen.<sup>335</sup> Diese wurden nicht berücksichtigt – sofern nicht anders angegeben.

Darüber hinaus wurden nur jene Unternehmen erfasst, die im entsprechenden Zeitraum dem Preisgebiet angehörten. Bei den Daten zur Berechnung der Marktanteile wurden jene verwendet, die von den einzelnen Unternehmen in ihren Abschlüssen als Eigenproduktion oder als eigene Kapazitäten (inkl. konsolidierten Tochtergesellschaften) angeführt wurden. Entsprechend der Berechnung des korrigierten HHI erhöhen sich diese Angaben um die Produktion aus den Beteiligungen.

<sup>335</sup> Helsingin Energia (2007), S. 20.

Allgemeine Angaben zur Differenz von Von der Fehr und den Berechnungen dieser Arbeit:

1. In dieser Arbeit wurden Gemeinschaftskraftwerke zwar angeführt, jedoch nicht in die finale Berechnung des HHI mitaufgenommen. Die von den Unternehmen angegebenen Produktions- und Kapazitätsdaten enthalten somit die Anteile an diesen Kraftwerken.
2. Verkaufsgesellschaften wurden nicht mitberücksichtigt.
3. Von der Fehr et al. (1998) berechneten den HHI und den korrigierten HHI auf Basis von Mittelwerten des Jahres 1997. Bei den Daten dieser Arbeit handelt es sich um Produktions- bzw. Kapazitätsdaten des entsprechenden Jahres lt. Angabe der Produzenten in ihren Jahresberichten.

Tabelle 37: Direkte Beteiligungen im Norden 1993; Quelle: Jahresberichte der Unternehmen mit eig. Bearb.

1993	VAT	FORT	STAT	SYD	BIR	ELS	TVO	PVO	E2	HYD	GUL	HE	STO	OSL	BKK	LYS	STORA	KEV	AGD	TEV	NTE	GRA	SKE	HAF	SKK
VAT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
FORT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
STAT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SYD	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
BIR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ELS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TVO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PVO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
E2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HYD	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
GUL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
STO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
OSL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
BKK	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
LYS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
STORA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
KEV	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
AGD	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TEV	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
GRA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SKE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HAF	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SKK	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Kommentar zu 1993:

Die Beteiligungen von schwedischen, finnischen und dänischen Unternehmen wurden hier nicht mit aufgenommen, da der Markt von 1993 bis 1995 nur Norwegen umfasste. In diesen Jahren hielt Vattenfall an Hafslund 20%, an Gullspångs Kraft 16,4%; Sydkraft an Graningeverken 20% und Graningeverken an Gullspångs Kraft 14,4% (Stimmrechtsanteile).<sup>336</sup>

<sup>336</sup> Gundersen, Eivind und Atle Midttun (1997), S. 43ff.

Tabelle 38: Direkte Beteiligungen im Norden 1994; Quelle: Jahresberichte der Unternehmen mit eig. Bearb.

1994	VAT	FORT	STAT	SYD	BIR	ELS	TVO	PVO	E2	HYD	GUL	HE	STO	OSL	BKK	LYS	STORA	KEV	AGD	TEV	NTE	GRA	SKE	HAF	SKK
VAT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
FORT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
STAT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SYD	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
BIR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ELS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TVO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PVO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
E2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HYD	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
GUL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
STO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
OSL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
BKK	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
LYS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
STORA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
KEV	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
AGD	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TEV	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
GRA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SKE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HAF	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SKK	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Kommentar 1994:

Die Beteiligungen von schwedischen, finnischen und dänischen Unternehmen wurden hier nicht mit aufgenommen, da der Markt von 1993 bis 1995 nur Norwegen umfasste.

Tabelle 39: Direkte Beteiligungen im Norden 1995; Quelle: Jahresberichte der Unternehmen mit eig. Bearb.

1995	VAT	FORT	STAT	SYD	BIR	ELS	TVO	PVO	E2	HYD	GUL	HE	STO	OSL	BKK	LYS	STORA	KEV	AGD	TEV	NTE	GRA	SKE	HAF	SKK
VAT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
FORT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
STAT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SYD	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
BIR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ELS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TVO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PVO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
E2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HYD	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
GUL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
STO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
OSL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
BKK	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
LYS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
STORA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
KEV	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
AGD	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TEV	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
GRA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SKE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HAF	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SKK	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Kommentar 1994:

Die Beteiligungen von schwedischen, finnischen und dänischen Unternehmen wurden hier nicht mit aufgenommen, da der Markt von 1993 bis 1995 nur Norwegen umfasste.

Tabelle 40: Direkte Beteiligungen im Norden 1996; Quelle: Jahresberichte der Unternehmen mit eig. Bearb.

1996	VAT	FORT	STAT	SYD	BIR	ELS	TVO	PVO	E2	HYD	GUL	HE	STO	OSL	BKK	LYS	STORA	KEV	AGD	TEV	NTE	GRA	SKE	HAF	SKK
VAT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,07	0,00
FORT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
STAT	0,00	0,00	0,00	0,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SYD	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,20	0,00	0,00	0,00
BIR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ELS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TVO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PVO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
E2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HYD	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
GUL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
STO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
OSL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,11	0,00
BKK	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,00
LYS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
STORA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
KEV	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
AGD	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TEV	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
GRA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SKE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HAF	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SKK	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Kommentar 1996:

1996 stieg Statkraft bei Sydkraft AB und Oslo Energi Produksjon ein. Vattenfall hielt an Hafslund 10,8% (Stimmrechtsanteile)<sup>337</sup>, Sydkraft an Graningeverken 19,9%<sup>338</sup>, Fortum an Gullspångs Kraft 44% Aktienkapital.<sup>339</sup> Die Beteiligung von Fortum ist nicht angeführt, da Finnland erst 1998 zum nordischen Markt beiträt. BKK kaufte Bergen Lysverker im Westen Norwegens.<sup>340</sup> Graningeverken AB stieg bei Gullspångs Kraft ein.<sup>341</sup>

<sup>337</sup> Gundersen, Eivind und Atle Midttun (1997), S. 47f.

<sup>338</sup> Midttun, Atle (2001), S. 27.

<sup>339</sup> IVO stieg 1996 in Gullspångs Kraft mit einem Stimmrechtsanteil von 51,5% ein.

<sup>340</sup> Midttun, Atle (2001), S. 36.

<sup>341</sup> Gundersen, Eivind und Atle Midttun (1997), S. 44 sowie Midttun, Atle (2001), S. 27.

Tabelle 41: Direkte Beteiligungen im Norden 1997; Quelle: Jahresberichte der Unternehmen mit eig. Bearb.

1997	VAT	FORT	STAT	SYD	BIR	ELS	TVO	PVO	E2	HYD	GUL	HE	STO	OSL	BKK	LYS	STORA	KEV	AGD	TEV	NTE	GRA	SKE	HAF	SKK
VAT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,12	0,00
FORT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
STAT	0,00	0,00	0,00	0,17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SYD	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,20	0,00	0,00	0,00
BIR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ELS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TVO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PVO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
E2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HYD	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
GUL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
STO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
OSL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,11	0,00
BKK	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
LYS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
STORA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
KEV	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
AGD	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TEV	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
GRA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SKE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HAF	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SKK	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Kommentar 1997:

Fortum gliederte Gullspångs Kraft nach dem Aktienkauf von Graningeverken, ein.<sup>342</sup> BKK verkaufte den Anteil an Hafslund, da es durch die Fusion mit Bergen Lysverker zu einer Neuorientierung des Unternehmens kam.<sup>343</sup>

<sup>342</sup> Midttun, Atle (2001), S. 49f

<sup>343</sup> Gundersen, Eivind und Atle Midttun (1997), S. 37.

Tabelle 42: Direkte Beteiligungen im Norden 1998; Quelle: Jahresberichte der Unternehmen mit eig. Bearb.

1998	VAT	FORT	STAT	SYD	BIR	ELS	TVO	PVO	E2	HYD	GUL	HE	STO	OSL	BKK	LYS	STORA	KEV	AGD	TEV	NTE	GRA	SKE	HAF	SKK
VAT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,12	0,00
FORT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,50	0,00	0,27	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
STAT	0,00	0,00	0,00	0,18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SYD	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,20	0,00	0,00	0,00
BIR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ELS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TVO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PVO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,57	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
E2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HYD	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
GUL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
STO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
OSL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,20	0,00
BKK	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
LYS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
STORA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
KEV	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
AGD	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TEV	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
GRA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SKE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HAF	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SKK	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Kommentar 1998:

Im Herbst 1998 fusionierten Gullspångs Kraft und Stockholm Energi und bildeten Birka Energi AB (BIR), ein Joint-Venture-Unternehmen von Fortum und der Stadt Stockholm.<sup>344</sup> Gullspångs Kraft AB produzierte in diesem Jahr 11,3 TWh an Elektrizität und besaß Kapazitäten im Ausmaß von 2.577 MW. Diese wurden bei der Berechnung nicht extra berücksichtigt, da diese Werte durch die Fusion von Gullspångs Kraft AB und Stockholm Energi zu Birka bereits im Mutterkonzern zu 100% aufgenommen wurden.<sup>345</sup> Der Lyse Konzern wurde gebildet, der auch Unternehmen Lyse Kraft umfasste.<sup>346</sup>

<sup>344</sup> Fortum Corporation (1999), S. 22.

<sup>345</sup> Ebd., S. 22.

<sup>346</sup> Midttun, Atle (2001), S. 37f.



Tabelle 43: Direkte Beteiligungen im Norden 1999; Quelle: Jahresberichte der Unternehmen mit eig. Bearb.

1999	VAT	FORT	STAT	SYD	BIR	ELS	TVO	PVO	E2	HYD	GUL	HE	STO	OSL	BKK	LYS	STORA	KEV	AGD	TEV	NTE	GRA	SKE	HAF	SKK
VAT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,12	0,00
FORT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,50	0,00	0,27	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
STAT	0,00	0,00	0,00	0,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,20	0,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SYD	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,23	0,00	0,00	0,00
BIR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ELS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TVO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PVO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,57	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
E2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HYD	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
GUL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
STO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
OSL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,32	0,00
BKK	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
LYS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
STORA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
KEV	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
AGD	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TEV	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
GRA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SKE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HAF	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SKK	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Kommentar 1999:

1999 stieg Statkraft durch Beteiligungen bei BKK ein.<sup>347</sup> Der Anteil von Oslo Energi an Hafslund lief über Oslo Energi Holding, dem Mutterunternehmen von Oslo Energi Produksjon. Vattenfalls Anteil an der Vertriebstocher Oslo Energi wurde nicht berücksichtigt, da dieses Unternehmen von der Produktion unabhängig ist. Vattenfall hielt keine Beteiligung an der Holding selbst.<sup>348</sup>

<sup>347</sup> BKK AS (2000), S. 5.

<sup>348</sup> Midttun, Atle (2001), S. 38f.

Tabelle 44: Direkte Beteiligungen im Norden 2000; Quelle: Jahresberichte der Unternehmen mit eig. Bearb.

2000	VAT	FORT	STAT	SYD	BIR	ELS	TVO	PVO	E2	HYD	GUL	HE	STO	OSL	BKK	LYS	STORA	KEV	AGD	TEV	NTE	GRA	SKE	HAF	SKK
VAT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,21	0,00
FORT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,50	0,00	0,27	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
STAT	0,00	0,00	0,00	0,35	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,20	0,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,34
SYD	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,23	0,00	0,00	0,00
BIR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ELS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TVO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PVO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,57	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
E2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HYD	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
GUL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
STO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
OSL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,32	0,00
BKK	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
LYS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
STORA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
KEV	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
AGD	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TEV	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
GRA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SKE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HAF	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SKK	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Kommentar zu 2000:

Stora Enso (STORA) verkaufte 2000 alle Kapazitäten an Fortum, hielt aber weiter Anteile an PVO.<sup>349</sup> Diese wurden bei der finalen Berechnung entfernt.

Am 30. 6. 2000 fusionierten Vest-Agder Energi, Kristiansand Energiverk (KEV) und Aust-Agder Kraftverk zu Agder Energi (AGD).<sup>350</sup> Statkraft hielt 34% bei Vestfold Kraft AS und Skienfjordens Kommunale Kraftselskap AS (SKK bis 1999). Diese beiden Unternehmen fusionierten 2000. Der Anteil von Statkraft am neuen Unternehmen Skagerak Energi AS blieb gleich. Statkraft erhöhte die Beteiligungen von Sydkraft<sup>351</sup> und Vattenfall jene an Hafslund auf über 20%.<sup>352</sup>

<sup>349</sup> Fortum Corporation (2001), S. 11.

<sup>350</sup> Agder Energi AS (2002), S. 4.

<sup>351</sup> Codognet, Marc-Kévin et al. (2003), S. 117ff.

<sup>352</sup> Ebd., S. 98.

Tabelle 45: Direkte Beteiligungen im Norden 2001; Quelle: Jahresberichte der Unternehmen mit eig. Bearb.

2001	VAT	FORT	STAT	SYD	BIR	ELS	TVO	PVO	E2	HYD	GUL	HE	STO	OSL	BKK	LYS	STORA	KEV	AGD	TEV	NTE	GRA	SKE	HAF	SKK
VAT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,09	0,00
FORT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,50	0,00	0,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
STAT	0,00	0,00	0,00	0,36	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,20	0,26	0,00	0,00	0,00	0,46	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,66
SYD	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,23	0,00	0,26	0,00
BIR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ELS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TVO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PVO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,57	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
E2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HYD	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
GUL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
STO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
OSL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,29	0,00
BKK	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
LYS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
STORA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
KEV	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
AGD	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TEV	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
GRA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SKE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HAF	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SKK	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Kommentar zu 2001:

Nach der Fusion von Vestfold Kraft und Skiensfjordens kommunale kraftselskap zu Skagerak Energi AS (SKK) am 1. 1. 2001, veräußerten die Gemeinden von Vestfold im September desselben Jahres ihren Anteil an SKK an Statkraft. Damit hielt der Statkraft-Konzern 66,62% der Aktien an SKK und gliederte SKK ein.<sup>353</sup> Produktionsvolumen und Kapazitäten von SKK sind somit seit 2001 Bestandteil des Statkraft Konzerns.

<sup>353</sup> Skagerak Energi AS (2002), S. 4.

Tabelle 46: Direkte Beteiligungen im Norden 2002; Quelle: Jahresberichte der Unternehmen mit eig. Bearb.

2002	VAT	FORT	STAT	SYD	BIR	ELS	TVO	PVO	E2	HYD	GUL	HE	STO	OSL	BKK	LYS	STORA	KEV	AGD	TEV	NTE	GRA	SKE	HAF	SKK
VAT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
FORT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,27	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
STAT	0,00	0,00	0,00	0,45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,20	0,50	0,00	0,00	0,00	0,46	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,66
SYD	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,23	0,00	0,21	0,00
BIR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ELS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TVO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PVO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,57	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
E2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HYD	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
GUL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
STO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
OSL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
BKK	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
LYS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
STORA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
KEV	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
AGD	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TEV	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
GRA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SKE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HAF	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SKK	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Kommentar zu 2002:

Trondheim Energiverk (TEV) wurde 2002 eine 100%-ige Tochter von Statkraft.<sup>354</sup> Birka Energi AB ist seit 2002 eine 100%-ige Tochter von Fortum.<sup>355</sup> Der Jahresbericht von Fortum 2002 inkludierte bereits 100% von Birka Energi, nachdem der finnische Konzern im Februar 2002 die restlichen 50% von der Stadt Stockholm an Birka erworben hatte.<sup>356</sup>

<sup>354</sup> Statkraft (2003), S. 18.

<sup>355</sup> Fortum Corporation (2003), S. 43.

<sup>356</sup> Ebd., S. 14.

Tabelle 47: Direkte Beteiligungen im Norden 2003; Quelle: Jahresberichte der Unternehmen mit eig. Bearb.

2003	VAT	FORT	STAT	SYD	BIR	ELS	TVO	PVO	E2	HYD	GUL	HE	STO	OSL	BKK	LYS	STORA	KEV	AGD	TEV	NTE	GRA	SKE	HAF	SKK
VAT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
FORT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,27	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,34	0,00
STAT	0,00	0,00	0,00	0,45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,20	0,50	0,00	0,00	0,00	0,46	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SYD	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
BIR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ELS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TVO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PVO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,57	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
E2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HYD	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
GUL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
STO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
OSL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
BKK	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
LYS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
STORA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
KEV	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
AGD	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TEV	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
GRA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SKE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HAF	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SKK	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Kommentar zu 2003:

Graningeverkens AB (GRA) ist seit 2003 eine Tochter von Sydkraft. 2003 betrug der Anteil 79%.<sup>357</sup>

<sup>357</sup> Sydkraft AB (2004), S. 5 und S. 35.

**Tabelle 48: Direkte Beteiligungen im Norden 2004; Quelle: Jahresberichte der Unternehmen mit eig. Bearb.**

2004	VAT	FORT	STAT	SYD	BIR	ELS	TVO	PVO	E2	HYD	GUL	HE	STO	OSL	BKK	LYS	STORA	KEV	AGD	TEV	NTE	GRA	SKE	HAF	SKK
VAT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
FORT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,34	0,00
STAT	0,00	0,00	0,00	0,45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,50	0,00	0,00	0,00	0,46	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SYD	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
BIR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ELS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,36	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TVO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PVO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,57	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
E2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HYD	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
GUL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
STO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
OSL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
BKK	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
LYS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
STORA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
KEV	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
AGD	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TEV	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
GRA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SKE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HAF	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SKK	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Kommentar zu 2004:

Die direkte Beteiligung von Elsam (ELS) an Energi E2 im Jahr 2004 betrug nur 36%. An NESA A/S hielt Elsam ca. 87%. NESA besaß ca. 36% der Aktien an E2. Wenn die indirekten Anteile mitberücksichtigt werden, erhöht sich die Beteiligung von Elsam an E2 somit auf ca. 67%.<sup>358</sup>

<sup>358</sup> Elsam A/S (2006), S. 5.

Tabelle 49: Direkte Beteiligungen im Norden 2005; Quelle: Jahresberichte der Unternehmen mit eig. Bearb.

2005	VAT	FORT	STAT	SYD	BIR	ELS	TVO	PVO	E2	HYD	GUL	HE	STO	OSL	BKK	LYS	STORA	KEV	AGD	TEV	NTE	GRA	SKE	HAF	SKK
VAT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,35	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
FORT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,27	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,34	0,00
STAT	0,00	0,00	0,00	0,45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,50	0,00	0,00	0,00	0,46	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SYD	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
BIR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ELS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,36	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TVO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PVO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,58	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
E2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HYD	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
GUL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
STO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
OSL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
BKK	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
LYS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
STORA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
KEV	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
AGD	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TEV	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
GRA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SKE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HAF	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SKK	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Kommentar zu 2005:

Die direkte Beteiligung von Elsam (ELS) an Energi E2 im Jahr 2005 betrug nur 36%. An NES A/S hielt Elsam ca. 87%. NES A/S besaß ca. 36% der Aktien an E2. Wenn die indirekten Anteile mitberücksichtigt werden, erhöht sich die Beteiligung von Elsam an E2 somit auf ca. 67%.<sup>359</sup>

<sup>359</sup> Elsam A/S (2006), S. 5.

Tabelle 50: Direkte Beteiligungen im Norden 2006; Quelle: Jahresberichte der Unternehmen mit eig. Bearb.

2006	VAT	FORT	STAT	SYD	BIR	ELS	TVO	PVO	E2	HYD	GUL	HE	STO	OSL	BKK	LYS	STORA	KEV	AGD	TEV	NTE	GRA	SKE	HAF	SKK
VAT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
FORT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,34	0,00
STAT	0,00	0,00	0,00	0,45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,50	0,00	0,00	0,00	0,46	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SYD	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
BIR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ELS/DONG	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TVO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PVO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,58	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
E2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HYD	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
GUL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
STO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
OSL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
BKK	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
LYS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
STORA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
KEV	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
AGD	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TEV	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
GRA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SKE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HAF	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SKK	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Kommentar zu 2006:

Die grau unterlegten Unternehmen sind bereits durch Fusionen als eigenständige Unternehmen aus dem Markt verschwunden. DONG Energy (DONG) übernahm 2006 die Kapazitäten von Elsam (ELS) und Energi E2 und vereinte diese in einem Unternehmen.<sup>360</sup>

<sup>360</sup> DONG Energy A/S (2007), S. 2.



### 5.3.2 Beteiligungen in Deutschland

**Tabelle 51: Beteiligungen in Deutschland 1999; Quelle: JB der Unternehmen, Bundeskartellamt (2000a) und Europäische Kommission (2000) mit eig. Bearb.**

1999	BEWAG	HEW	VEAG	VAT-E	VEW	RWE	ENBW	EON	VEBA	VIAG	GKM	STEAG
BEWAG	1,00	0,00	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HEW	0,00	1,00	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
VEAG	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
VAT-E	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
VEW	0,00	0,00	0,06	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,22
RWE	0,00	0,00	0,26	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,13
ENBW	0,00	0,00	0,06	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,32	0,00
EON	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00
VEBA	0,23	0,15	0,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,10	0,00	0,40
VIAG	0,26	0,00	0,23	0,00	0,11	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00
GKM	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00
STEAG	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00

Kommentar 1999:

Beteiligungen an VEAG: Die Anteile von BEWAG, HEW, VEW und EnBW sind nicht direkt, sondern laufen über die EBH Energiebeteiligungsholding GmbH, Dortmund. Die genannten Unternehmen waren mit je 25% an der EBH beteiligt. Diese wiederum war mit 25% an der VEAG beteiligt.<sup>361</sup>

Beteiligungen an STEAG: VEW hielt 30,2%<sup>362</sup> und VEBA 39,2% an der RAG AG. Diese wiederum war zu 71,5% an der STEAG beteiligt. An der Energiebeteiligungsgesellschaft mbH, die ca. 26% an der STEAG hielt, waren sowohl RWE (49,7%) als auch VEBA (50,36%) beteiligt<sup>363</sup>.

Beteiligung EnBW an GKM: Die Anteile von 32% der EnBW bleiben im gesamten Analysezeitraum gleich.<sup>364</sup>

Beteiligungen von VEBA: PreussenElektra war eine 100%-Tochter des VEBA-Konzerns. VEBA hielt Anteile an der Bewag AG, Berlin (23%), den Hamburgischen Electricitäts-Werken (15,4%), der Veag Vereinigte Energiewerke AG, Berlin (26,3%), der RAG AG, Essen (39,2%) und an der VIAG AG, München (10%).<sup>365</sup>

Beteiligungen von VIAG: Die VIAG AG war das Mutterunternehmen der Bayernwerke AG (94,9% Kapitalanteil, 100% Stimmrechtsanteil). Laut Jahresbericht 1999 hielt das Unternehmen folgende Beteiligungen: Bewag AG, Berlin (26%), VEAG Vereinigte Energiewerke AG, Berlin (22,5%), VEW AG, Dortmund (11,1%).<sup>366</sup>

<sup>361</sup> Bundeskartellamt (2000a), S. 20.

<sup>362</sup> VEW AG (2000), S. 89.

<sup>363</sup> Europäische Kommission (2000), S. 30.

<sup>364</sup> Vgl. Jahresberichte von EnBW von 1999 bis 2006.

<sup>365</sup> VEBA AG (2000), S. 118f.

<sup>366</sup> VIAG Aktiengesellschaft (2000), S. 108f.

**Tabelle 52: Beteiligungen in Deutschland 2000; Quelle: Jahresberichte der Unternehmen und Bundeskartellamt (2000a) mit eig. Bearb.**

2000	BEWAG	HEW	VEAG	VAT-E	VEW	RWE	ENBW	E.ON	VEBA	VIAG	GKK	STEAG
BEWAG	1,00	0,00	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HEW	0,00	1,00	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
VEAG	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
VAT-E	0,00	0,26	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
VEW	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
RWE	0,00	0,00	0,33	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,35
ENBW	0,00	0,00	0,06	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,32	0,00
E.ON	0,49	0,15	0,49	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,41
VEBA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00
VIAG	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00
GKK	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00
STEAG	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00

Kommentar 2000:

Im Jahr 2000 wurde die Fusion von RWE und VEW vollzogen.<sup>367</sup> VEBA und VIAG fusionierten im Juni 2000 zur E.ON AG.<sup>368</sup>

Beteiligungen VEAG: Die Anteile von BEWAG, HEW, VEW und EnBW sind nicht direkt, sondern laufen über die EBH. Die genannten Unternehmen waren mit je 25% an der EBH beteiligt. Diese wiederum war mit 25% an der VEAG beteiligt.<sup>369</sup>

Beteiligung RWE an STEAG: Die RWE Energie AG war über die Energiebeteiligungs GmbH (Anteil von ca. 50%) an der STEAG AG (ca. 26%) beteiligt.<sup>370</sup> Indirekt hielt RWE über die RAG AG (30%)<sup>371</sup> Anteile an der STEAG. Die Anteile der RAG AG an der STEAG betragen 72,2%. Der in der Matrix erfasste Betrag ergibt sich somit wie folgt:  $50\% \cdot 25,9\% + 30\% \cdot 72,2\% = 34,6\%$ .

Beteiligung E.ON an STEAG: Die E.ON AG (26%) und PreussenElektra Kraftwerke AG (24%) hielten Anteile an der Gesellschaft für Energiebeteiligungs GmbH, die 25,9% an der STEAG hielt. Über den Anteil von E.ON an der RAG AG (39,2%) hielt das Unternehmen einen weiteren indirekten Posten an der STEAG. Die RAG hielt 72,2% an der STEAG AG, d. h.  $50\% \cdot 25,9\% + 39,2\% \cdot 72,2\% = 41,25\%$ .<sup>372</sup>

<sup>367</sup> RWE AG (2001), S. 16.

<sup>368</sup> E.ON AG (2001), S. 14

<sup>369</sup> Bundeskartellamt (2000a), S. 20.

<sup>370</sup> STEAG AG (2001), S. 76

<sup>371</sup> RWE AG (2001), S. 48.

<sup>372</sup> STEAG AG (2001), S. 76 sowie E.ON AG (2001), S. 143.

**Tabelle 53: Beteiligungen in Deutschland 2001; Quelle: Jahresberichte der Unternehmen mit eig. Bearb.**

2001	BEWAG	HEW	VEAG	VAT-E	VEW	RWE	ENBW	E.ON	VEBA	VIAG	GKM	STEAG
BEWAG	1,00	0,00	0,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HEW	0,45	1,00	0,81	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
VEAG	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
VAT-E	0,00	0,74	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
VEW	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
RWE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,35
ENBW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,32	0,00
E.ON	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,41
VEBA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00
VIAG	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00
GKM	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00
STEAG	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00

**Kommentar 2001:**

Beteiligung RWE an STEAG: Über die Energiebeteiligungs GmbH (25,9%, deren Eigner RWE Power AG mit 49,70% war) und über RAG AG 30%, die wiederum 72,20% an STEAG hielt<sup>373</sup>, d. h. die Beteiligung wurde wie folgt berechnet:  $49,7\% * 25,9\% + 30\% * 72,2\% = 34,53\%$ .

Beteiligung E.ON an STEAG: Die E.ON AG (26,23%) und die E.ON Kraftwerke GmbH (26,23%) hielten Anteile an der Gesellschaft für Energiebeteiligungs GmbH, die 25,9% an STEAG hielt. Über den Anteil von E.ON an der RAG AG (39,2%) hielt das Unternehmen einen weiteren indirekten Posten an der STEAG. Die RAG hielt 72,2% an der STEAG AG, d. h.  $(26,23\% + 24,07\%) * 25,9\% + 39,2\% * 72,2\% = 41,33\%$ .<sup>374</sup>

<sup>373</sup> STEAG AG (2002), S. 84 sowie RWE AG (2002), S. 132.

<sup>374</sup> STEAG AG (2002), S. 84 sowie E.ON AG (2002), S. 141.

**Tabelle 54: Beteiligungen in Deutschland 2002; Quelle: Jahresberichte der Unternehmen mit eig. Bearb.**

2002	BEWAG	HEW	VEAG	VAT-E	VEW	RWE	ENBW	E.ON	VEBA	VIAG	GKM	STEAG
BEWAG	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HEW	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
VEAG	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
VAT-E	0,90	0,97	0,97	1,00	0,00	0,00	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
VEW	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
RWE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,40	0,30
ENBW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,32	0,00
E.ON	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,39
VEBA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00
VIAG	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00
GKM	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00
STEAG	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00

Kommentar 2002:

Ab 1. 4. 2002 übernahm die RWE Power AG die Anteile der Pfalzwerke AG am Großkraftwerk Mannheim (GKM) von 40%.<sup>375</sup>

Seit 2002 ist die STEAG AG eine 100%-Tochter der RAG AG.<sup>376</sup> Sowohl E.ON<sup>377</sup> als auch RWE<sup>378</sup> hielten Beteiligungen an der RAG AG.

Im Jahr 2002 wurde die Fusion von HEW, LAUBAG und VEAG abgeschlossen. Der Name des neuen Unternehmens ist Vattenfall Europe AG. Bewag wurde bereits 2002 voll konsolidiert.<sup>379</sup>

<sup>375</sup> Großkraftwerk Mannheim Aktiengesellschaft (2003), S. 31.

<sup>376</sup> STEAG AG (2003), S. 79.

<sup>377</sup> E.ON AG (2003), S. 165. Die E.ON AG hielt 39,2% an der RAG AG.

<sup>378</sup> RWE AG (2003), S. 158. Die RWE AG hielt 30,2% an der RAG AG.

<sup>379</sup> Vattenfall AB (2003), S. 17.

**Tabelle 55: Beteiligungen in Deutschland 2003; Quelle: Jahresberichte der Unternehmen mit eig. Bearb.**

2003	BEWAG	HEW	VEAG	VAT-E	VEW	RWE	ENBW	E.ON	VEBA	VIAG	GKM	STEAG
BEWAG	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HEW	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
VEAG	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
VAT-E	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
VEW	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
RWE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,40	0,30
ENBW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,32	0,00
E.ON	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,39
VEBA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00
VIAG	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00
GKM	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00
STEAG	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00

**Tabelle 56: Beteiligungen in Deutschland 2004; Quelle: Jahresberichte der Unternehmen mit eig. Bearb.**

2004	BEWAG	HEW	VEAG	VAT-E	VEW	RWE	ENBW	E.ON	VEBA	VIAG	GKM	STEAG
BEWAG	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HEW	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
VEAG	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
VAT-E	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
VEW	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
RWE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,40	0,30
ENBW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,32	0,00
E.ON	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,39
VEBA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00
VIAG	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00
GKM	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00
STEAG	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00

**Tabelle 57: Beteiligungen in Deutschland 2005; Quelle: Jahresberichte der Unternehmen mit eig. Bearb.**

2005	BEWAG	HEW	VEAG	VAT-E	VEW	RWE	ENBW	E.ON	VEBA	VIAG	GKM	STEAG
BEWAG	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HEW	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
VEAG	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
VAT-E	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
VEW	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
RWE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,40	0,30
ENBW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,32	0,00
E.ON	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,39
VEBA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00
VIAG	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00
GKM	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00
STEAG	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00

**Tabelle 58: Beteiligungen in Deutschland 2006; Quelle: Jahresberichte der Unternehmen mit eig. Bearb.**

2006	BEWAG	HEW	VEAG	VAT-E	VEW	RWE	ENBW	E.ON	VEBA	VIAG	GKM	STEAG
BEWAG	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HEW	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
VEAG	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
VAT-E	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
VEW	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
RWE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,40	0,30
ENBW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,32	0,00
E.ON	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,39
VEBA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00
VIAG	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00
GKM	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00
STEAG	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00

Kommentar zu 2006: RWE hielt 30% an RAG AG, deren 100%-Tochter die STEAG war.<sup>380</sup> Der Anteil von E.ON an der RAG AG betrug lt. Jahresbericht 39,2%.<sup>381</sup>

<sup>380</sup> STEAG AG (2005), S. 36.

<sup>381</sup> E.ON AG (2007), S. 205.

5.4 Anhang zu Produktion und Konsum

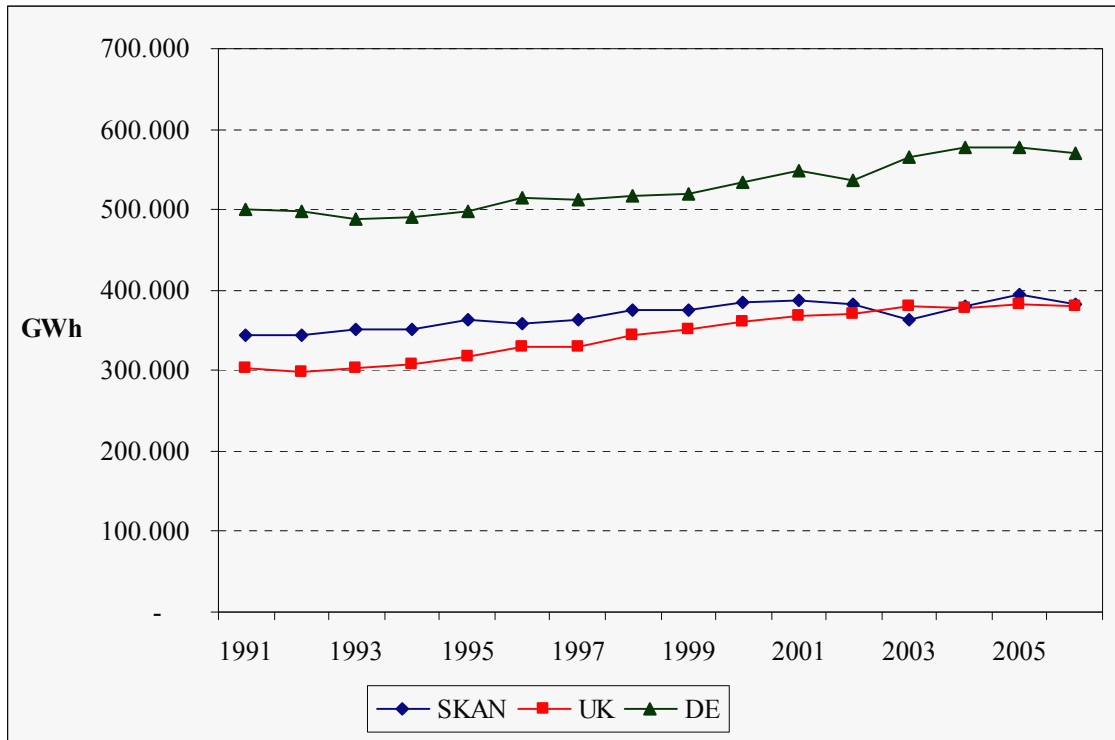


Abbildung 55: Entwicklung der Stromproduktion im Vergleich; Quelle: Eurostat

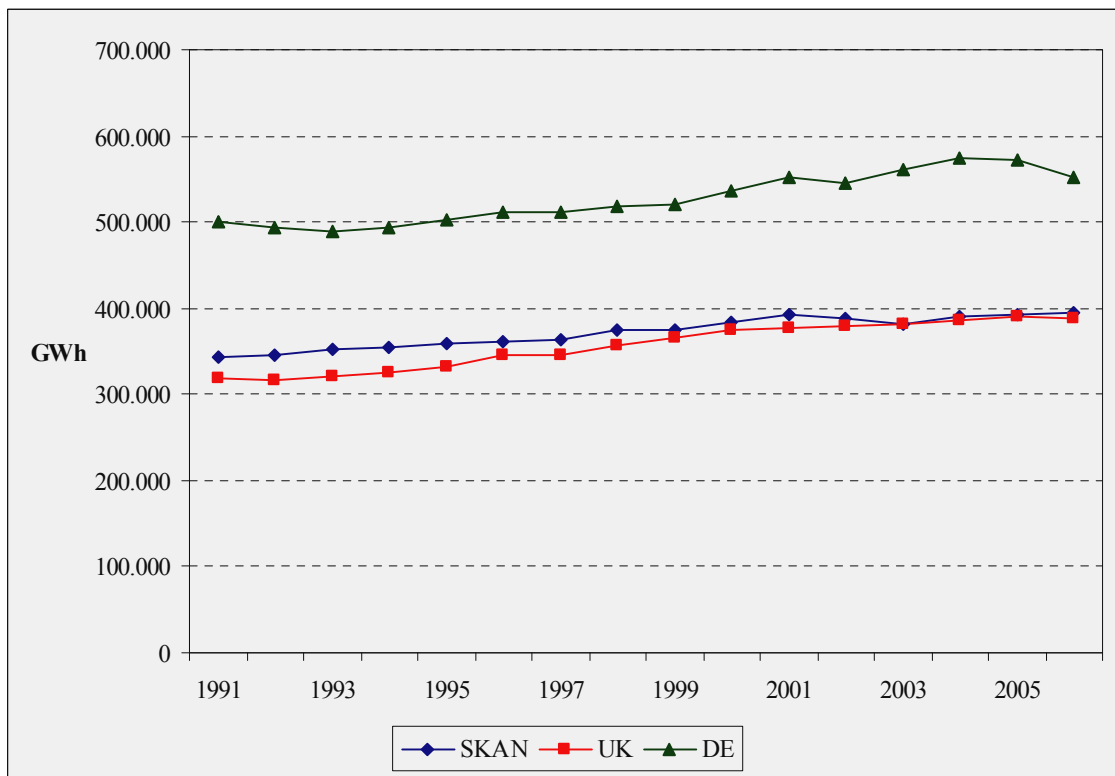


Abbildung 56: Entwicklung des Konsums im Ländervergleich; Quelle: Eurostat

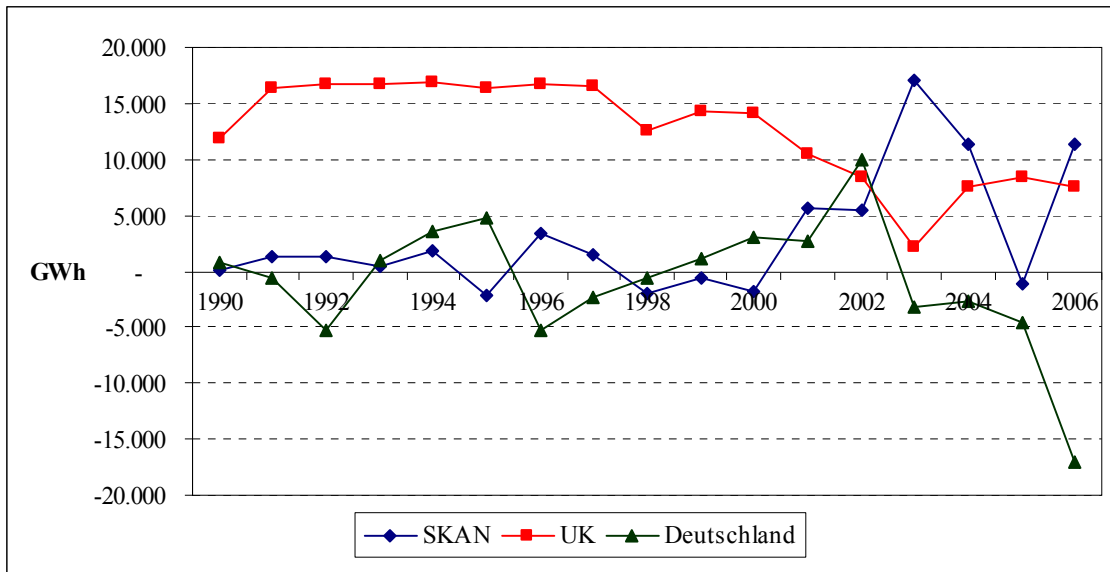


Abbildung 57: Entwicklung der Nettoimporte im Vergleich; Quelle: Eurostat

### 5.4.1 Deutschland: Entwicklung der Importe und Exporte

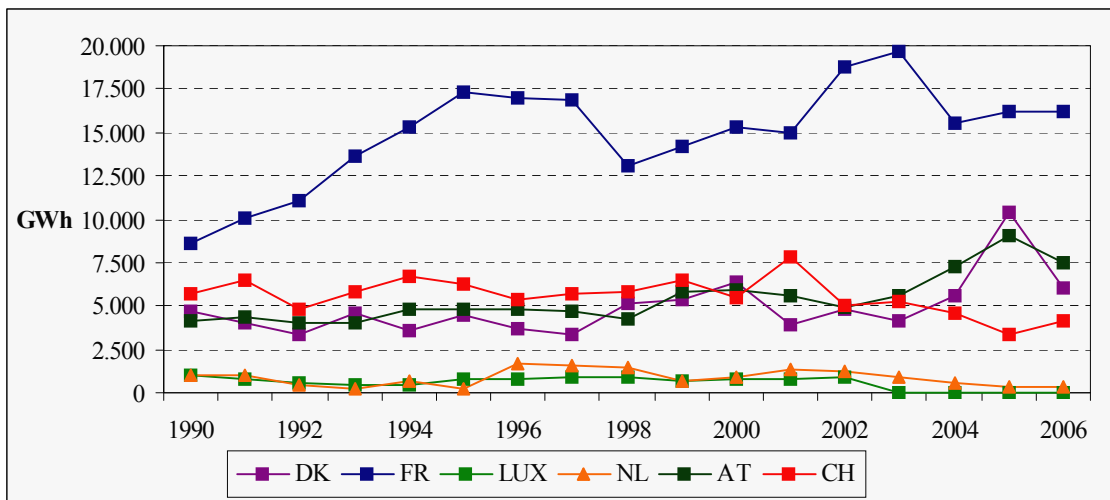


Abbildung 58: Deutschland - Importe nach Ursprungsland; Quelle: Eurostat



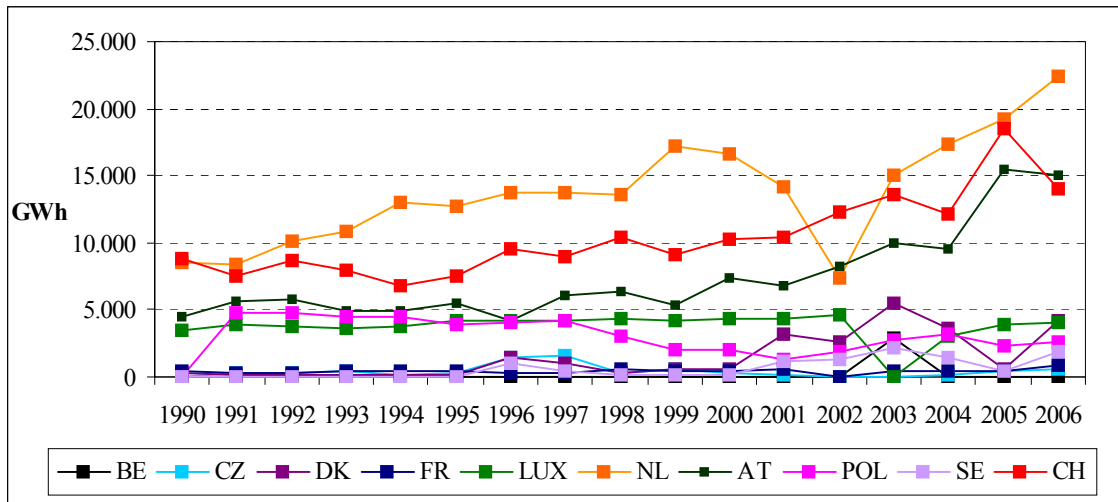


Abbildung 59: Deutschland - Exporte nach Zielland; Quelle: Eurostat

### 5.4.2 Großbritannien: Entwicklung der Importe und Exporte

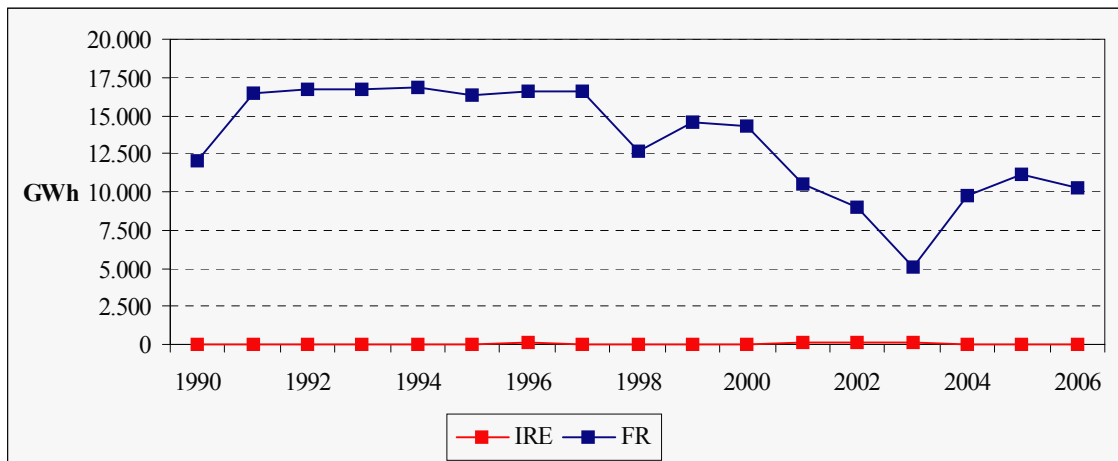


Abbildung 60: Großbritannien - Importe nach Ursprungsland; Quelle: Eurostat

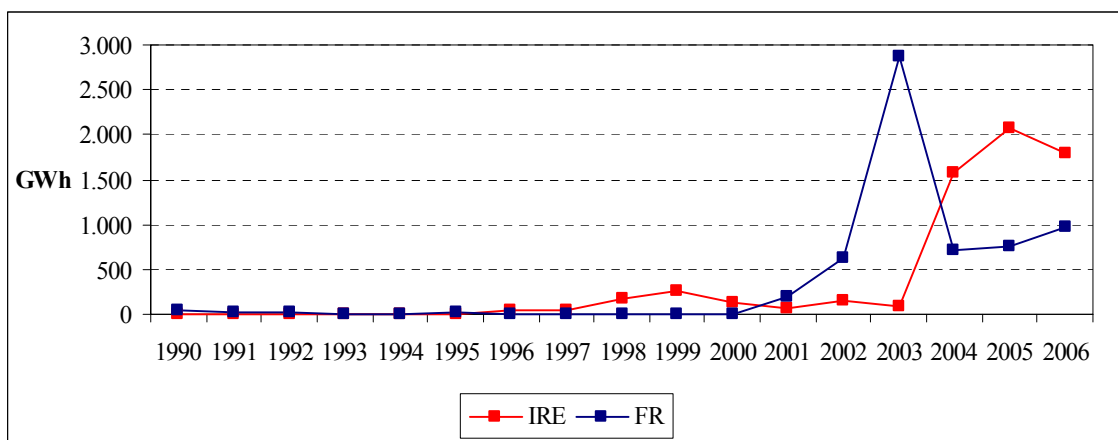


Abbildung 61: Großbritannien - Exporte nach Zielland; Quelle: Eurostat

### 5.4.3 Skandinavien: Entwicklung der Importe und Exporte

Bei der Analyse der Entwicklung der Nettoimporte im nordischen Raum fallen v. a. die Jahre 2003, 2004 und 2006 durch sehr hohe Nettoimporte auf. Das trockene Jahr 1996 konnte noch mit der dänischen Produktion abgefangen werden. Die letzten Jahre stiegen jedoch die Importe aus nicht nordischen Ländern bei Engpässen an. Auch die Jahre 2003, 2004 und 2006 sind in Dänemark mit einem negativen Nettoimport (Exporte > Importe) gekennzeichnet. Der erhöhte Elektrizitätsbedarf in den übrigen nordischen Ländern musste zusätzlich mit Importen aus Deutschland, Russland, Estland und Polen gedeckt werden.<sup>382</sup>

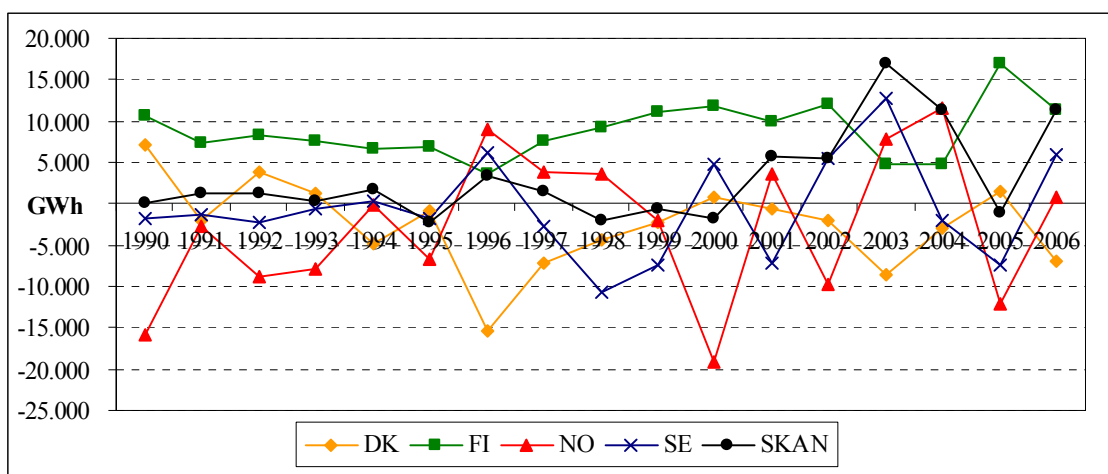


Abbildung 62: Nettoimporte der nordischen Länder 1990 - 2006, Quelle: Eurostat

Auffallend bei der Betrachtung der Nettoimporte der nordischen Länder im Einzelnen ist die Rolle Finnlands und Dänemarks. Während Finnland über die Jahre hinweg als Nettoimporteuer auftritt, ist Dänemark bis auf einige Ausnahmen Exporteur elektrischer Kraft.

<sup>382</sup> Vgl. Anhang Kapitel 5.5 zu den einzelnen Ländern.

## 5.5 Nachfrage und Angebot in den einzelnen nordischen Ländern

Im nordischen Raum liegt die Steigerung der Nachfrage bei ca. 1% p. a. Der wesentliche Treiber ist hier Finnland (ca. 2,5% p. a.). Dänemark und Norwegen tragen mit ca. 1% p. a. bei. Der Bruttokonsum in Schweden ist annähernd gleich geblieben.

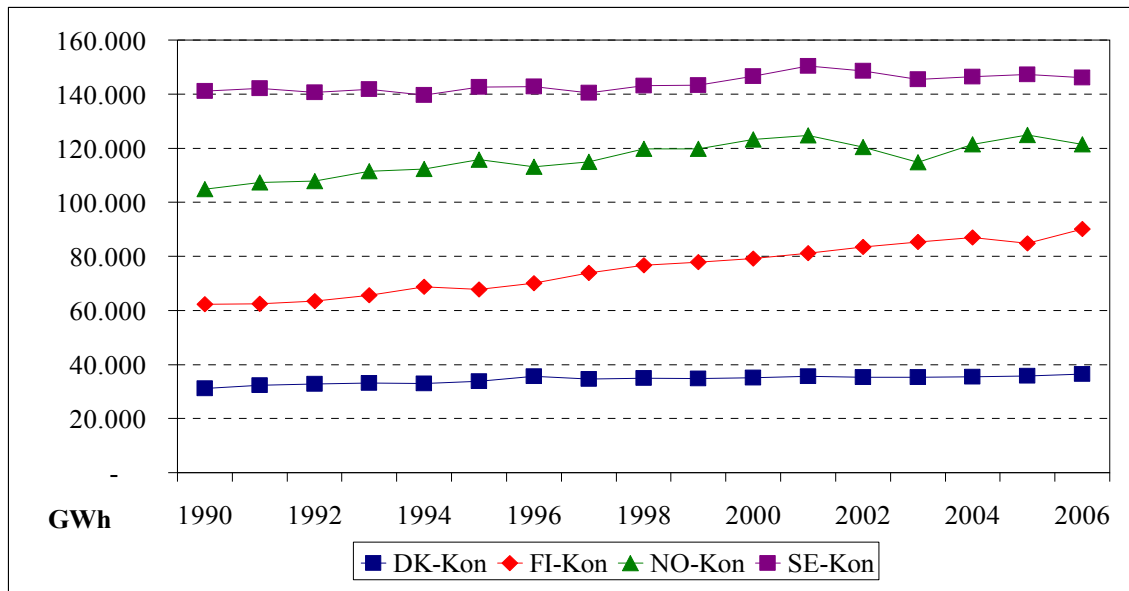


Abbildung 63: Bruttokonsum je Land im Norden 1990 - 2006; Quelle: Eurostat

### 5.5.1 Norwegen

Die Produktion in Norwegen basiert fast ausschließlich auf Wasserkraft. Dementsprechend haben hier Niederschlagsmengen und Füllungsgrade der Wasserkraftspeicher einen sehr hohen Einfluss auf die Produktion. Wasserreiche und wasserarme Jahre lassen sich sehr leicht in Abbildung 64 ablesen. 1996, 2003 und 2004 waren Jahre mit geringen Niederschlagsmengen. 2000 und 2005 waren sehr feuchte und niederschlagsreiche Jahre in Norwegen.<sup>383</sup>

Während die Produktion stärkeren Schwankungen ausgesetzt war, stieg der Konsum von Elektrizität über die Jahre kontinuierlich an. Mit zwei Ausnahmen: 2002 und 2003 sank der Bruttokonsum im Vergleich zu den Vorjahren. Als Ursache hierfür gilt neben einer erhöhten mittleren Jahrestemperatur (Die Temperatur 2002 lag 1,1° Celsius und 2003 1,3° Celsius über der normalen Jahrestemperatur für Norwegen) v. a. der hohe Preis an der Börse im Winter 2002/2003. 2002 führten die hohen Preise dazu, dass sowohl der private

<sup>383</sup> Vgl. Statistisk Sentralbyrå: Elektrisitetsstatistikk 1996 bis 2005.

als auch der industrielle Konsum sanken. Für Industriebetriebe war es 2002 sogar profitabel, Strom wieder am Markt zu verkaufen, als selbst zu konsumieren. Danach stieg der industrielle Konsum wieder an, während der private Konsum auch 2003 sank.<sup>384</sup>

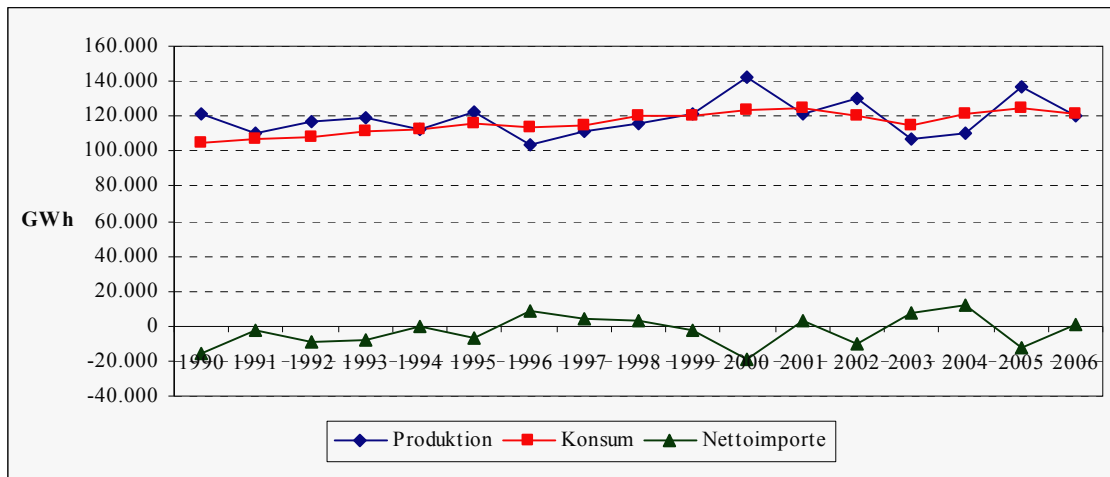


Abbildung 64: Entwicklung von Produktion, Konsum & Nettoimporte in Norwegen; Quelle: Eurostat

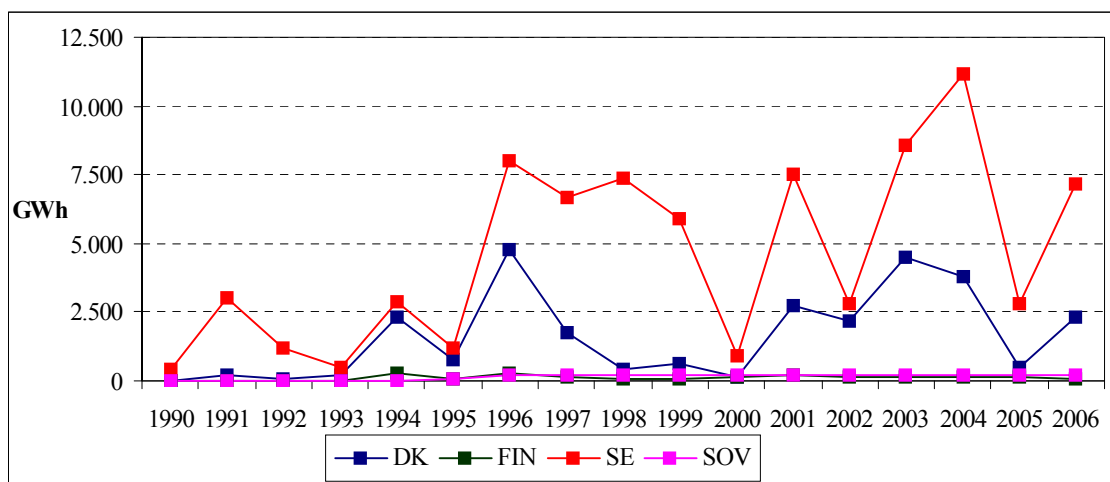


Abbildung 65: Norwegen - Importe nach Ursprungsland; Quelle: Eurostat

<sup>384</sup> Statistisk sentralbyrå – SSB (2002), Elektrisitetsstatistikk 2002 sowie Statistisk sentralbyrå – SSB (2003), Elektrisitetsstatistikk 2003.

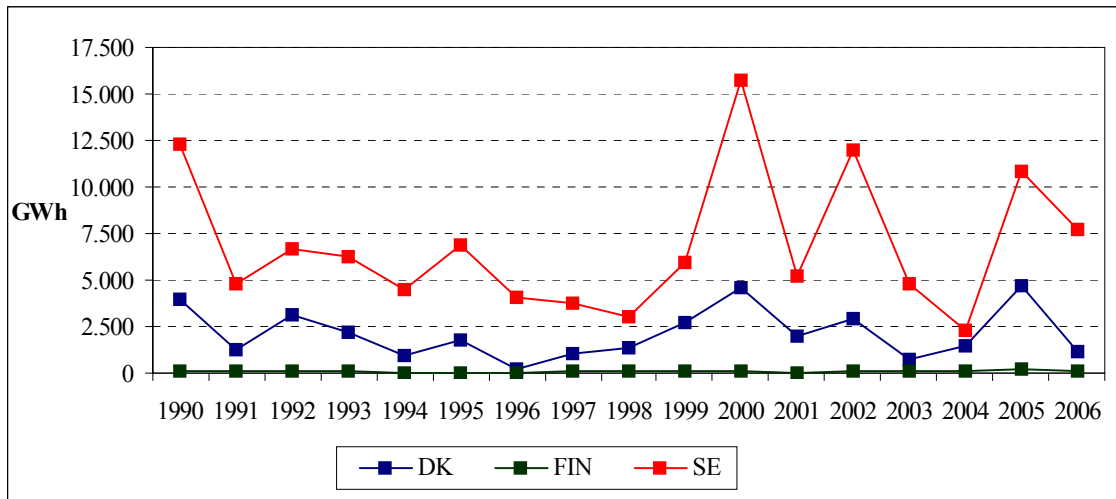


Abbildung 66: Norwegen - Exporte nach Zielland; Quelle: Eurostat

### 5.5.2 Schweden

Die Produktion in Schweden wird von Kern- und Wasserkraft dominiert (je ca. 40% – 45% der durchschnittlichen Gesamtproduktion im Jahr). Der hohe Wasserkraftanteil führt – ähnlich wie in Norwegen – dazu, dass die Produktion ebenfalls vom Niederschlag abhängt. Auch hier sind die trockenen Jahre in der Abbildung erkennbar. 1996 (137 TWh) und 2003 (133 TWh) waren jene Jahre mit der geringsten Nettoproduktion im analysierten Zeitraum. 2004 wurde die geringere Menge an Elektrizität aus Wasserkraft von der Produktion der Kernkraftwerke kompensiert, mit 75 TWh war dies der höchste Wert im Zeitverlauf, der in Schweden aus Atomkraftwerken generiert wurde.<sup>385</sup>

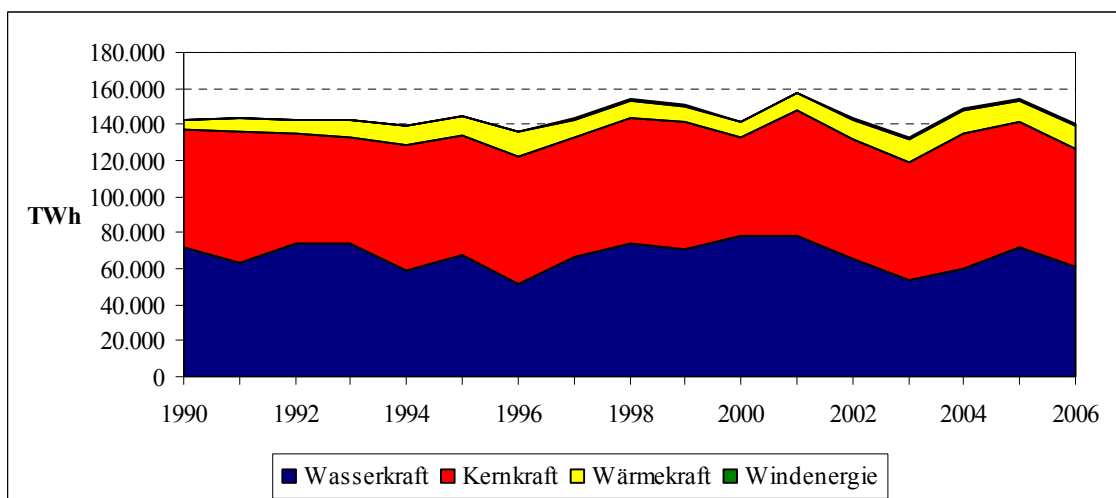


Abbildung 67: Produktionsmix Schweden 1990 - 2006; Quelle: Eurostat

<sup>385</sup> Swedish Energy Agency (2005), S. 18f.

Die Entwicklungen von Produktion und Konsum verliefen bis 1996 fast identisch und relativ stabil. 1996 trat Schweden dem nordischen Markt bei. Der höchste Produktionswert wurde 2001 mit 157 TWh gemessen. Im Durchschnitt stieg die Nettoproduktion in Schweden kaum an. Das Wachstum im Konsum fiel hingegen etwas stärker aus.<sup>386</sup> Der Beginn der 1990er-Jahre war in Schweden von einer Rezession geprägt. Dadurch sank auch die Nachfrage nach Strom durch die Industrie. Die private Nachfrage stieg auch in diesen Jahren kontinuierlich an.<sup>387</sup>

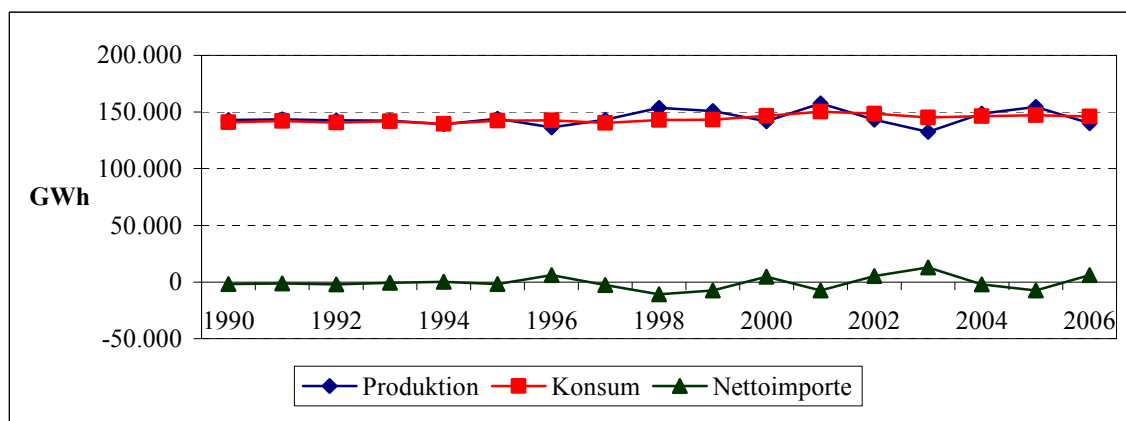


Abbildung 68: Entwicklung von Produktion, Konsum & Nettoimporte in Schweden; Quelle: Eurostat

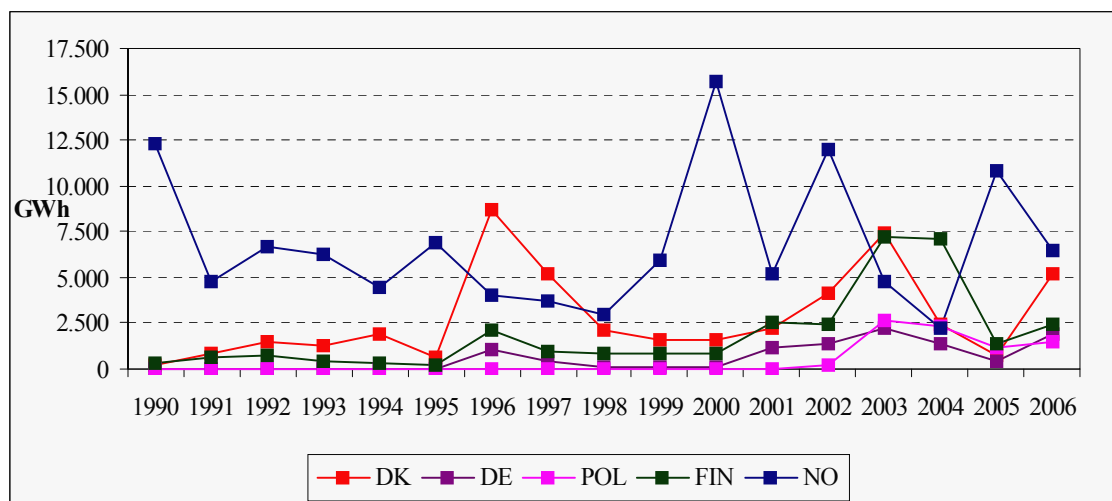


Abbildung 69: Schweden - Importe nach Ursprungsland; Quelle: Eurostat

<sup>386</sup> Swedish Energy Agency (2005), S. 20.

<sup>387</sup> Swedish National Energy Administration (1998), S. 7f.

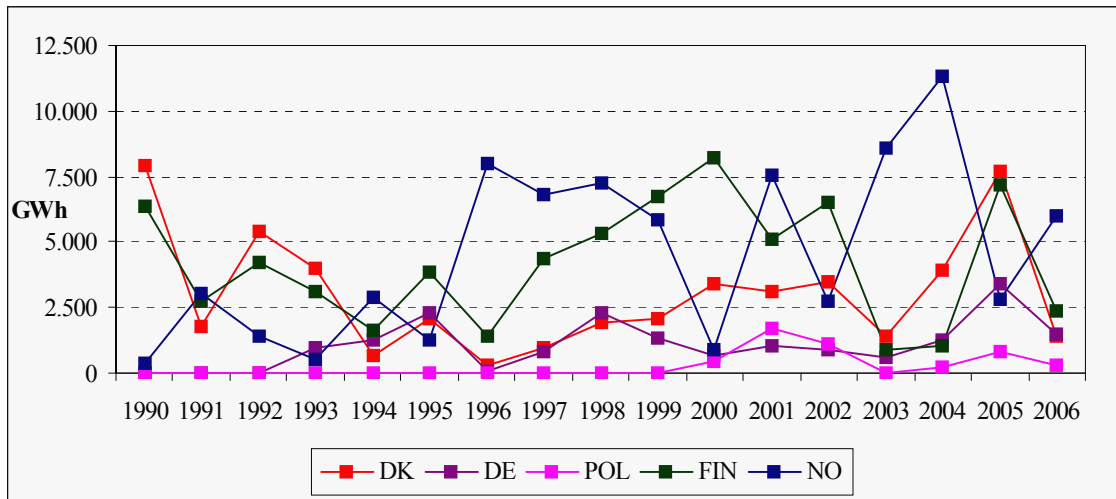


Abbildung 70: Schweden - Exporte nach Zielland; Quelle: Eurostat

### 5.5.3 Finnland

Bei der Betrachtung der Entwicklung von Produktion und Konsum in Finnland fällt auf, dass Finnland bereits seit 1990 ein Nettoimporteur ist. Nur in sehr wenigen Jahren erreicht die Produktion von Elektrizität annähernd den Nettoverbrauch des Landes (1996, 2003 und 2004). In diesen Jahren verringerte sich aufgrund der niedrigen Wasserstände der Import aus Schweden beträchtlich. Gleichzeitig erhöhte sich aber der Export ins westliche Nachbarland. Russland wurde in den letzten Jahren immer wichtiger, um die steigende Nachfrage zu decken.<sup>388</sup> Im Schnitt wuchs die Nachfrage seit Beginn der 1990er-Jahre um ca. 2,5% - von ca. 62 TWh (1990) auf den Höchststand von 90 TWh (2006). Die Produktion wuchs im Durchschnitt um ca. 3% p. a., wobei der Höchststand 2004 mit 82 TWh erreicht wurde.

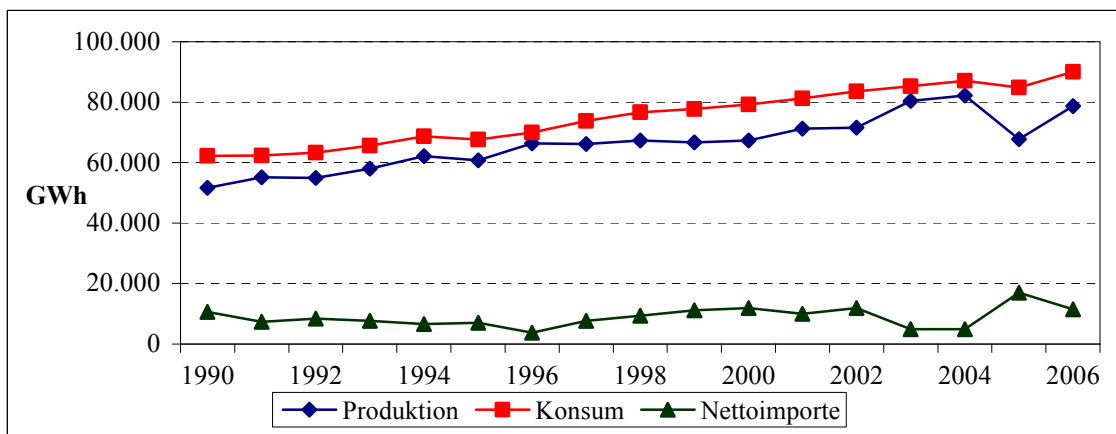


Abbildung 71: Entwicklung von Produktion, Konsum & Nettoimporte in Finnland; Quelle: Eurostat

<sup>388</sup> Swedish Energy Agency (2002), S. 13.

Aufgrund seines Produktionsmixes verstärkte Finnland seine Produktion v. a. in wasserarmen und verringerte diese in wasserreichen Jahren. Dies ist im wasserreichen Jahr 2005 sehr gut erkennbar. Die Gesamtexporte Finnlands sanken auf 1.000 GWh, die Importe stiegen auf fast 18.000 GWh. Die Exporte nach Schweden sanken gegenüber den Vorjahren. Grund dafür, war die höhere Niederschlagsmenge und die gefüllten Wasserkraftspeicher in Schweden, die für eine Erhöhung der Produktion aus Wasserkraftwerken verantwortlich waren. Schweden konnte seinen Konsum durch eigene Produktion decken und exportierte in diesem Jahr nach Finnland.<sup>389</sup>

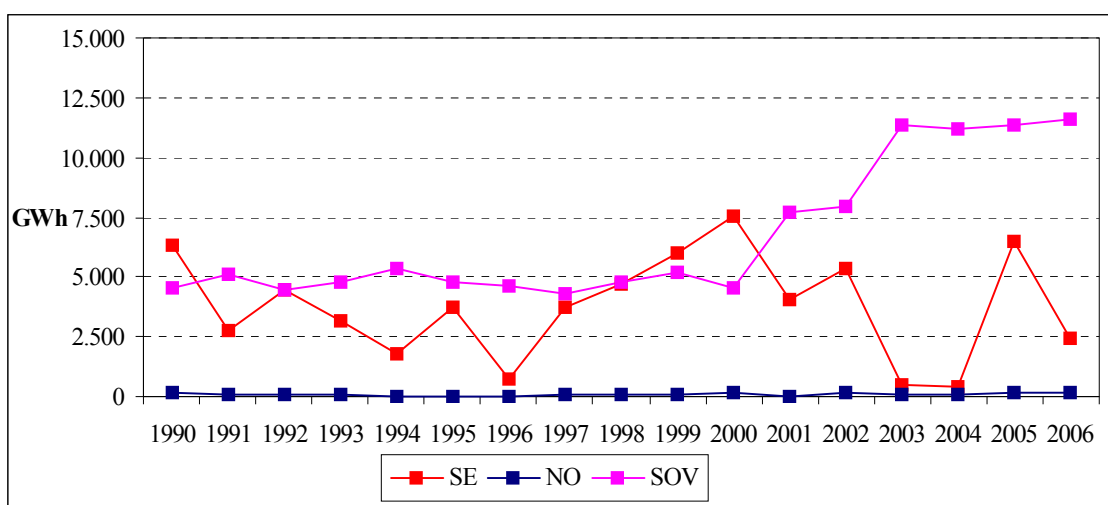


Abbildung 72: Finnland - Importe nach Ursprungsland; Quelle: Eurostat

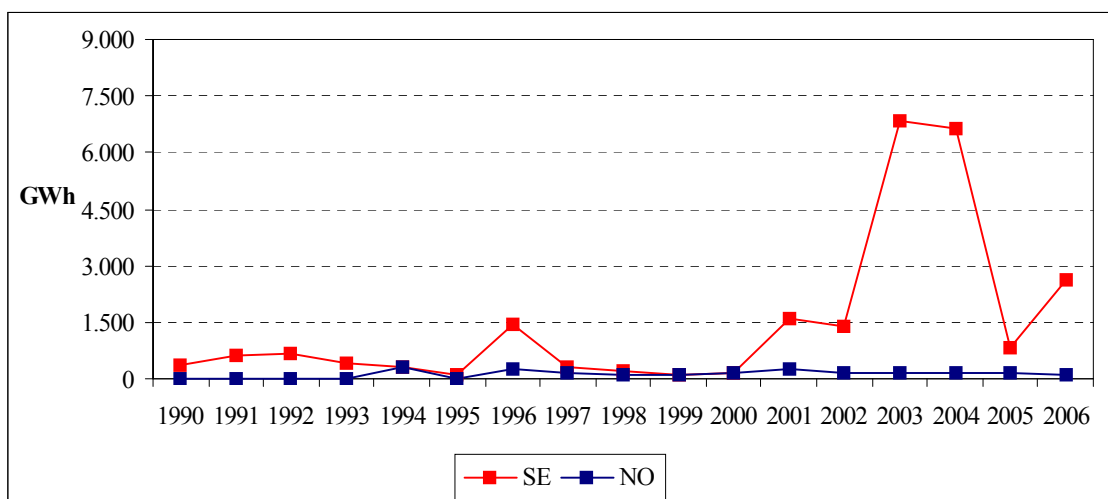


Abbildung 73: Finnland - Exporte nach Zielland; Quelle: Eurostat

<sup>389</sup> Vgl. Abb. 69 und Abb. 70 und Swedish Energy Agency (2006), S. 37 und S. 39.



Zwischen 45 und 60% der produzierten Elektrizität werden in Finnland aus herkömmlichen Wärmekraftwerken gewonnen, 15–20% aus Wasserkraftwerken, und der Rest stammt aus Kernkraftwerken. Der Anteil an Windkraft ist noch sehr gering, was auch in der nachfolgenden Abbildung gut sichtbar ist.

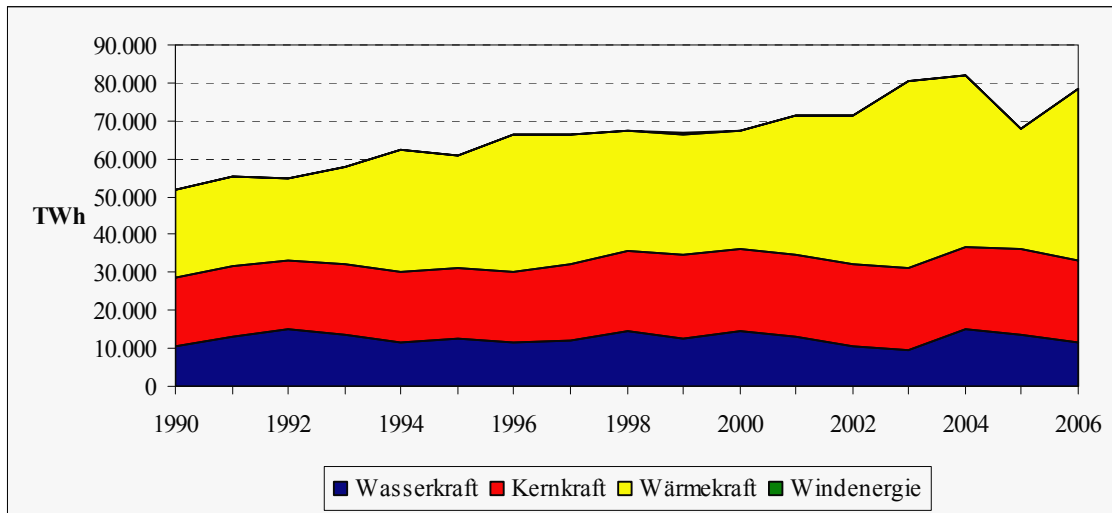


Abbildung 74: Produktionsmix in Finnland 1990 - 2006; Quelle: Eurostat

### 5.5.4 Dänemark

Wie Abbildung 75 deutlich zeigt, stieg die Nachfrage nach Strom in Dänemark seit 1990 kontinuierlich an (ca. 1% p. a.). 2006 war das Jahr mit der höchsten Nachfrage (36,5 TWh) im Zeitverlauf. Demgegenüber steht 1996 mit einer Spitzenproduktion von 51 TWh, gefolgt von 2003 mit annähernd 44 TWh.

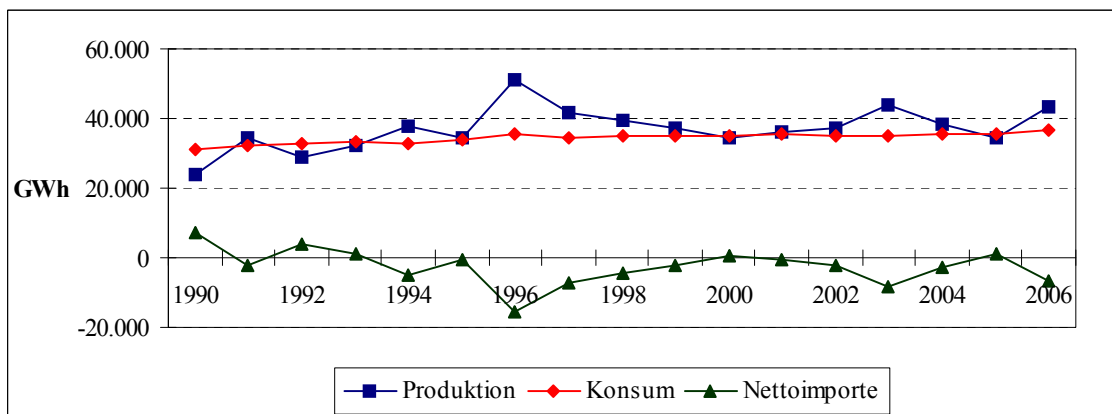


Abbildung 75: Produktion, Konsum & Nettoimporte in Dänemark, Quelle: Eurostat

Im trockenen Jahr 1996 versorgte Dänemark seine nördlichen Nachbarn, Norwegen und Schweden, mit fast 14 TWh Strom. Ebenso weisen die Jahre 2003, 2004 und 2006 sehr hohe Exporte in diese Länder auf. In wasserreichen Jahren, wie z.B. 2005, importierte hingegen Dänemark aus diesen Ländern. Dänemark weist durch seine Lage eine rege Handelstätigkeit mit dem Nachbarland Deutschland auf.<sup>390</sup>

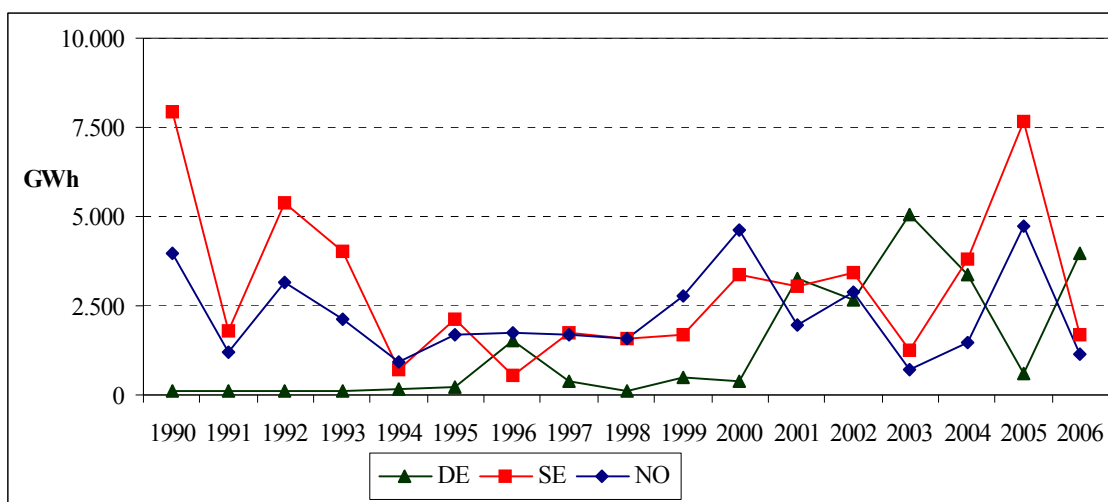


Abbildung 76: Dänemark - Importe nach Ursprungsland; Quelle: Eurostat

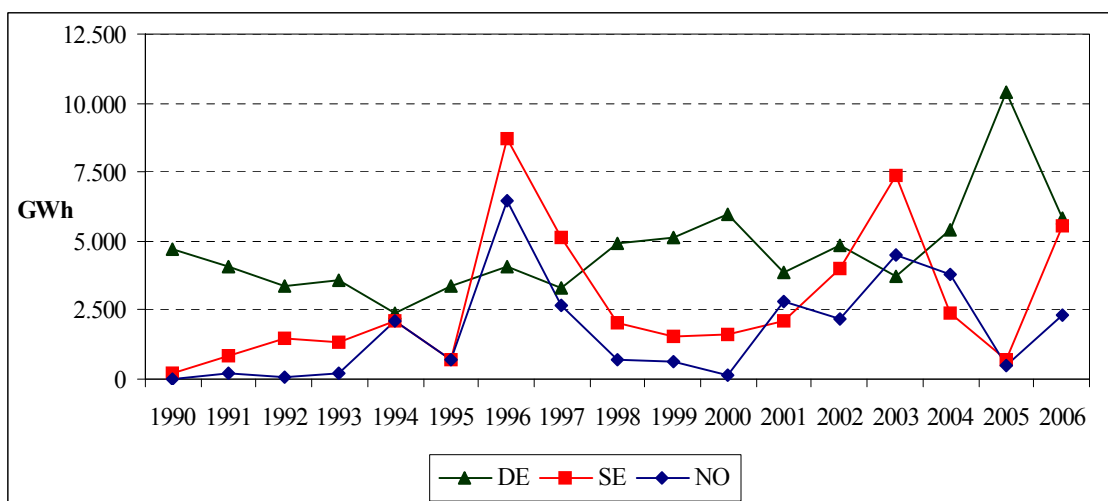


Abbildung 77: Dänemark - Exporte nach Zielland; Quelle: Eurostat

Dänemark wird fast ausschließlich von Wärmekraftwerken (ca. 80% der gesamten Strommenge) versorgt. Ein verschwindet geringer Anteil von ca. 25 GWh jährlich stammt aus Wasserkraft. Einzig der Anteil an Windkraft stieg seit Beginn der 1990er-Jahre sehr

<sup>390</sup> Danish Energy Authority (2007a), S. 9f.

an. Wurden 1990 noch ca. 600 GWh aus Wind produziert, so waren dies im Spitzenjahr 2005 6,6 TWh (fast 20% der gesamten erzeugten Strommenge).<sup>391</sup>

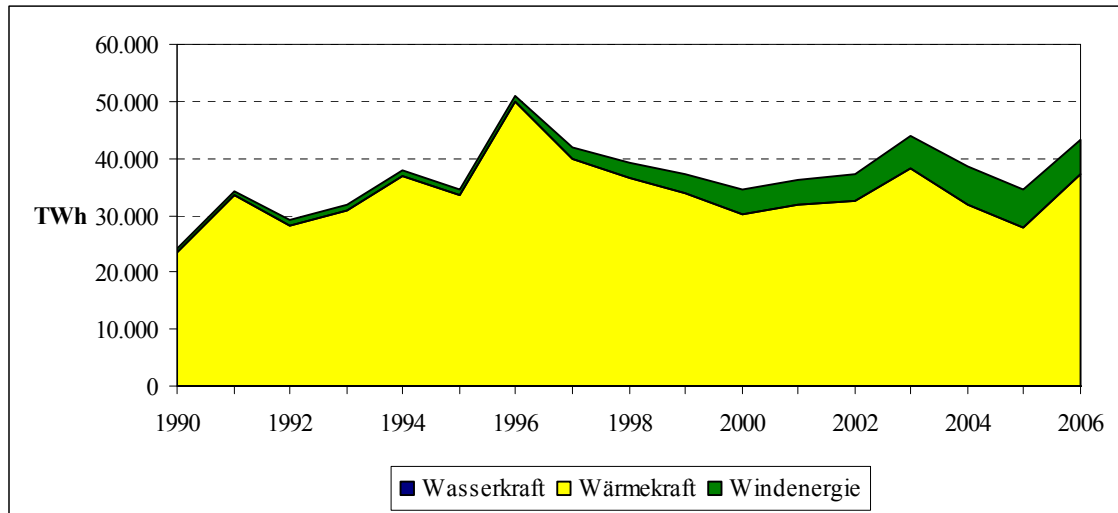


Abbildung 78: Produktionsmix in Dänemark 1990 - 2006; Quelle: Eurostat

<sup>391</sup> Swedish Energy Agency (2002), S. 13 sowie Eurostat: Daten von 1990 bis 2006.

## 5.6 Entwicklung der Kapazitäten in den nordischen Ländern

### 5.6.1 Norwegen

Wie bereits in den Kapiteln zur Produktion im Norden und im Speziellen zur Produktion in Norwegen (vgl. Kapitel 3.3.4.1 und 5.5.1) erläutert, baut Norwegen auf Wasserkraft. Die installierte Leistung der Wasserkraftwerke ist seit 1990 um ca. 7% gestiegen. V. a. durch Verbesserung alter Anlagen und Kleinwasserkraftwerke soll hier weiteres Potential genutzt werden. Offensiven wurden auch im Bereich Windkraft gesetzt (Storting Bericht Nr. 29 (1998–99)). Bis 2010 sollen 3 TWh jährlich aus Windparks generiert werden.<sup>392</sup>

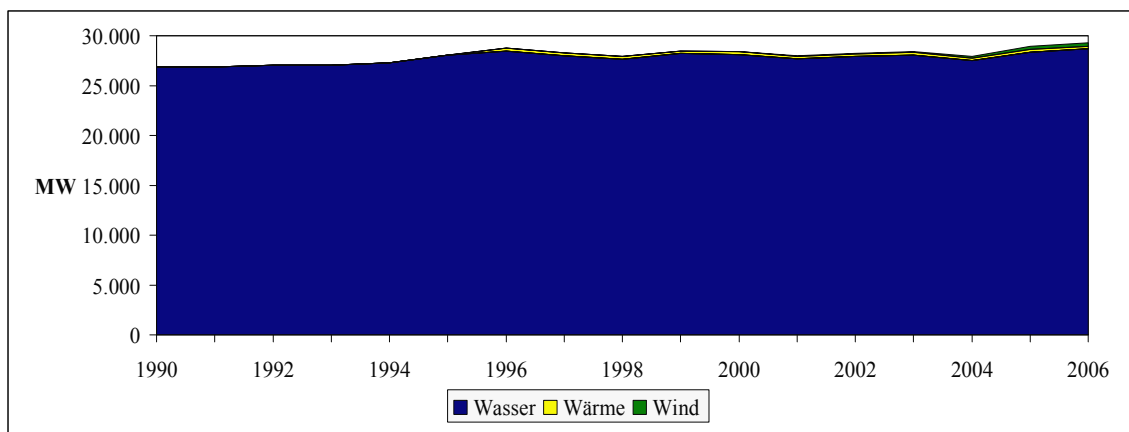


Abbildung 79: Installierte Nettoleistung Norwegen 1990 - 2006; Quelle: Eurostat, Nordel

Dem relativ kontinuierlichen Anstieg der installierten Leistung steht ein starker Anstieg der Spitzennachfrage in den 1990ern gegenüber. 1995 erreichte diese erstmals einen Wert von über 20.000 MW (Basis 1990: 16.300 MW).

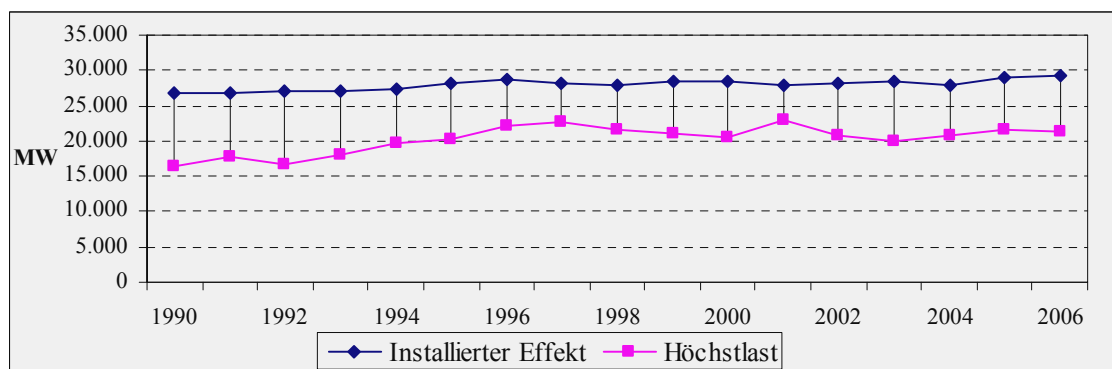


Abbildung 80: Installierte Leistung & Maximum Load in Norwegen 1990 - 2006; Quelle: Eurostat, Nordel

<sup>392</sup> Olje- og energidepartementet – OED (2004), S. 24.

## 5.6.2 Schweden

Seit der Öffnung des Marktes verringerte sich der Anteil an installierter Leistung in Schweden. Dies ist auf die Schließung von Überkapazitäten und von Reaktoren der Kernkraftwerke zurückzuführen. Das ist gleichbedeutend mit einer geringeren Stand-by-Kapazität der Kernkraftwerke, da gleichzeitig die Produktion erhöht wurde. Im Winter 2000/2001 erwarb der nationale Netzbetreiber Svenska Kraftnät Wärmekraftwerke und erhöhte somit wieder die installierte Leistung.<sup>393</sup>

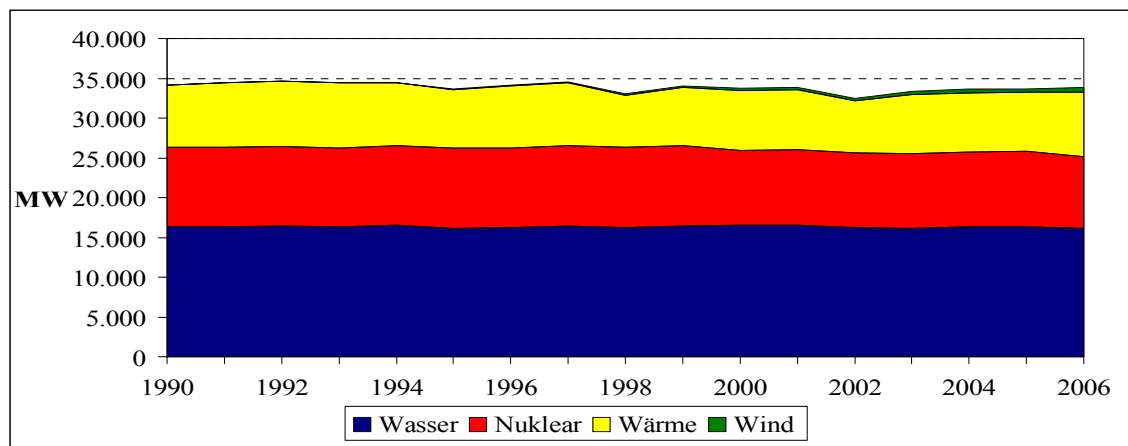


Abbildung 81: Installierte Nettoleistung Schweden 1990 - 2006; Quelle: Eurostat, Nordel

Aufgrund der sinkenden installierten Nettoleistung verringerte sich auch der Puffer für Zeiten der Spitzenlast in Schweden. Letztere stieg von 23.300 MW (1990) auf über 27.000 MW im Jahr 2004.

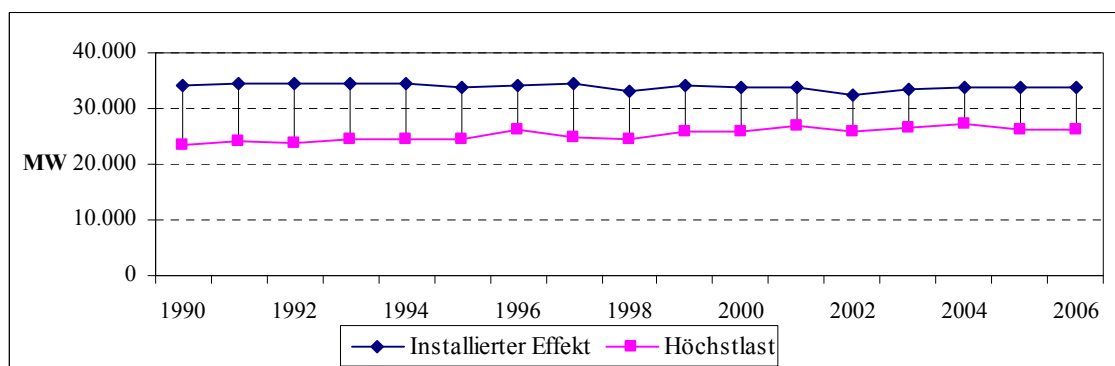


Abbildung 82: Installierte Leistung & Maximum Load in Schweden 1990 - 2006; Quelle: Eurostat, Nordel

<sup>393</sup> Swedish Energy Agency (2005), S. 19.

### 5.6.3 Finnland

Von 1990 bis 2002 investierte Finnland kontinuierlich in neue Kapazitäten. Gegenüber dem Basisjahr 1990 konnte ein Zuwachs von 25% gemessen werden. Ab 2002 nahm die installierte Leistung der Kraftwerke leicht ab. Die finnische Regulierungsbehörde erwartet keinen signifikanten Anstieg vor der Fertigstellung des neuen Kernkraftwerkes Olkiluoto im Jahr 2011.<sup>394</sup>

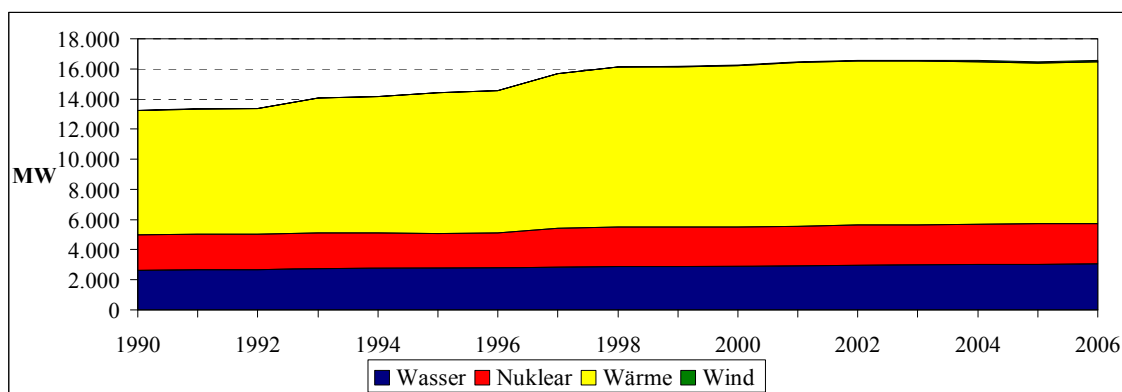


Abbildung 83: Installierte Nettoleistung Finnland 1990 - 2006; Quelle: Eurostat, Nordel

Bei der Analyse von installierter Leistung und Spitzenlast in Finnland, zeigt sich, dass der Ausbau der Kapazitäten nicht mit der Entwicklung der Spitzenlast Schritt halten konnte. Während die Spitzenlast 2006 mit fast 15.000 MW einen neuen Höchststand erreichte, stagnierte der installierte Effekt in Finnland auf dem Niveau von 2001 (ca. 16.500 MW).

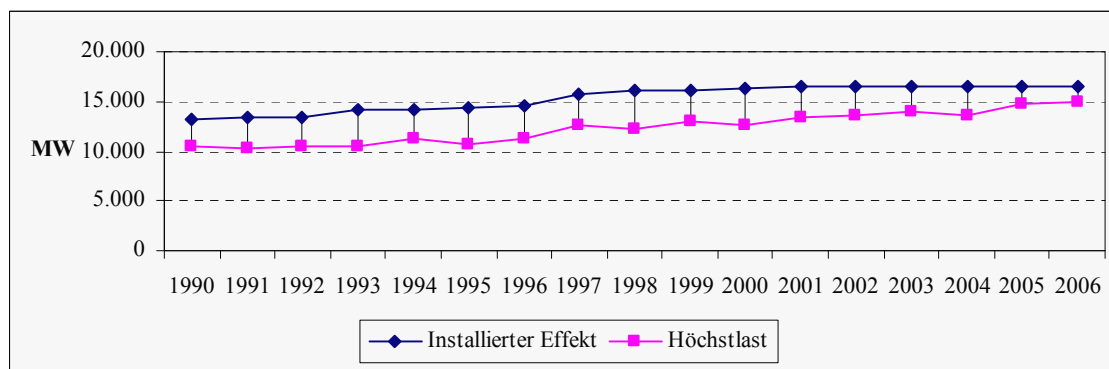


Abbildung 84: Installierte Leistung & Maximum Load in Finnland 1990 - 2006; Quelle: Eurostat, Nordel

<sup>394</sup> Energy Market Authority, Finland (2007), S. 4 und S. 56f.

### 5.6.4 Dänemark

Dänemark ist im Norden das Land mit dem höchsten Zuwachs an installierter Nettoleistung. Bis 2003 wurden 4.500 MW in Betrieb genommen, was einer Steigerung von fast 50% - gemessen am Basisjahr 1990 - entspricht. Diese ist hauptsächlich auf den Ausbau der Windparks zurückzuführen. Fast 25% der dänischen Kapazitäten 2006 sind Windfarmen.<sup>395</sup>

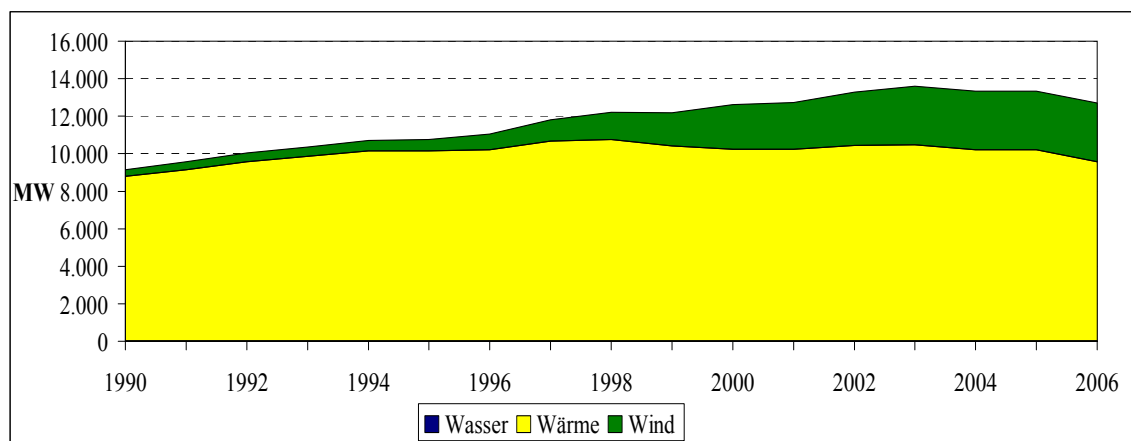
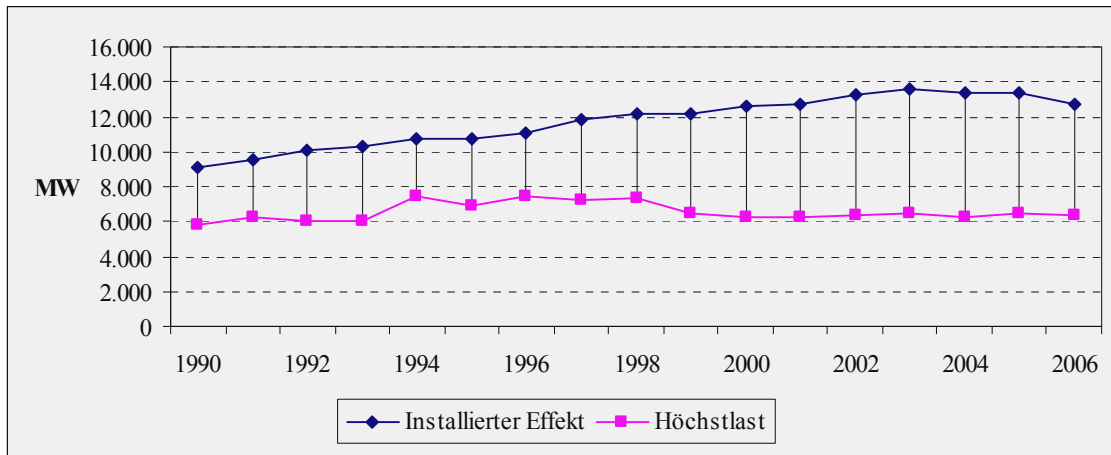


Abbildung 85: Installierte Nettoleistung Dänemark 1990 - 2006; Quelle: Eurostat, Nordel

Auch in Zukunft soll der Ausbau erneuerbarer Energiequellen gefördert werden. Dänemark möchte seine Abhängigkeit von fossilen Energieträgern senken. Bis 2025 soll die Nutzung dieser um 15% reduziert werden. Dies soll einerseits durch eine verbesserte Energieeffizienz, andererseits durch den Ausbau erneuerbarer Energiequellen geschehen.<sup>396</sup>

<sup>395</sup> Danish Energy Authority (2007b), S. 5f.

<sup>396</sup> Danish Energy Authority (2007b), S. 2f und S. 5ff.



**Abbildung 86: Installierter Effekt & Maximum Load in Dänemark 1990 - 2006; Quelle: Eurostat, Nordel**

Der Ausbau der Kapazitäten ist auch in obiger Abbildung gut zu erkennen und steht einer relativ niedrigen Spitzenlast in Dänemark gegenüber. Die installierte Leistung beträgt ca. das Doppelte der in den letzten Jahren gemessenen Spitzennachfrage.



## 5.7 Preisentwicklung: Nord Pool

### 5.7.1 Spotpreise

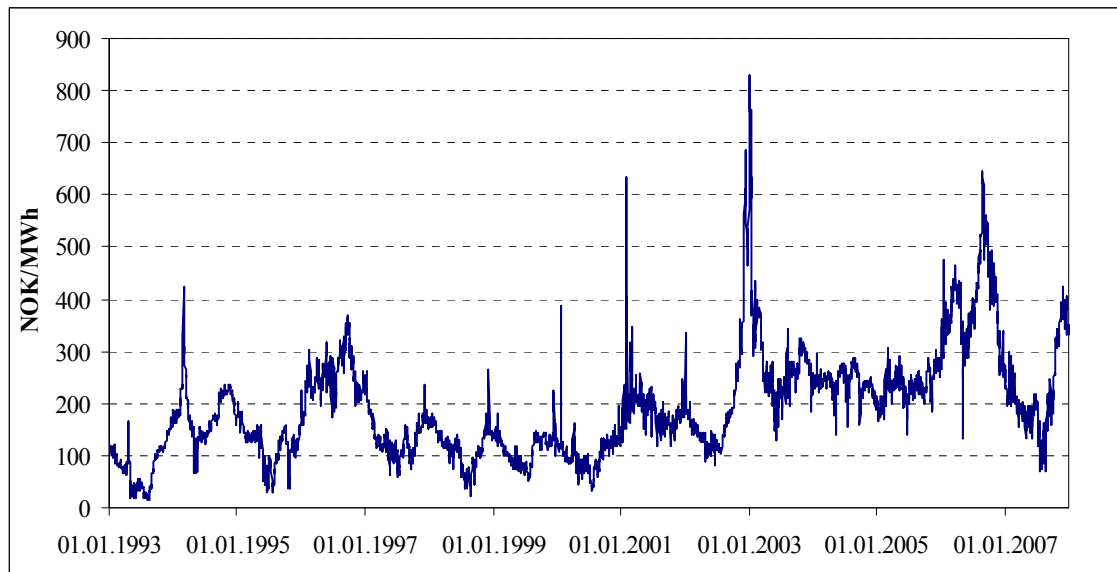


Abbildung 87: NP Spotpreise 1993 - 2007; Quelle: Nord Pool

### 5.7.2 Futures

#### 5.7.2.1 Futures Day

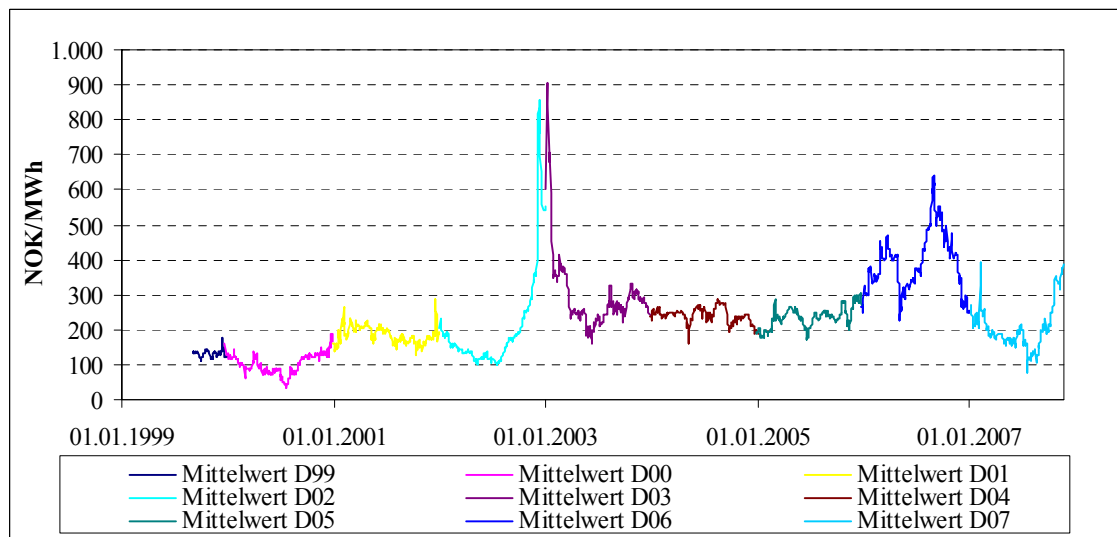


Abbildung 88: NP Futures Day 1999 - 2007; Quelle: Nord Pool

### 5.7.2.2 Futures Week

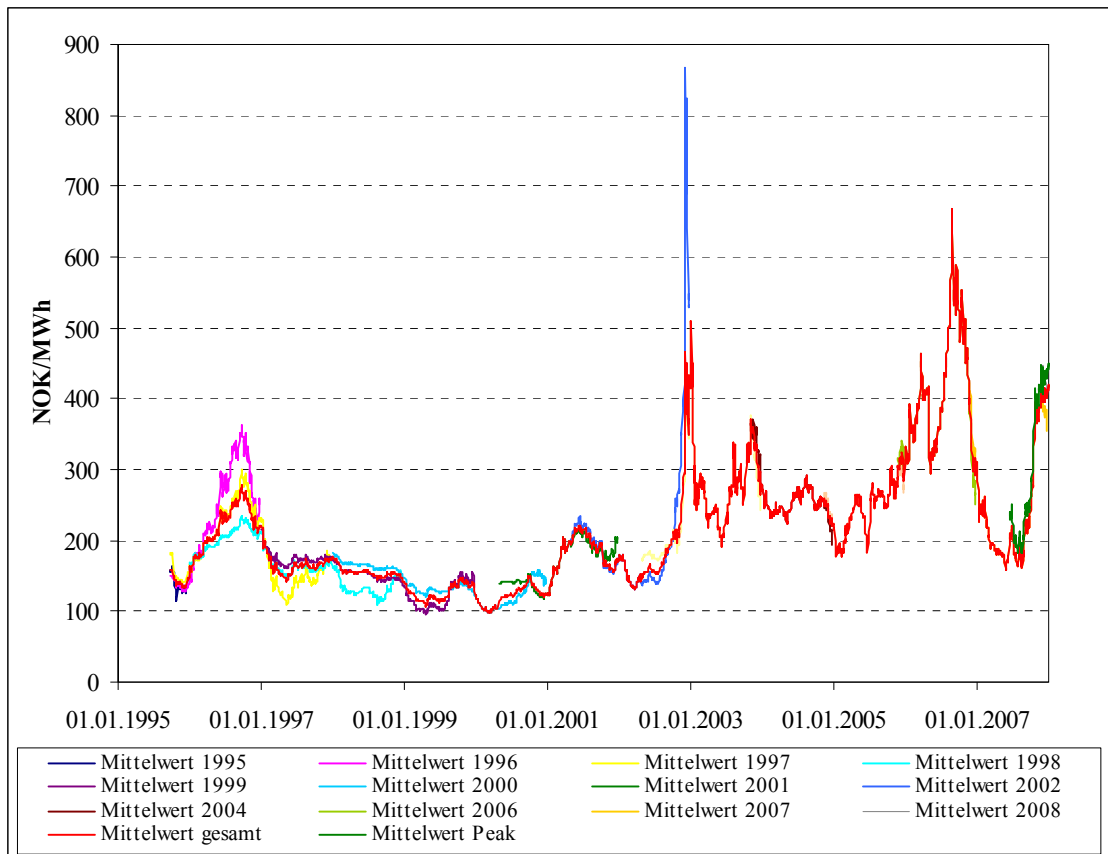


Abbildung 89: NP Weekly Futures 1995 - 2007; Quelle: Nord Pool

### 5.7.2.3 Futures Kombinationen

Die Kombinationen einzelner wöchentlicher Futures-Verträge konnten von 1995 bis 2000 an der nordischen Börse in unterschiedlichen Blöcken gehandelt werden. Dabei wurden Saisonen (Sommer, Herbst und Winter) bzw. Jahre abgedeckt. Die Preise der einzelnen Kombination setzten sich aus dem Mittelwert der täglichen Preise der dem jeweiligen Zeitraum zurechenbaren Wochenverträgen zusammen.

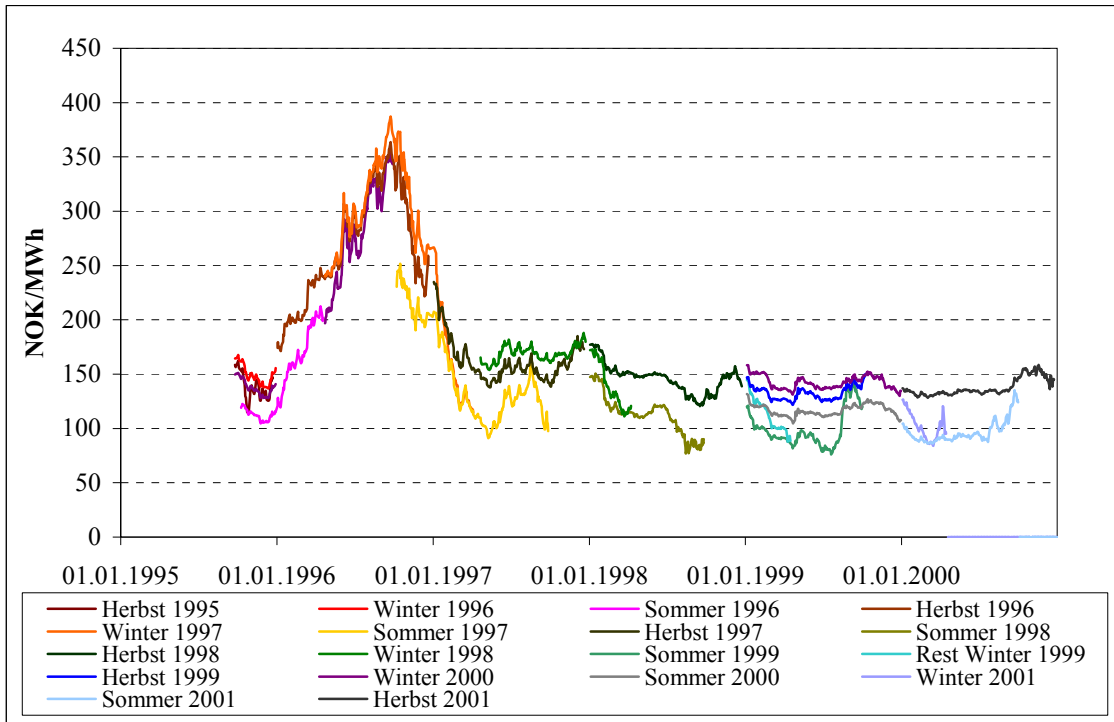


Abbildung 90: NP Saisonale Futures Kombinationen 1995 - 2000; Quelle: Nord Pool

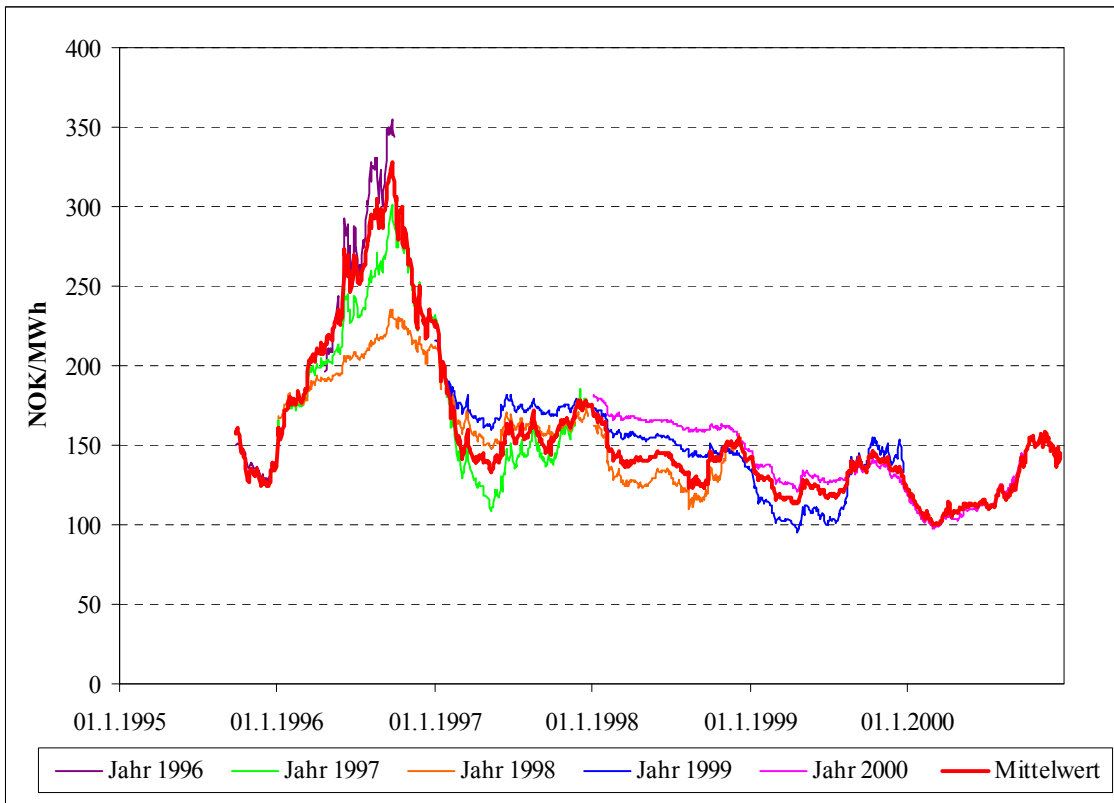


Abbildung 91: NP Jährliche Futures Kombinationen 1995 - 2000; Quelle: Nord Pool

### 5.7.3 Forward-Verträge

#### 5.7.3.1 Saisonale Forward-Verträge

Die saisonalen Forward-Verträge liefen von Oktober 1997 bis Oktober 2005. Mit 2005 wurde dieses Produkt von Nord Pool eingestellt, nachdem bereits 2005 Quartalsverträge als Ersatz eingerichtet wurden.

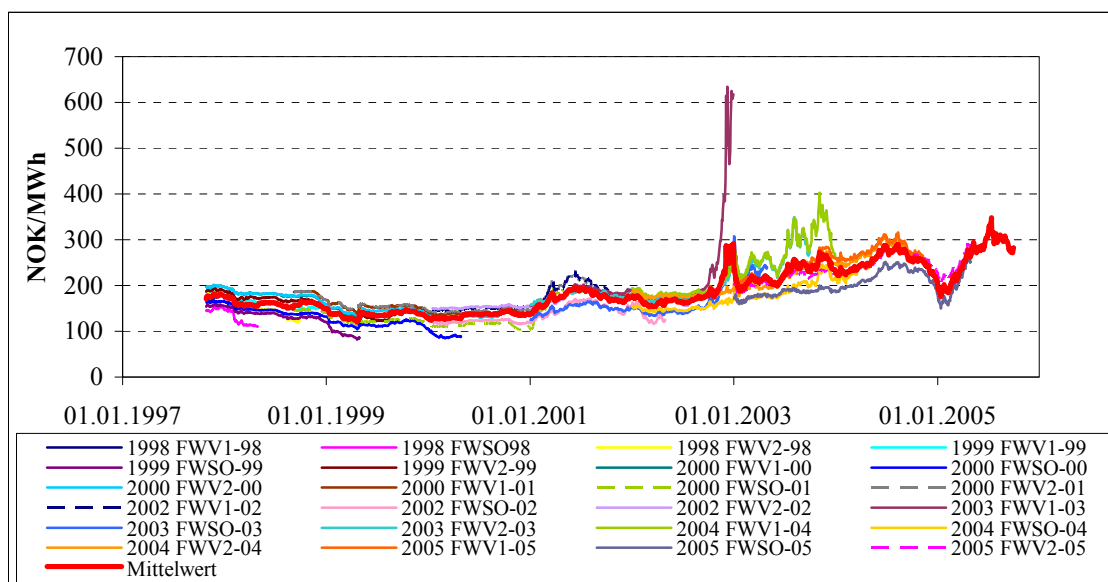


Abbildung 92: Saisonale Forward-Verträge 1997 - 2005; Quelle: Nord Pool

#### 5.7.3.2 Jahres-Forward-Verträge

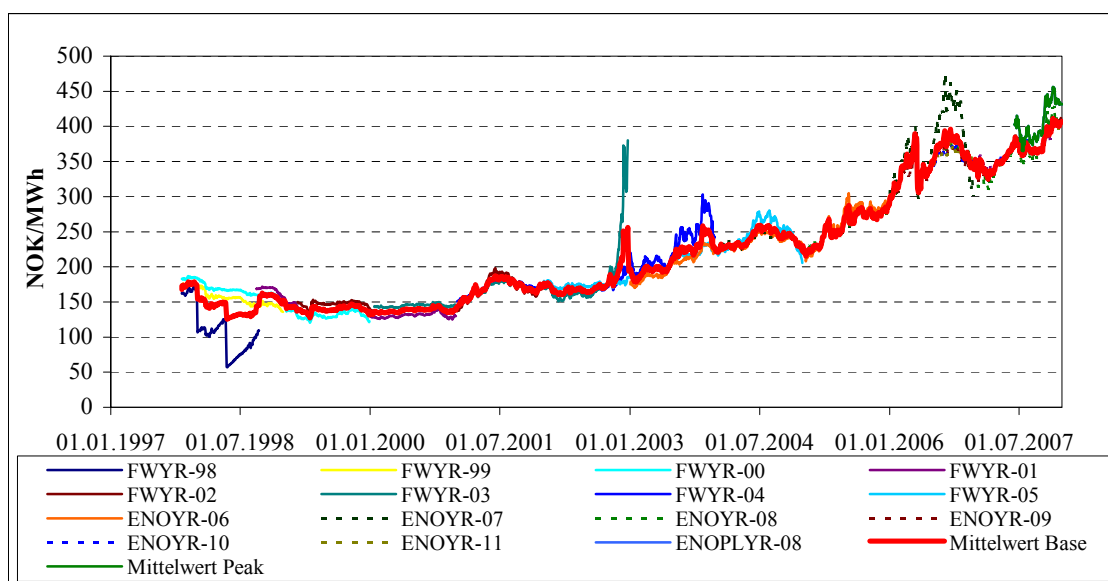


Abbildung 93: NP Jährliche Forward-Verträge 1997 - 2007; Quelle: Nord Pool

5.7.3.3 Monatliche Forward-Verträge

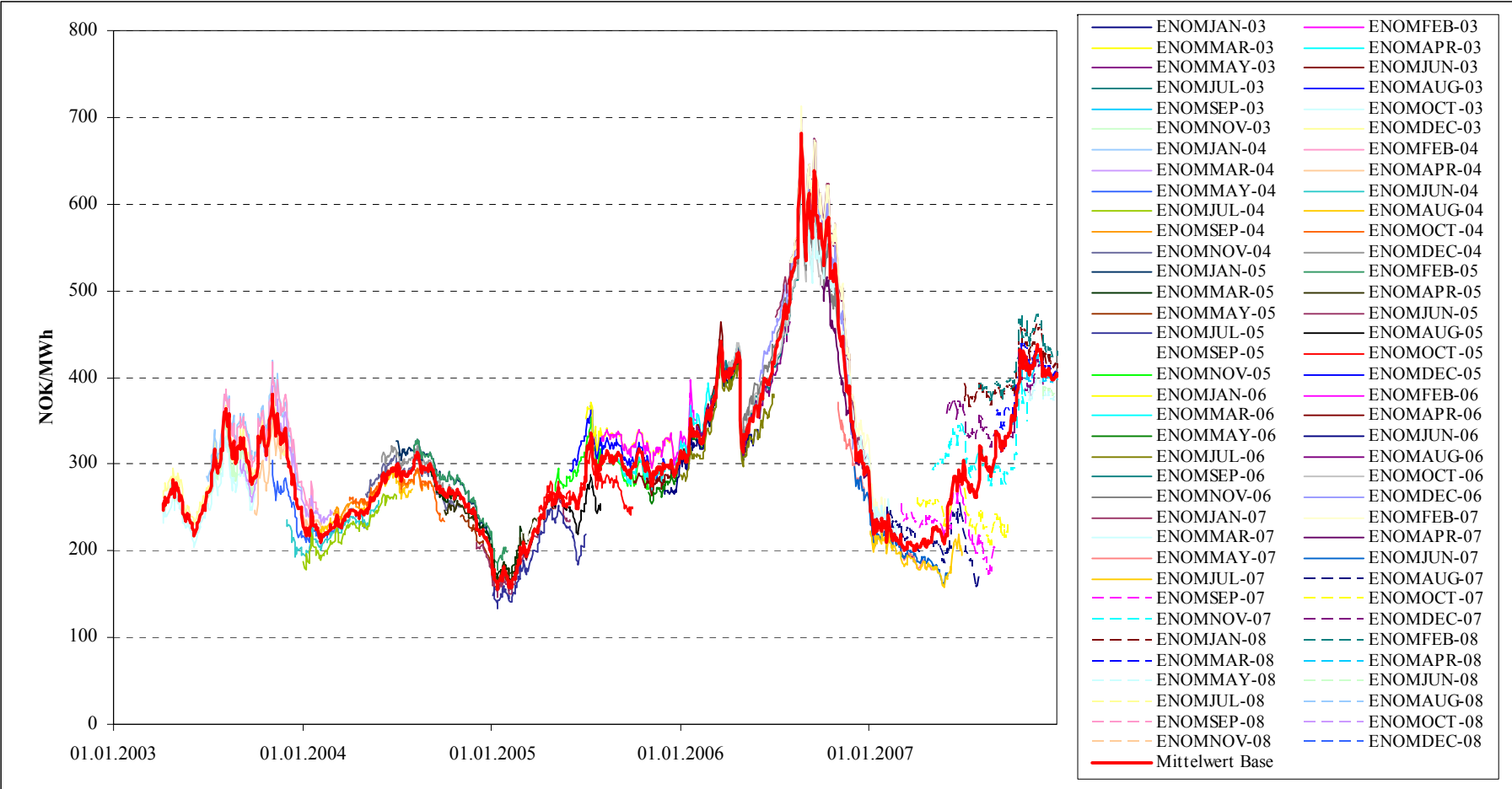


Abbildung 94: NP Forward Month 2003 - 2007; Quelle: Nord Pool

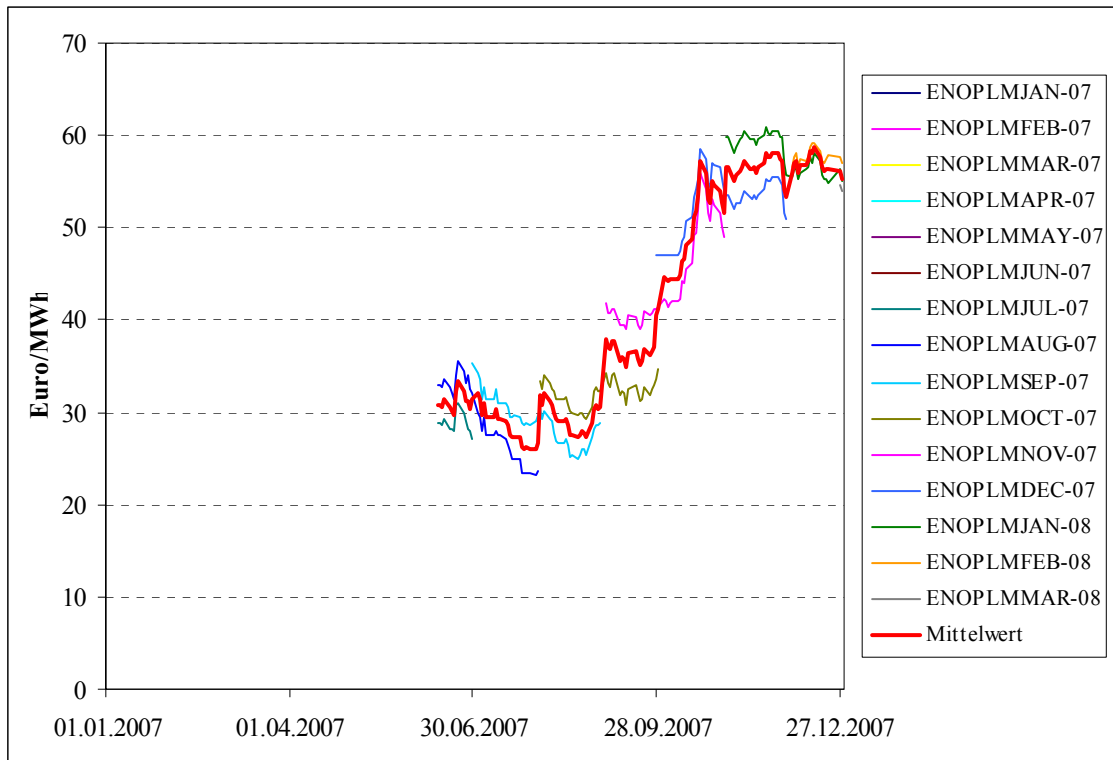


Abbildung 95: NP Forward Month Peak 2007; Quelle: Nord Pool

### 5.7.3.4 Quartals-Forward-Verträge

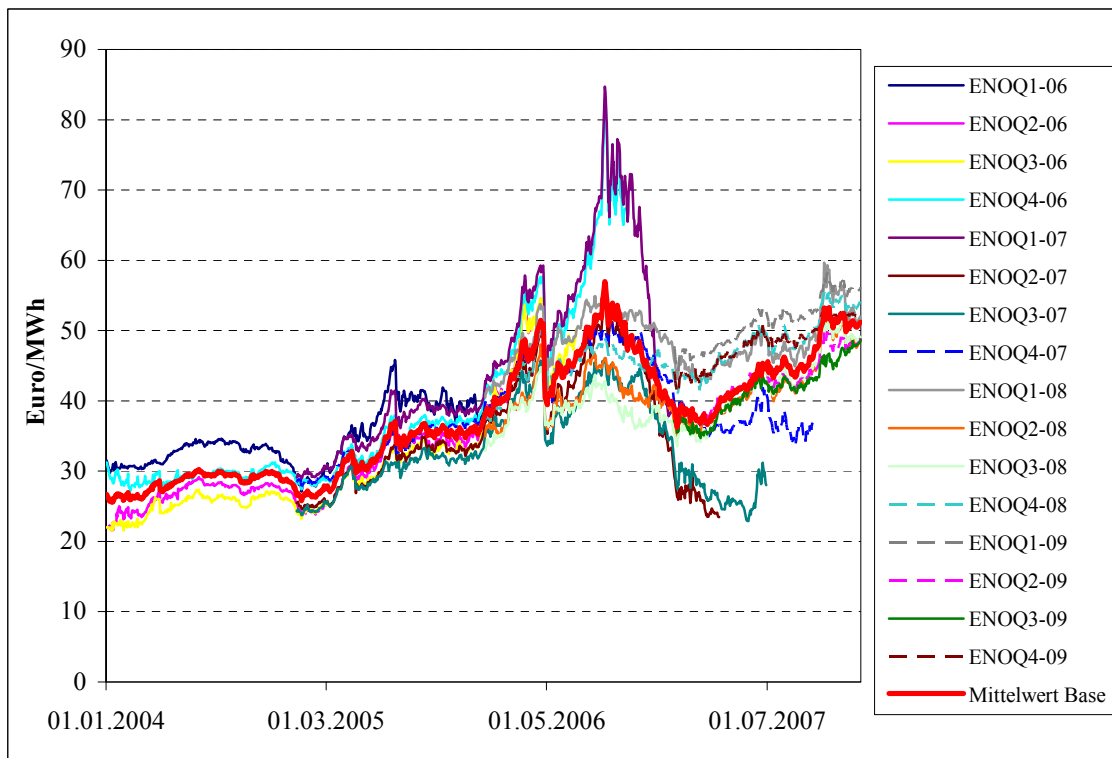


Abbildung 96: NP Quarter Forward Base 2004 - 2007; Quelle: Nord Pool

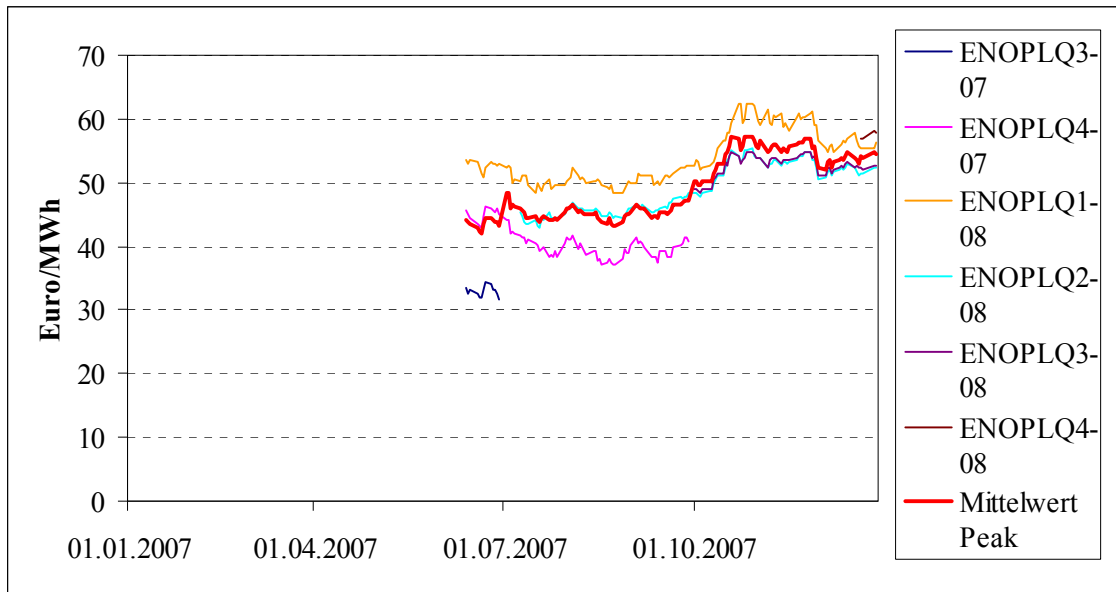


Abbildung 97: NP Quarter Forward Peak 2007; Quelle: Nord Pool

### 5.7.4 Optionen

Die Optionen an der nordischen Börse lassen sich in Saisonen- und Jahreskontrakte einteilen. Dabei werden drei Saisonen unterschieden: Winter 1 (FWV1), Sommer (FWSO) und Winter 2 (FWV2). Die Preisentwicklung seit deren Einführung ist im folgenden Diagramm gegeben.

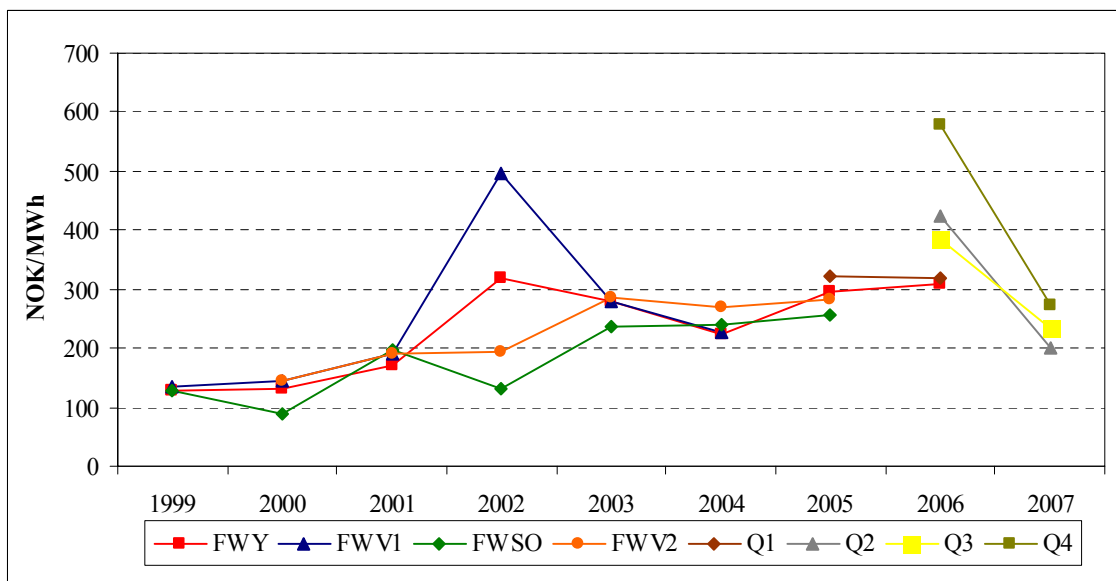


Abbildung 98: Preisentwicklung der Optionen – Nord Pool, Quelle: Nord Pool

## 5.8 Preisentwicklung: EEX

### 5.8.1 Spotpreise an der EEX

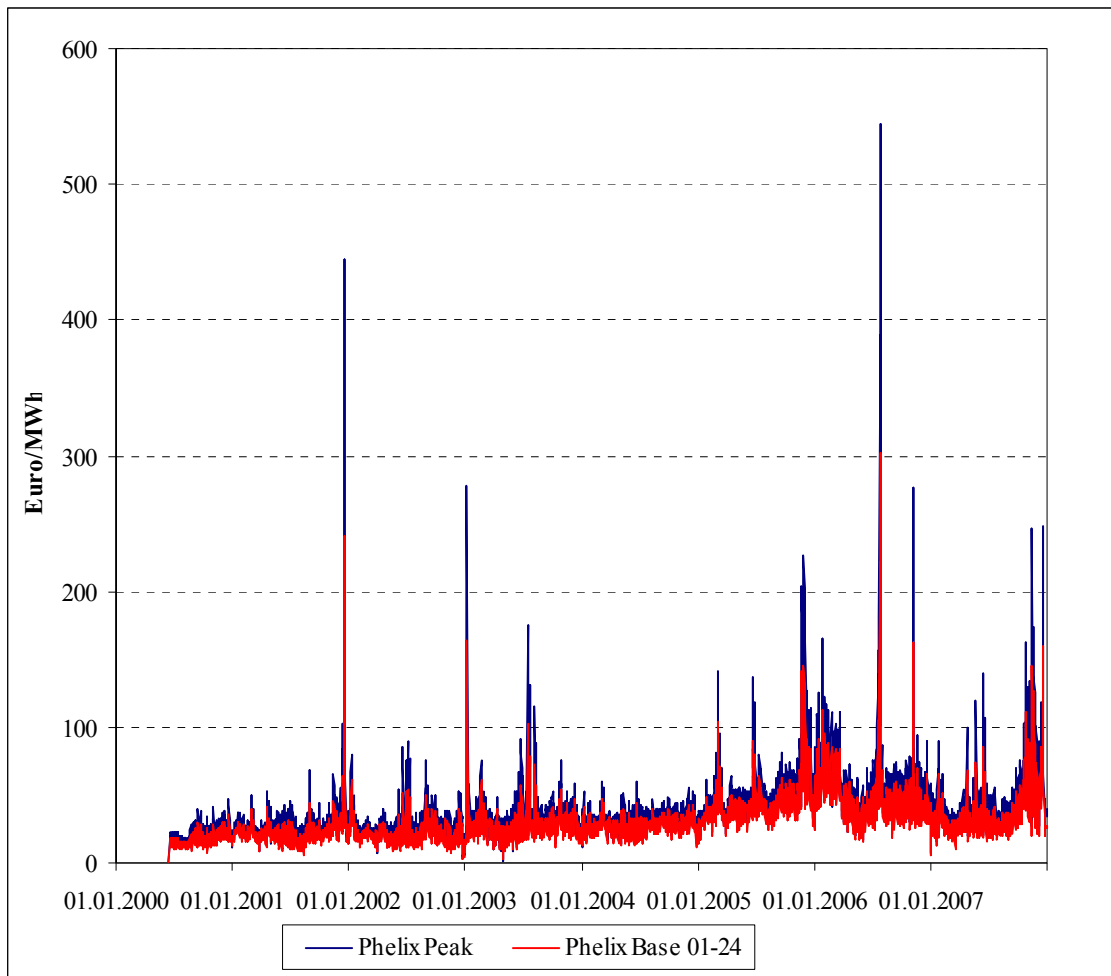


Abbildung 99: Spotpreise EEX 2000 - 2007; Quelle: EEX



## 5.8.2 EEX Phelix Futures

### 5.8.2.1 EEX Phelix Monats-Futures

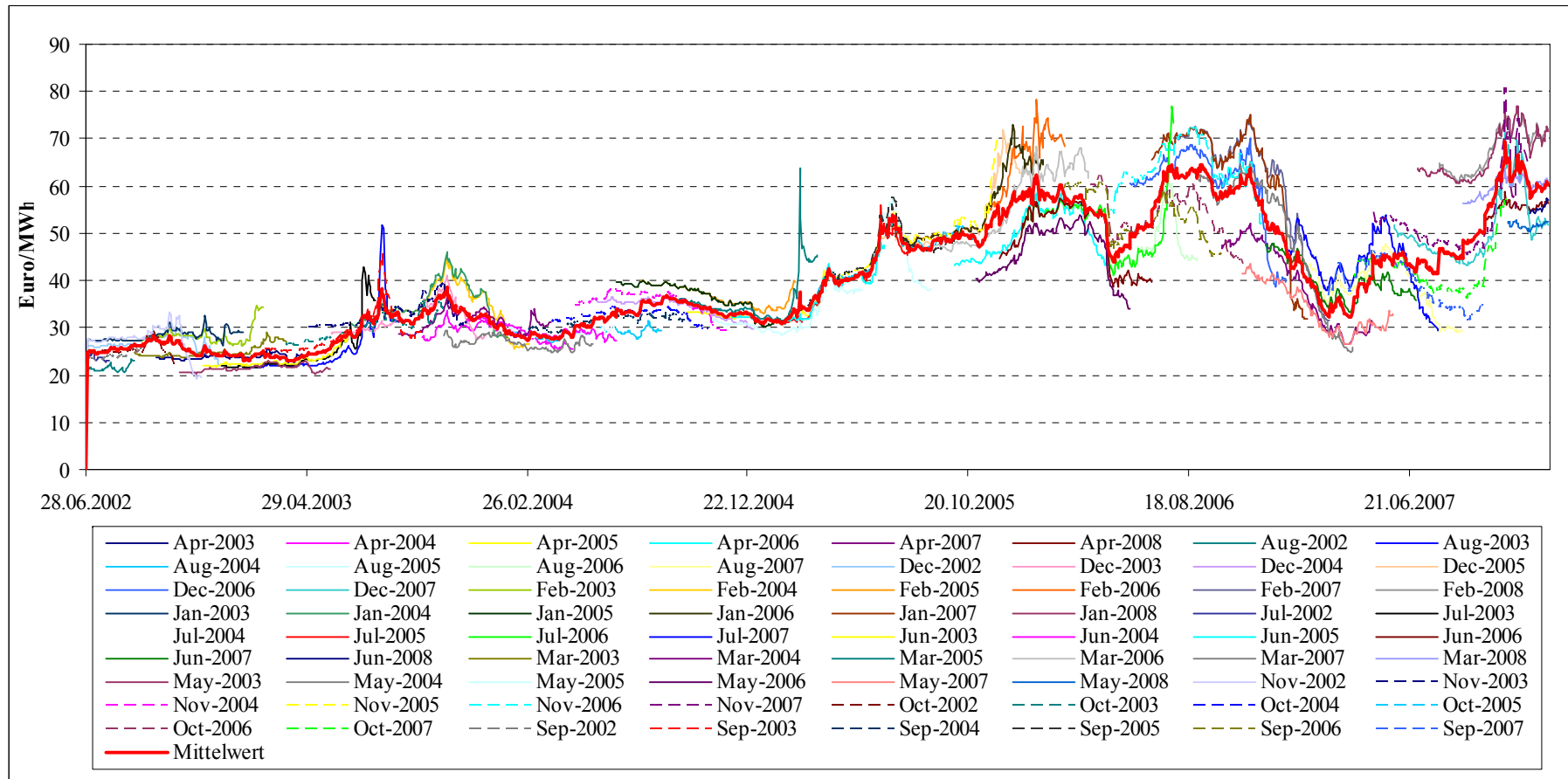


Abbildung 100: EEX Phelix Base Month Futures 2002 - 2007; Quelle: EEX

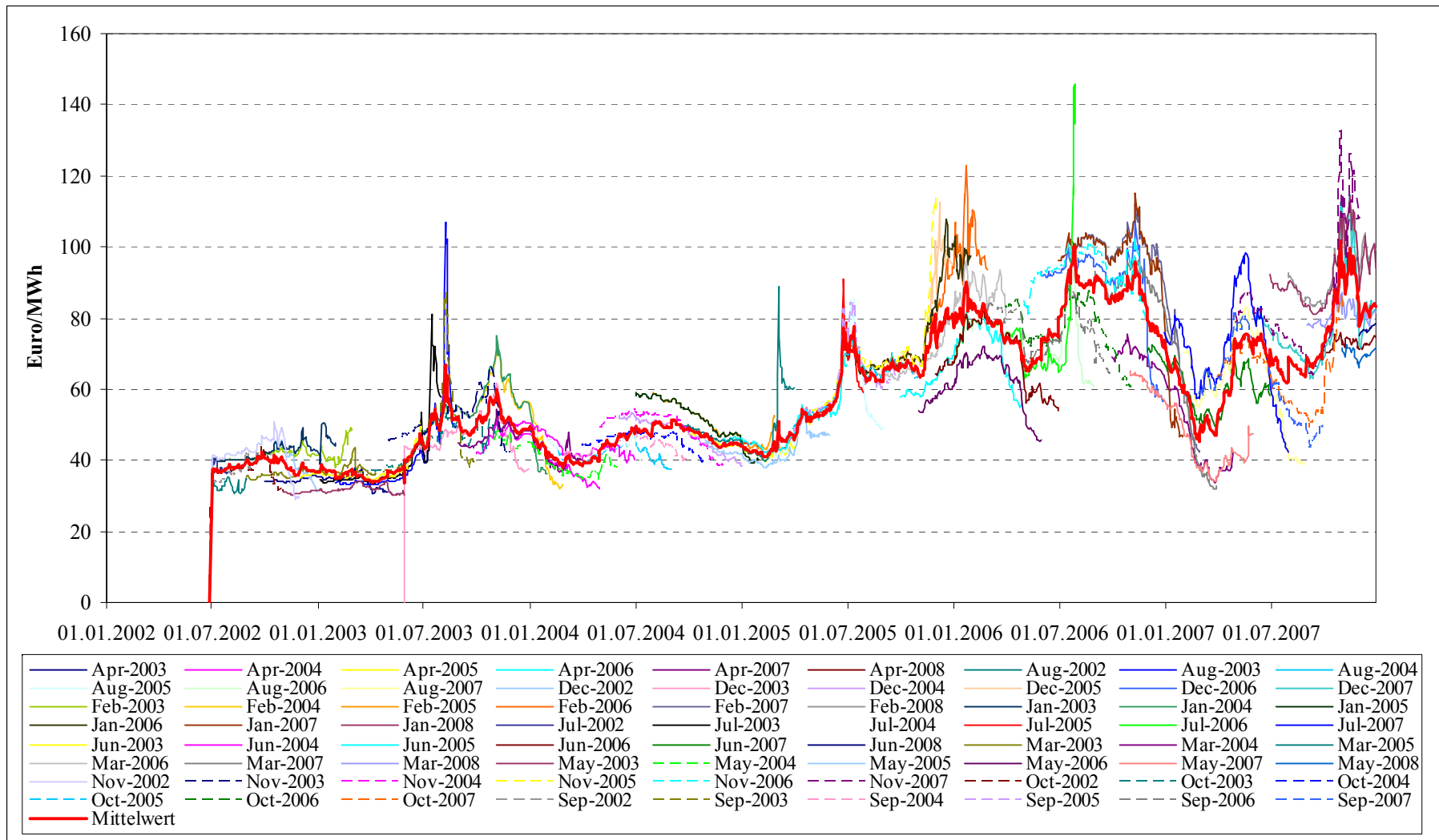


Abbildung 101: EEX Phelix Peak Month Futures 2002 - 2007; Quelle: EEX

5.8.2.2 EEX Phelix Quartals-Futures

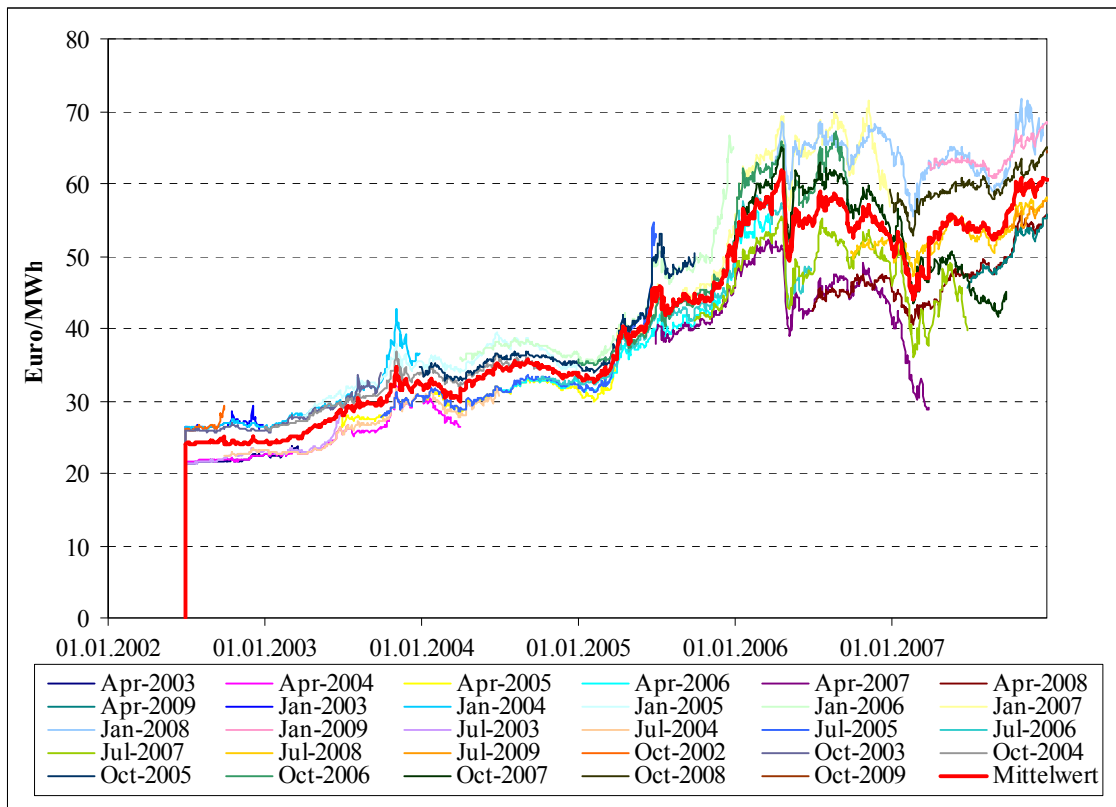


Abbildung 102: EEX Phelix Base Quarter Futures F1BQ 2002 - 2007; Quelle: EEX

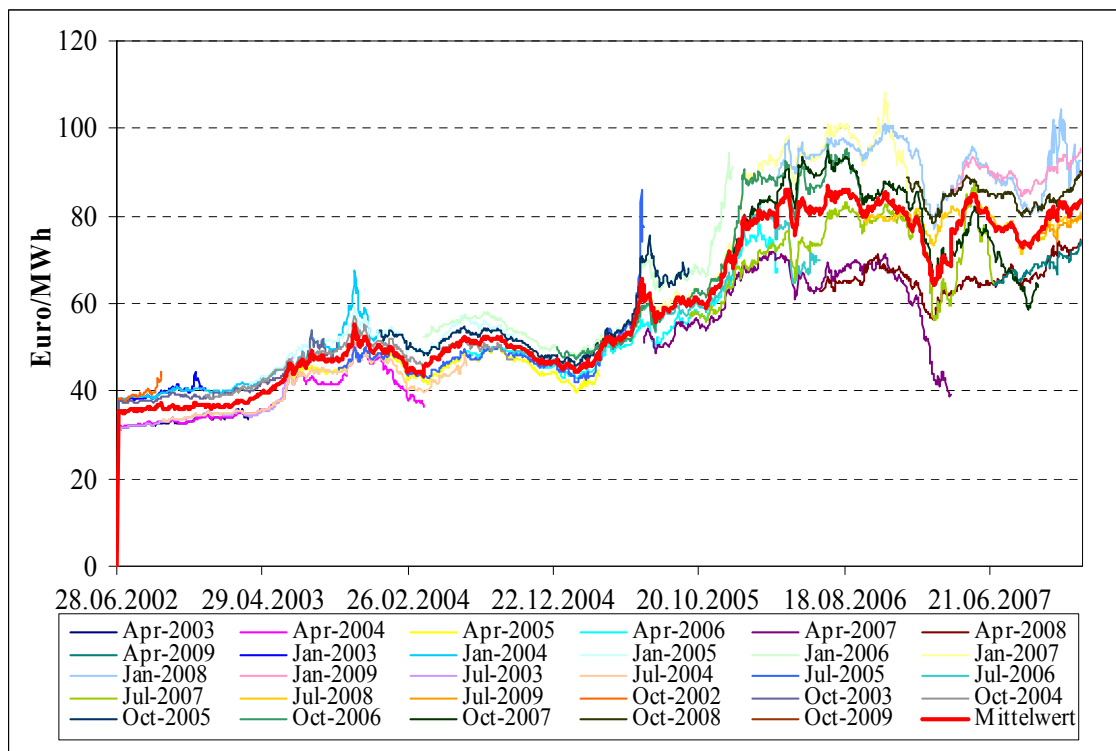


Abbildung 103: EEX Phelix Peak Quarter Futures F1PQ 2002 - 2007; Quelle: EEX

5.8.2.3 EEX Phelix Jahres-Futures

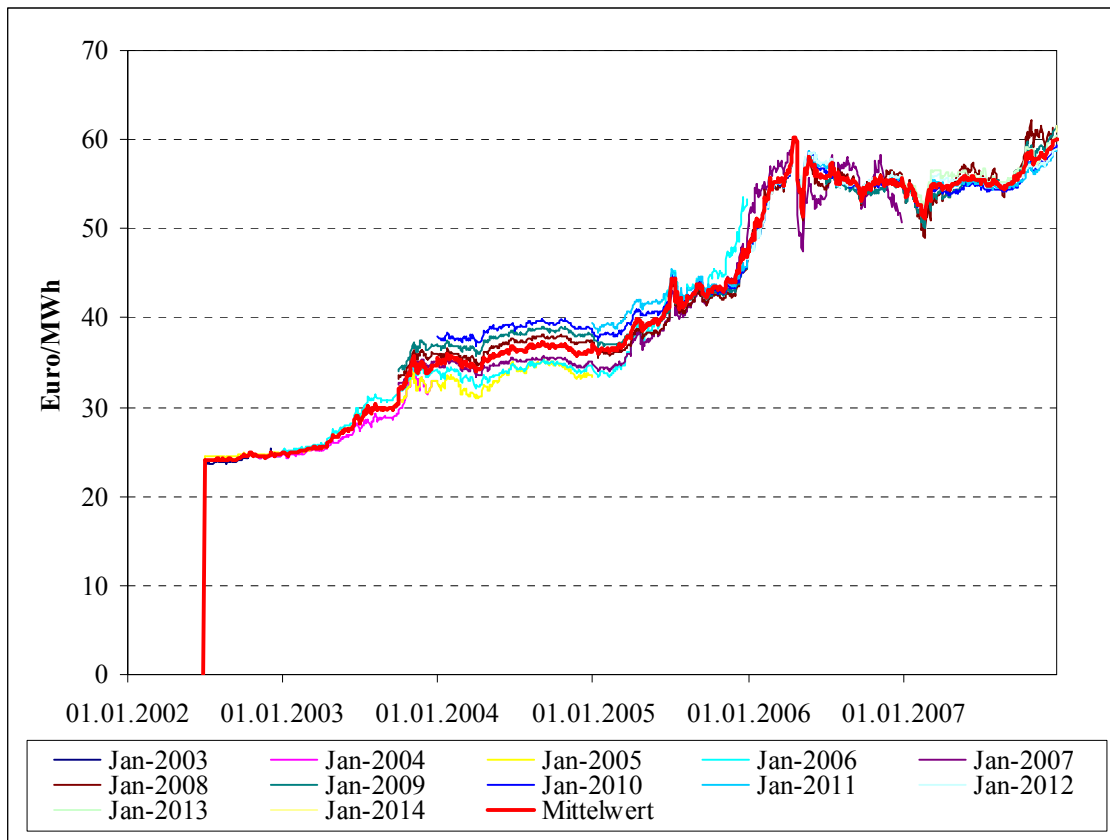


Abbildung 104: EEX Phelix Base Year Futures F1BY 2002 - 2007; Quelle: EEX

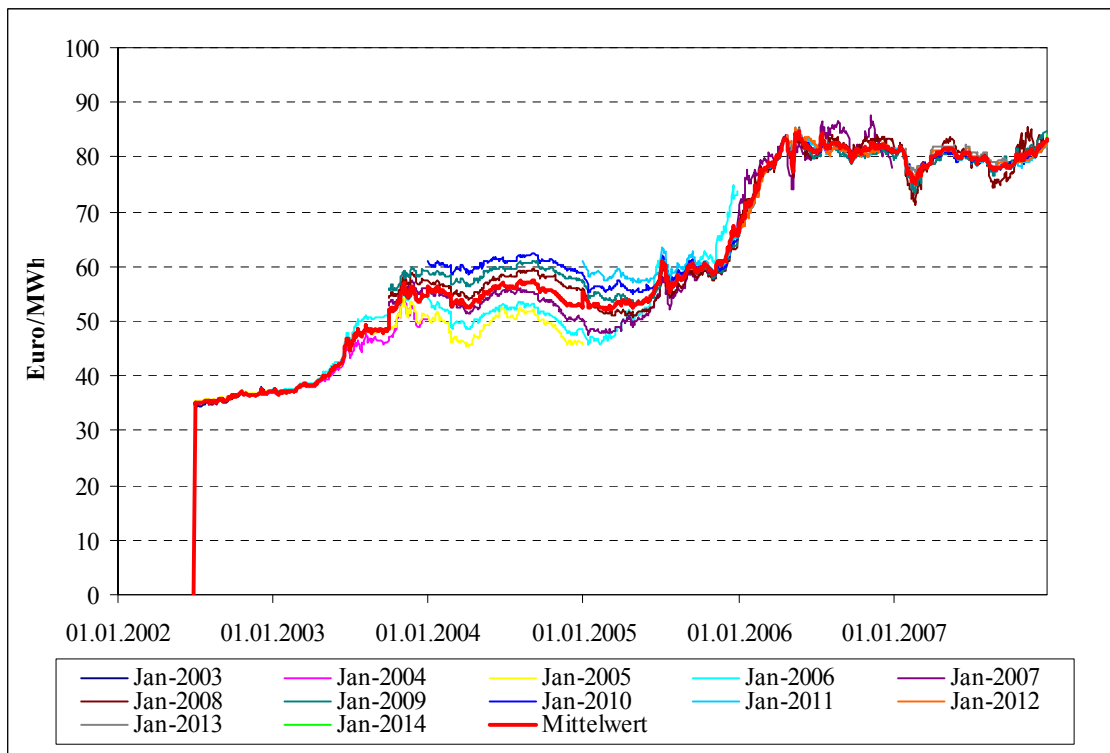


Abbildung 105: EEX Phelix Peak Year Futures F1PY 2002 - 2007; Quelle: EEX

### 5.8.2.4 EEX German Power Futures

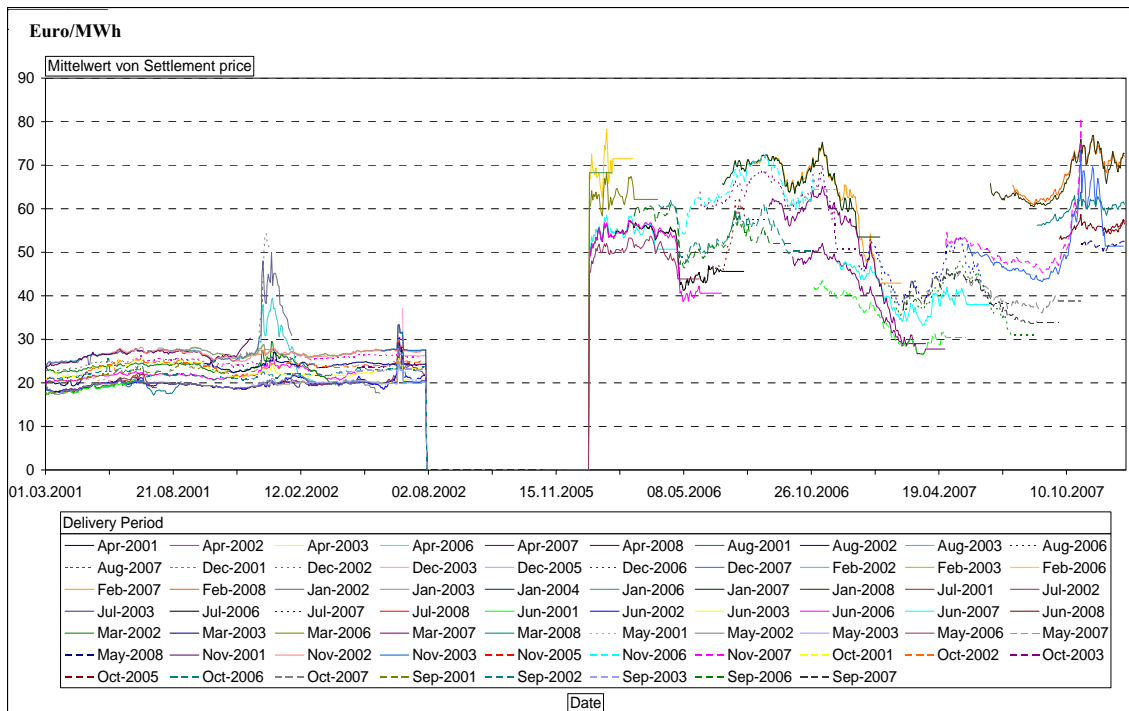


Abbildung 106: German Power Futures Base Month FOBA & F0BM 2001 - 2002, 2005 - 2007; Quelle: EEX

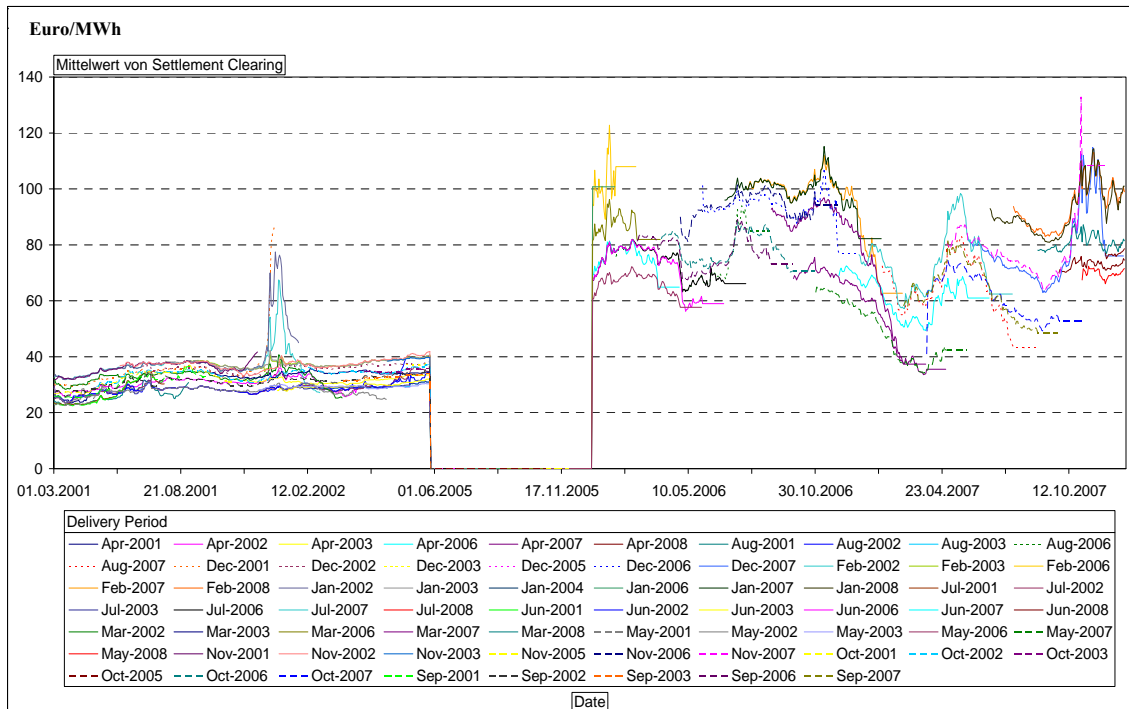


Abbildung 107: German Power Futures Peak Month FOPE, F0PBM 2001 - 2002, 2005 - 2007; Quelle: EEX

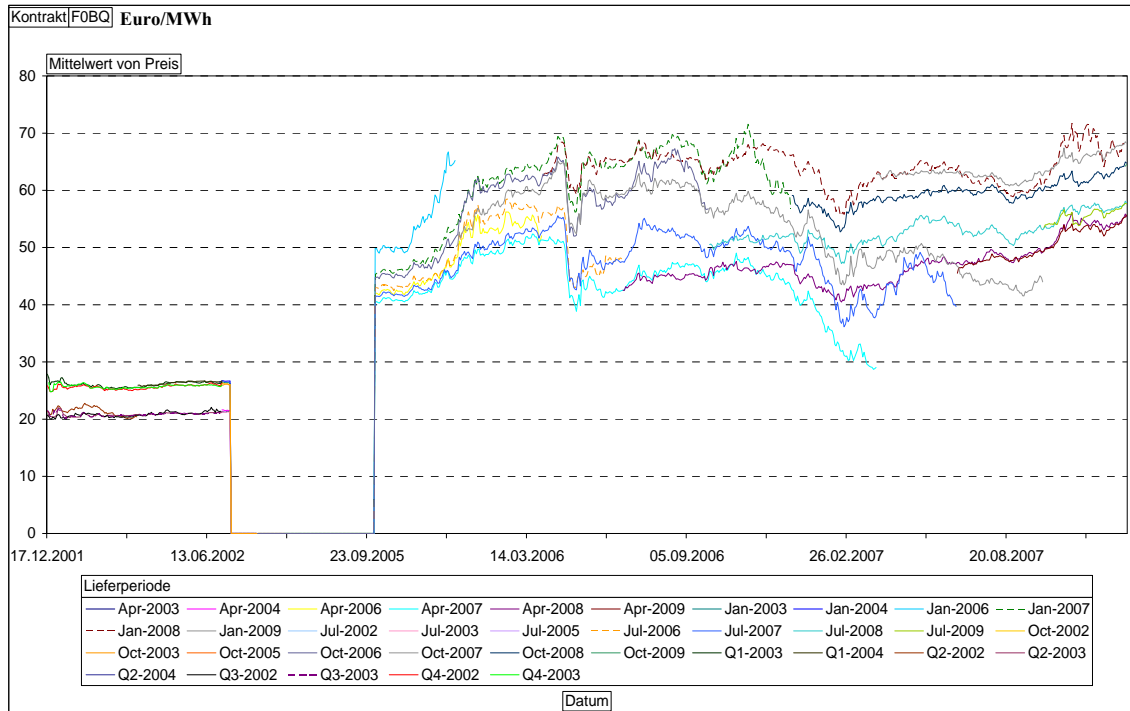


Abbildung 108: German Power Futures Base Quarter FOBQ 2001 - 2002, 2005 - 2007; Quelle: EEX

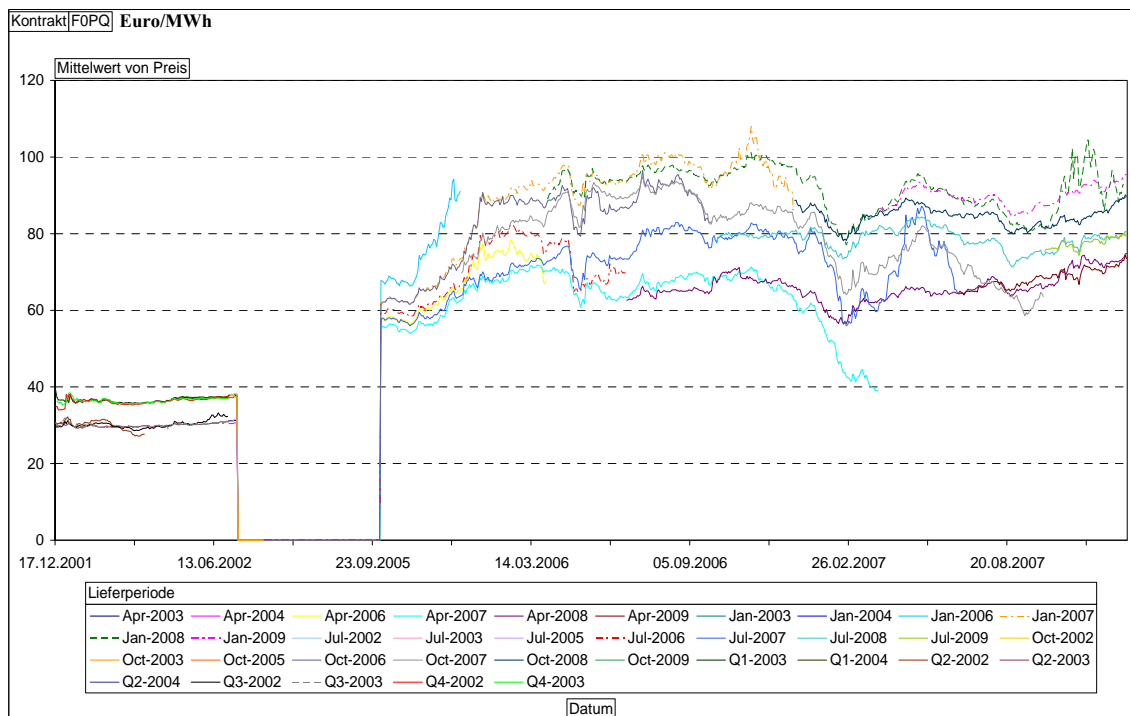


Abbildung 109: German Power Futures Peak Quarter FOPQ 2001 - 2002, 2005 - 2007; Quelle: EEX

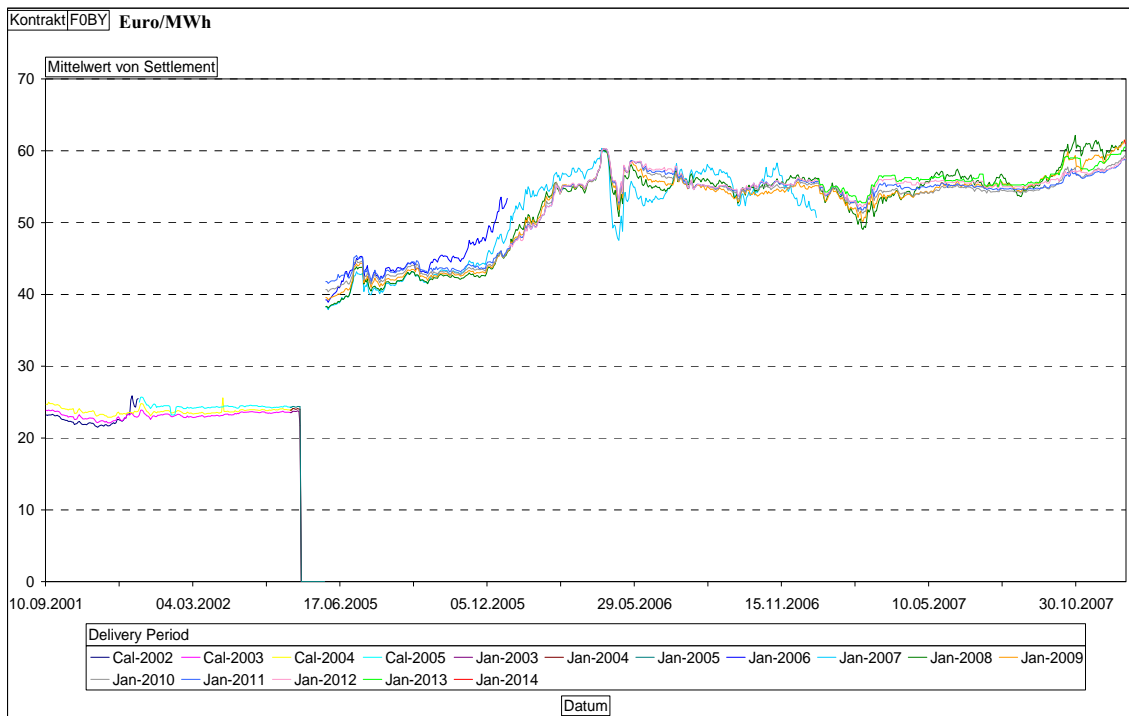


Abbildung 110: German Power Futures Base Year F0BY 2001 - 2002, 2005 - 2007; Quelle: EEX

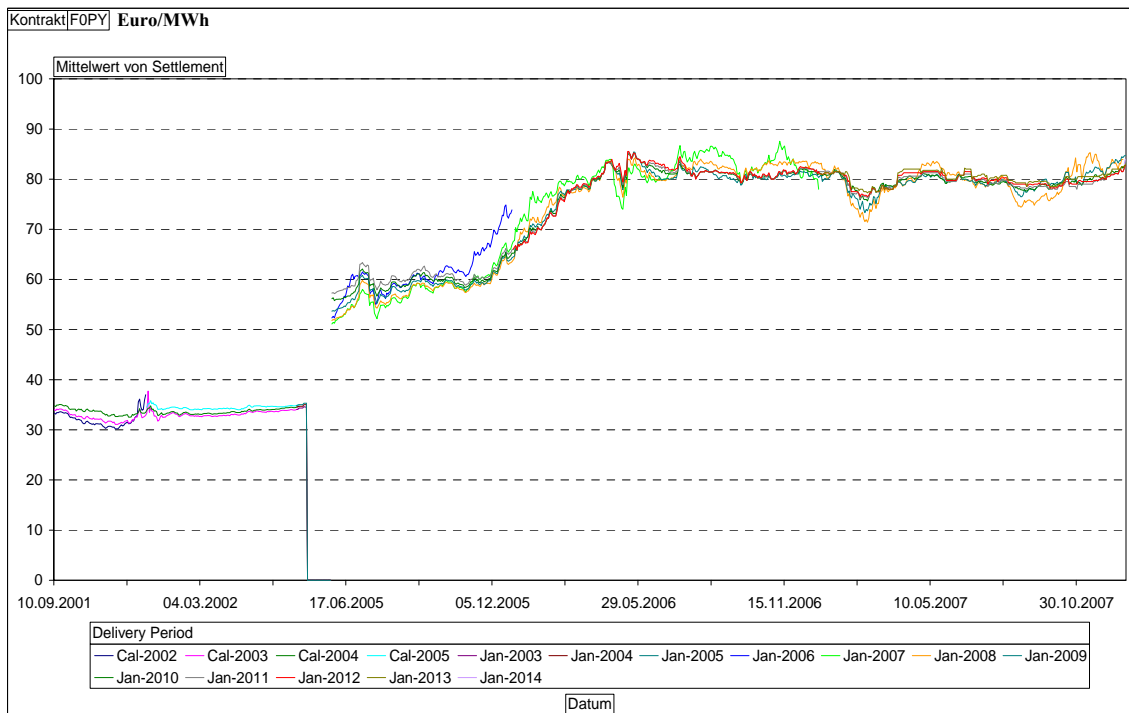


Abbildung 111: German Power Futures Peak Year F0PY 2001 - 2002, 2005 - 2007; Quelle: EEX

### 5.8.3 EEX Phelix Optionen

#### 5.8.3.1 EEX Phelix Base Monatsoptionen

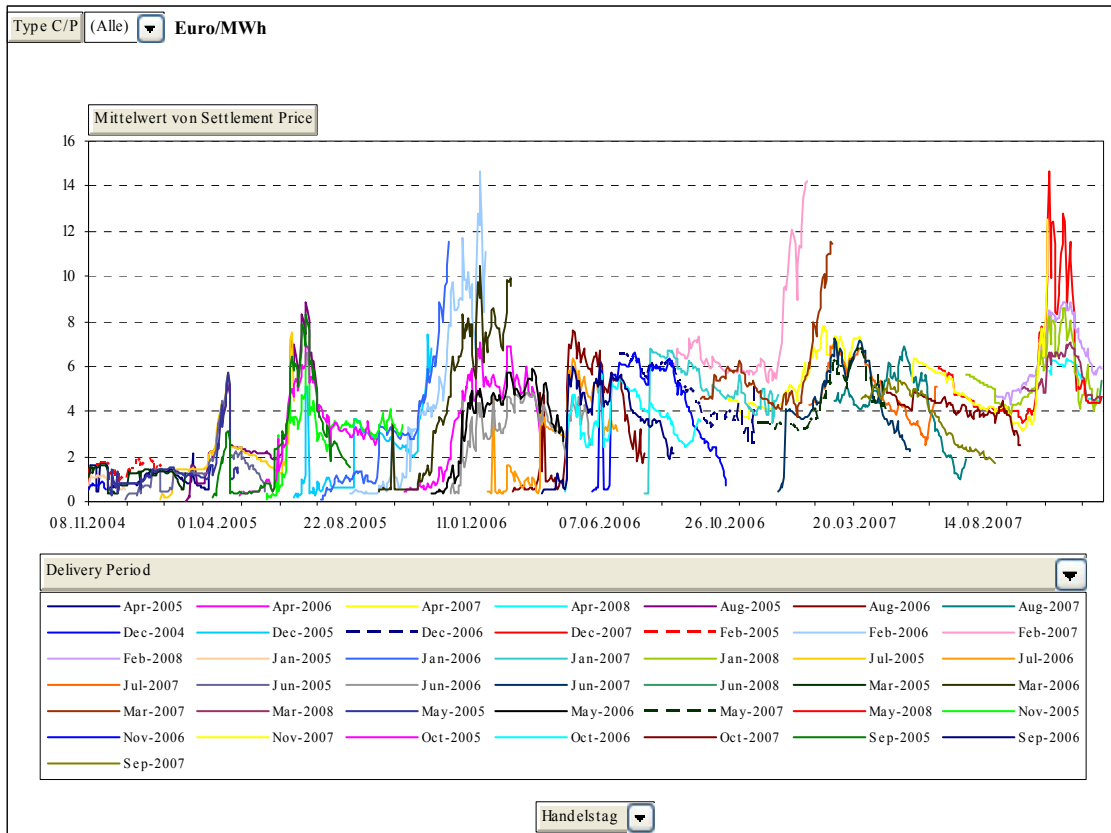


Abbildung 112: EEX Phelix Base Month Options O1BM 2004 - 2007; Quelle: EEX



### 5.8.3.2 EEX Phelix Base Quartalsoptionen

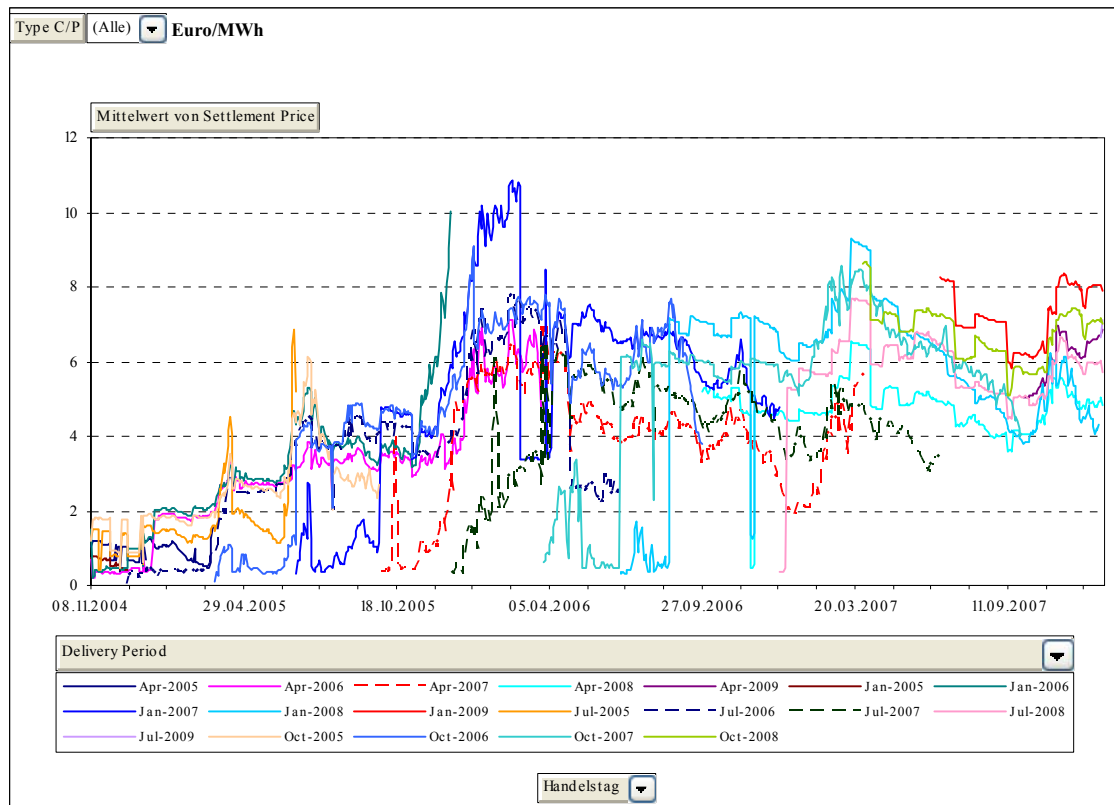


Abbildung 113: EEX Phelix Base Quarter Options O1BQ 2004 - 2007; Quelle: EEX

### 5.8.3.3 EEX Phelix Base Jahresoptionen

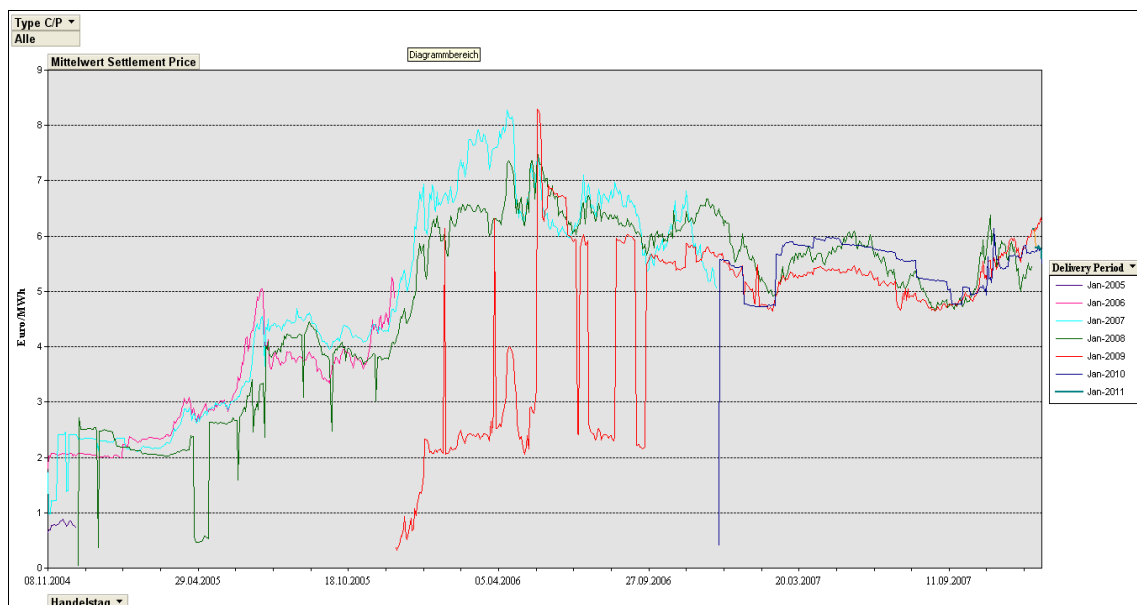


Abbildung 114: EEX Phelix Base Year Options 2004 - 2007; Quelle: EEX

## 5.9 Preisentwicklung: Großbritannien

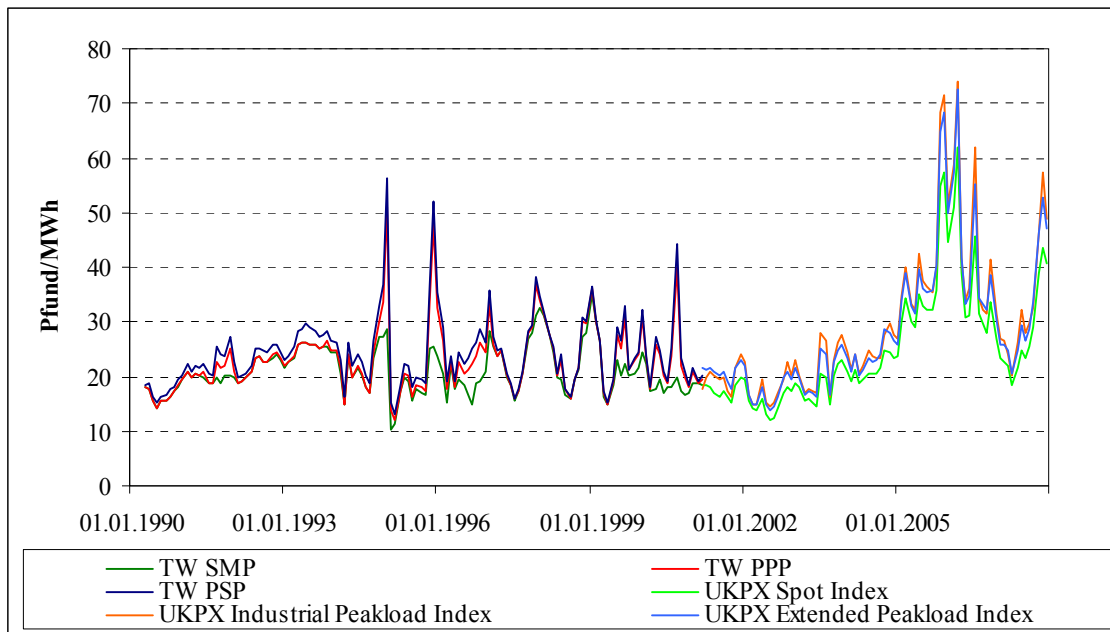


Abbildung 115: UK Spot Preise 1990 - 2007; Quelle: Ofgem, APX Group

### 5.9.1 The Electricity Pool of England and Wales

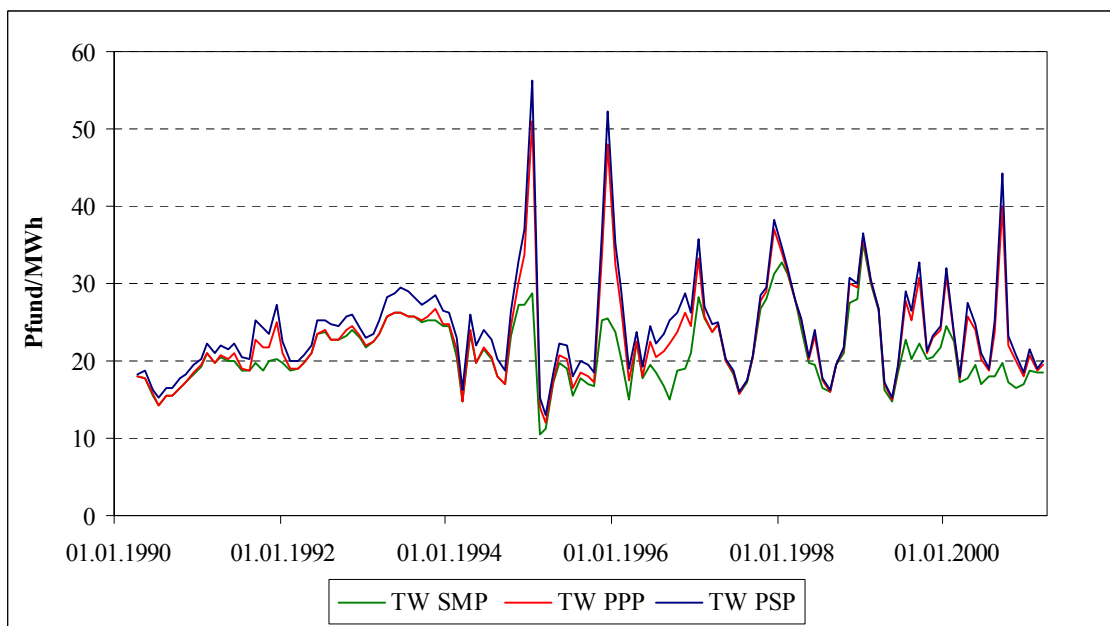


Abbildung 116: Spotpreisentwicklung Electricity Pool E&W; Quelle: Ofgem

## 5.9.2 UKPX

### 5.9.2.1 UKPX Spot Indices

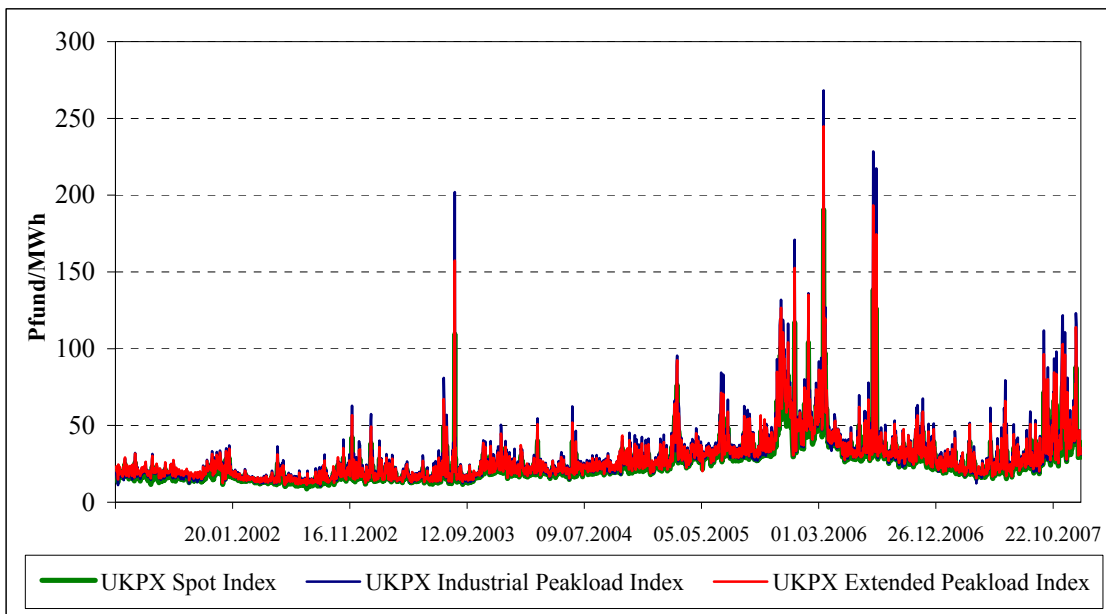


Abbildung 117: UKPX Preisentwicklung Spot-Markt; Quelle: APX Group

## 5.9.3 ICE Electricity Futures

### 5.9.3.1 ICE Electricity Futures Month

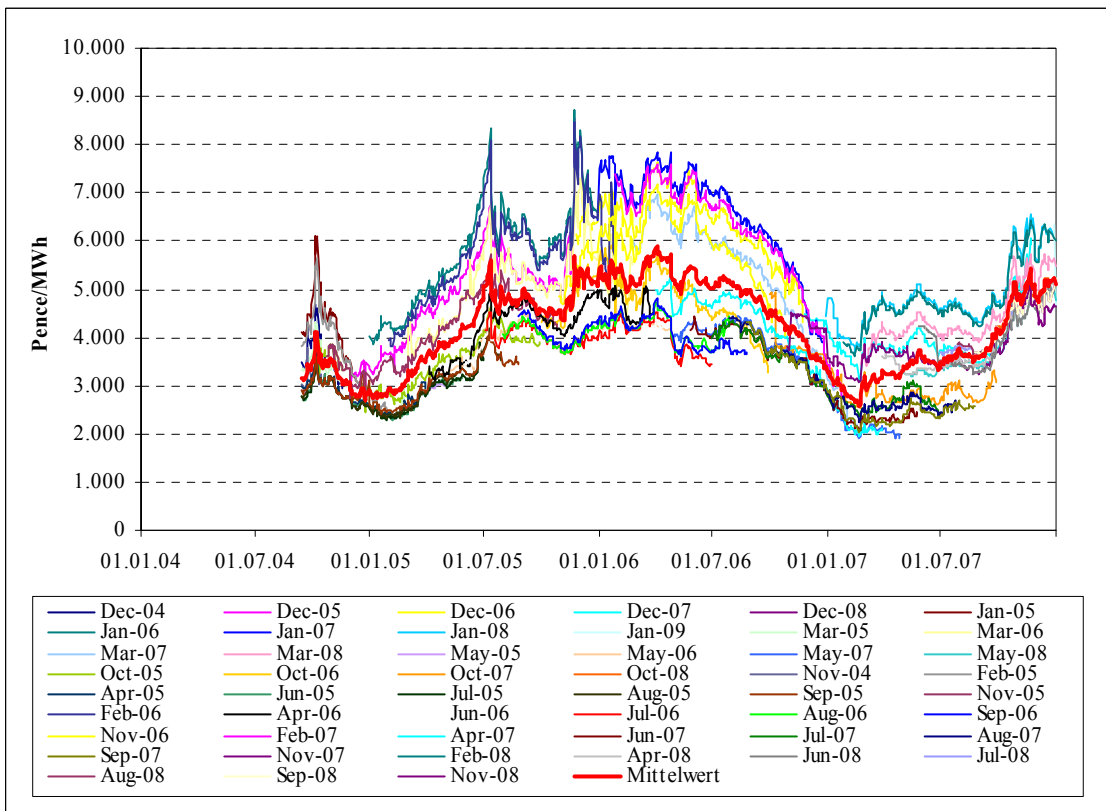


Abbildung 118: Monthly ICE Electricity Baseload Futures 2004 - 2007; Quelle: ICE

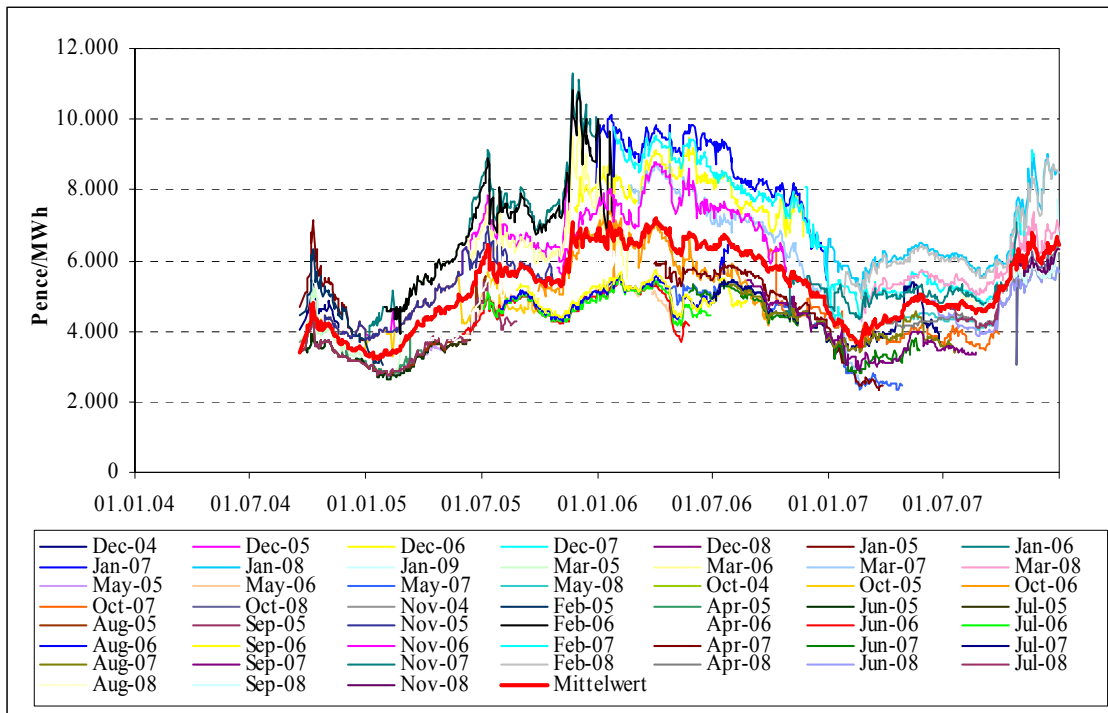


Abbildung 119: Monthly ICE Electricity Peakload Futures 2004 - 2007; Quelle: ICE

### 5.9.3.2 ICE Electricity Futures Quarter

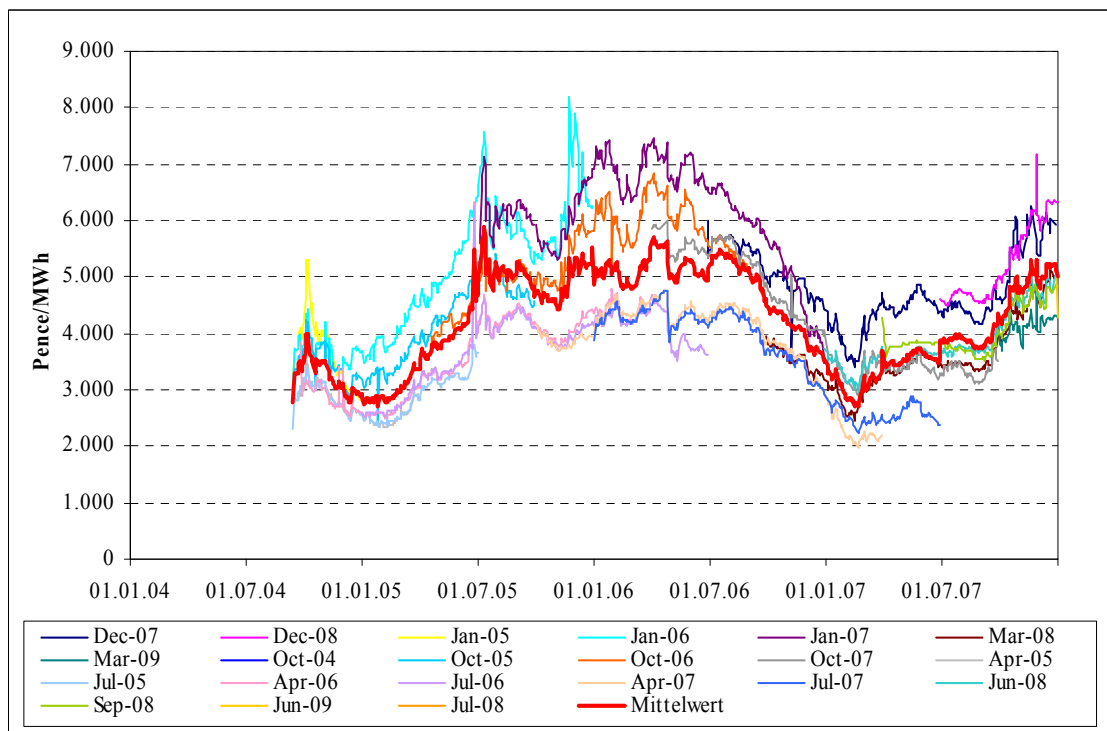


Abbildung 120: Quarterly ICE Electricity Baseload Futures 2004 - 2007; Quelle: ICE

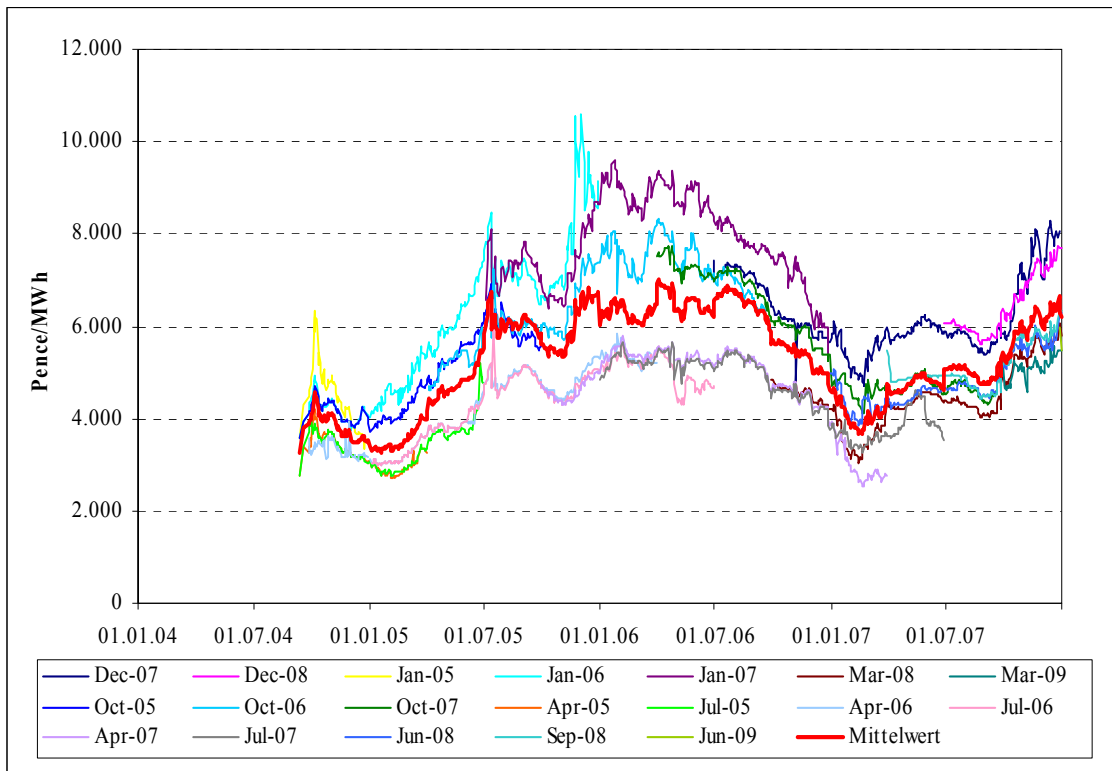


Abbildung 121: Quarterly ICE Electricity Peakload Futures 2004 - 2007; Quelle: ICE

### 5.9.3.3 ICE Electricity Futures Season

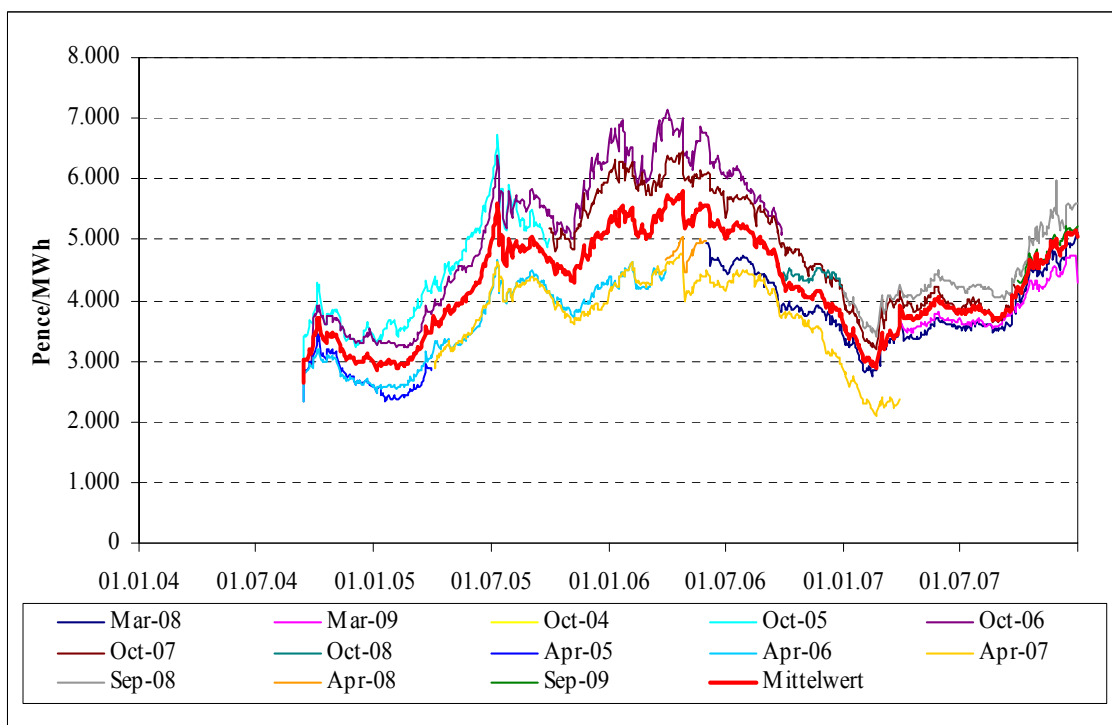


Abbildung 122: Season ICE Electricity Baseload Futures 2004 - 2007; Quelle: ICE

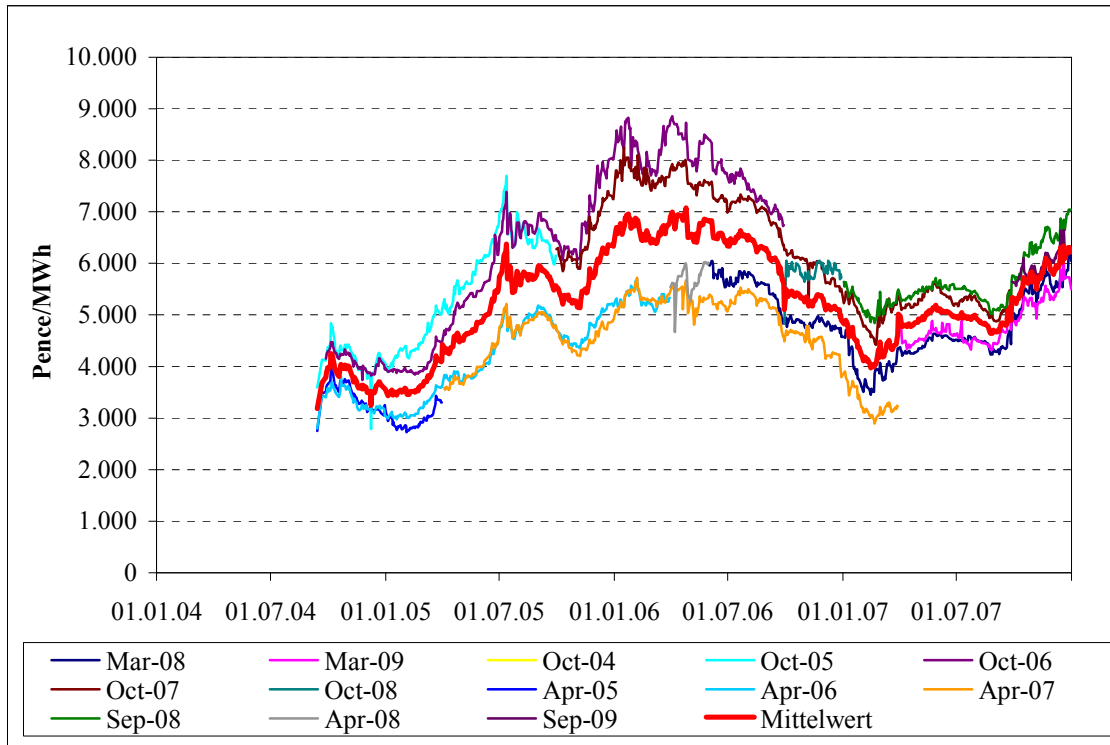


Abbildung 123: Season ICE Electricity Peakload Futures 2004 - 2007; Quelle: ICE

### 5.10 Korrelation Spot- und Terminpreise

Die Futures- und Optionspreise von Nord Pool weisen in hohem Maße dieselben Bewegungen wie die Spotpreise im Zeitverlauf auf. Die Forwardpreise hingegen zeichnen sich durch eher geringe Schwankungen (Peaks) im Vergleich aus. Der Trend bei allen Preisen ist klar steigend.

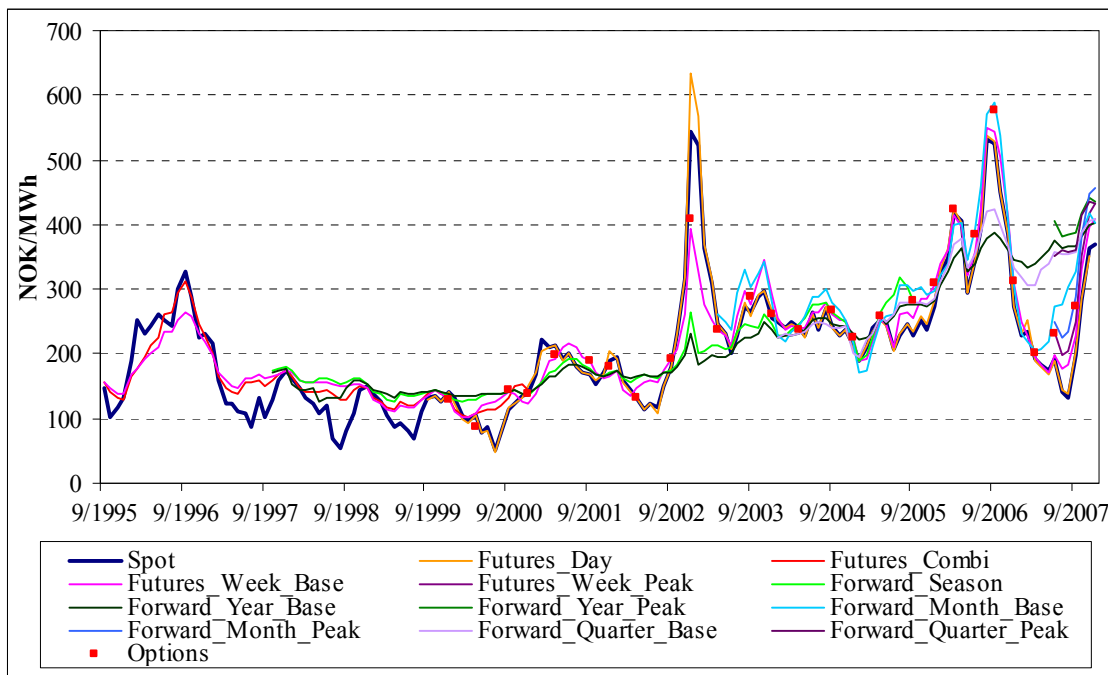


Abbildung 124: Monthly Average - NP Preise

Tabelle 59: Bestimmtheitsmaß (R<sup>2</sup>) der NP Futures und Optionen – Basis: monatlicher Durchschnitt

Vertrag	Beobachtungen (T)	Sample	R <sup>2</sup>
Futures Day	99	9/1999-11/2007	0,99
Futures Week	148	9/1995-12/2007	0,86
Futures Combinations	64	9/1995-12/2000	0,85
Optionen	26	12/1999-9/2007	0,88

Tabelle 60: Bestimmtheitsmaß (R<sup>2</sup>) der NP Forward-Verträge – Basis: monatlicher Durchschnitt

Vertrag	Beobachtungen (T)	Sample	R <sup>2</sup>
Forward Month	57	4/2003-12/2007	0,79
Forward Quarter	48	1/2004-12/2007	0,37
Forward Season	96	10/1997-9/2005	0,50
Forward Year	123	10/1997-12/2007	0,46

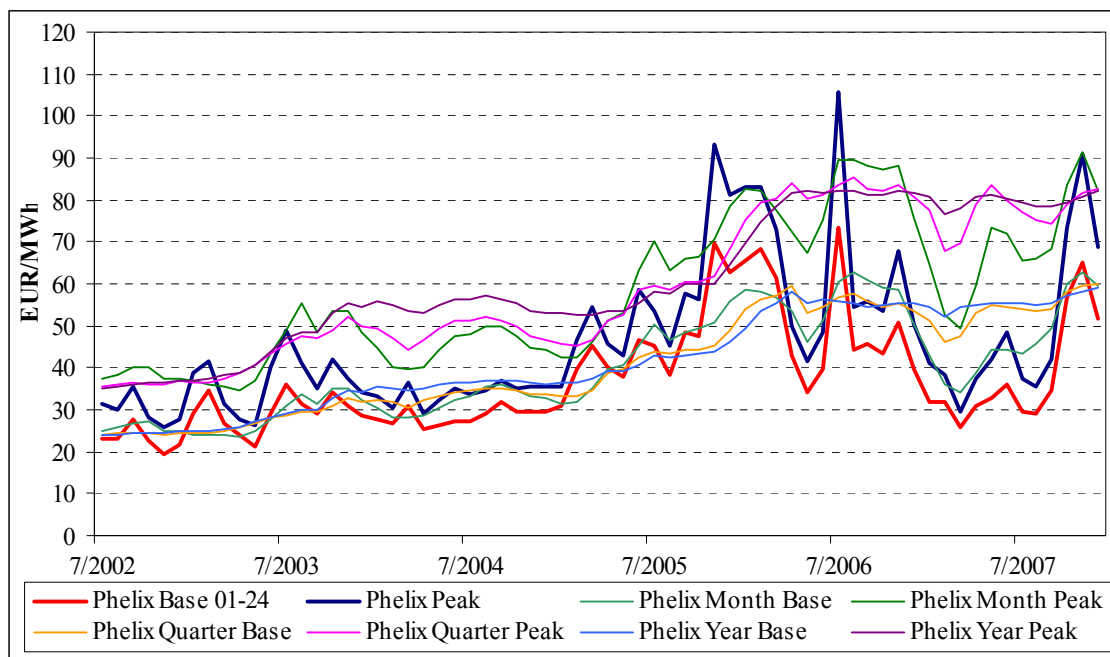
Ähnlich wie im Norden folgen die Futurespreise der EEX den Spotpreisen, dennoch ist hier die Korrelation weniger stark ausgeprägt. V. a. die kurzfristigen Monatskontrakte verfolgen die Peaks der Spotpreise. Je langfristiger der Vertrag, umso geringer die Korrelation.

**Tabelle 61: Bestimmtheitsmaß (R<sup>2</sup>) der EEX Grundlastverträge (unabhängige Variable = Phelix Base)**

Vertrag	Beobachtungen (T)	Sample	R <sup>2</sup>
EEX Month Base	66	7/2002-12/2007	0,69
EEX Quarter Base	66	7/2002-12/2007	0,45
EEX Year Base	66	7/2002-12/2007	0,35

**Tabelle 62: Bestimmtheitsmaß (R<sup>2</sup>) der EEX Spitzenlastverträge (unabhängige Variable = Phelix Peak)**

Vertrag	Beobachtungen (T)	Sample	R <sup>2</sup>
EEX Month Peak	66	7/2002-12/2007	0,62
EEX Quarter Peak	66	7/2002-12/2007	0,36
EEX Year Peak	66	7/2002-12/2007	0,18



**Abbildung 125: Monthly Average - EEX Preise**

Die britischen Terminpreise weisen die geringste Anpassung im Vergleich auf. Der Trend ist ähnlich, dennoch werden die Schwankungen der Spotpreise nicht von den Futurespreisen übernommen.

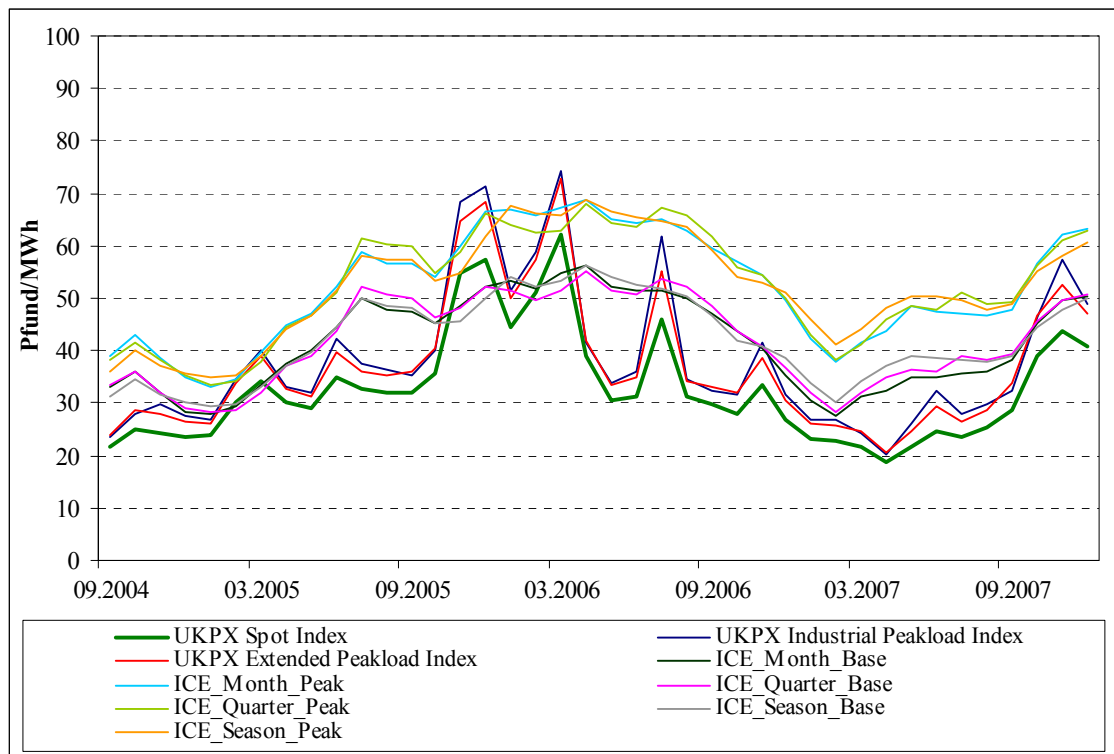


**Tabelle 63: Bestimmtheitsmaß (R<sup>2</sup>) der ICE Grundlastverträge**

Vertrag	Beobachtungen (T)	Sample	R <sup>2</sup>
ICE Month Base	40	9/2004-12/2007	0,58
ICE Quarter Base	40	9/2004-12/2007	0,48
ICE Season Base	40	9/2004-12/2007	0,47

**Tabelle 64: Bestimmtheitsmaß (R<sup>2</sup>) der ICE Spitzenlastverträge**

Vertrag	Beobachtungen (T)	Sample	R <sup>2</sup>
ICE Month Peak	40	9/2004-12/2007	0,54
ICE Quarter Peak	40	9/2004-12/2007	0,43
ICE Season Peak	40	9/2004-12/2007	0,42



**Abbildung 126: Monthly AVG - UK Preise**

Der Spot- und Terminpreisbias wurde auch von Böhm et al. (2008) für den nordischen und deutschen Markt festgestellt. Da die monatlichen Futurespreise signifikant von den Spotpreisen beeinflusst werden, muss die Voraussagekraft der Terminpreise für die zukünftigen Spotpreise hinterfragt werden. Böhm et al. (2008) gehen in ihrer Analyse tiefer auf dieses Problem ein. Auf eine weiterführende Diskussion soll in dieser Arbeit deshalb verzichtet werden.

## 6 Anhang – Ökonometrisches Modell

### 6.1 Spot-Preise

#### 6.1.1 Nordischer Raum

Tabelle 65 liefert den Output von EViews3 zur Schätzung der linearen Einfachregression aller Variablen, Tabelle 66 die um Autokorrelation berichtigten Werte.

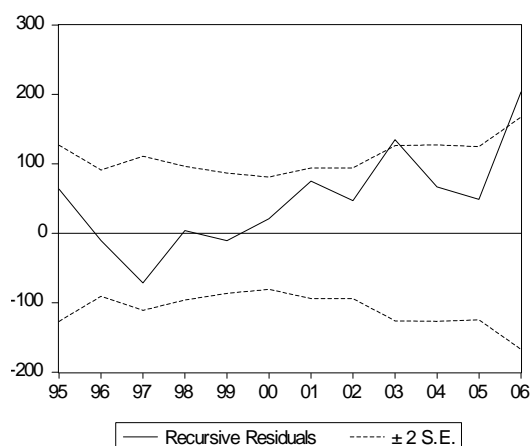
**Tabelle 65: t-Statistik der Parameter im nordischen Raum bei Einfachregression – NP Spot**

Variable	Koeffizient	t-Statistik	Prob.	R <sup>2</sup>	DW Statistik
HHI_PROD	0,13	0,95	0,36	0,07	0,79
HHI_PROD_ADJ	0,19	1,41	0,18	0,14	0,84
HHI_KAP	-0,04	-0,37	0,72	0,01	0,95
HHI_KAP_ADJ	-0,02	-0,15	0,88	0,00	0,92
OEFF_PROD	-340,25	-1,62	0,13	0,18	1,04
OEFF_KAP	-287,63	-1,49	0,16	0,16	1,03
NET_IMPORTS_NP	0,01	4,33	0,00	0,61	0,51
WATER	-248,85	-2,27	0,04	0,30	0,89
NUCLEAR	289,35	1,33	0,21	0,13	0,82
THERMAL	542,80	2,71	0,02	0,38	1,10
WIND	6615,24	3,23	0,01	0,46	1,78
MAX_LOAD_CAP_NP	10,28	1,14	0,28	0,10	0,76

**Tabelle 66: t-Statistik der Parameter – AR(1) – NP Spot**

Variable	Koeffizient	t-Statistik	Prob.	R <sup>2</sup>	DW Statistik
NET_IMPORTS_NP	0,01	7,81	0,00	0,84	1,34
WATER	-484,98	-2,26	0,05	0,44	1,13

Im Fall des HHI der Produktion zeigen sich bei den Recursive Residuals Brüche in den Jahren 2003 und 2006. Auch der Chow-Breakpoint-Test schlägt einen Bruch im Jahr 2003 (F-Statistik: >8,5; Prob.: >0,006) vor. Bei einigen der anderen Variablen werden durch den Test ebenfalls Brüche angegeben.



**Abbildung 127: Recursive Residuals HHI\_Prod\_Adj**

**Tabelle 67: t-Statistik der Parameter mit Strukturbruch im Jahr 2003 - NP Spot 1993 - 2002**

Variable	Koeffizient	t-Statistik	Prob.	R <sup>2</sup>	DW Statistik
HHI_PROD	0,12	1,65	0,14	0,25	1,80
HHI_PROD_ADJ	0,15	1,98	0,08	0,33	1,79
OEFF_PROD	-60,79	-0,36	0,73	0,02	2,04
OEFF_KAP	-81,00	-0,54	0,60	0,04	2,00
NUCLEAR	145,25	1,00	0,35	0,11	1,82
MAX_LOAD_CAP_NP	928,82	1,79	0,11	0,29	1,63

**Tabelle 68: t-Statistik der Parameter mit Strukturbruch im Jahr 2003 - NP Spot 2003 - 2006**

Variable	Koeffizient	t-Statistik	Prob.	R <sup>2</sup>	DW Statistik
HHI_PROD	-0,76	-0,47	0,68	0,10	1,49
HHI_PROD_ADJ	-0,73	-0,64	0,59	0,17	1,13
OEFF_PROD	2700,97	1,62	0,25	0,57	2,05
OEFF_KAP	2254,97	6,47	0,02	0,95	2,73
NUCLEAR	-3729,47	-1,14	0,37	0,40	2,79
MAX_LOAD_CAP_NP	322,08	0,06	0,96	0,00	1,77

**Tabelle 69: t-Statistik der Parameter mit Strukturbruch im Jahr 2002 - NP Spot 1993 - 2001**

Variable	Koeffizient	t-Statistik	Prob.	R <sup>2</sup>	DW Statistik
HHI_KAP_ADJ	0,04	0,54	0,61	0,04	2,35
HHI_KAP	0,03	0,42	0,69	0,02	2,36

**Tabelle 70: t-Statistik der Parameter mit Strukturbruch im Jahr 2002 - NP Spot 2002 - 2006**

Variable	Koeffizient	t-Statistik	Prob.	R <sup>2</sup>	DW Statistik
HHI_KAP	1,51	3,81	0,03	0,83	3,32
HHI_KAP_ADJ	1,72	3,11	0,05	0,76	2,90

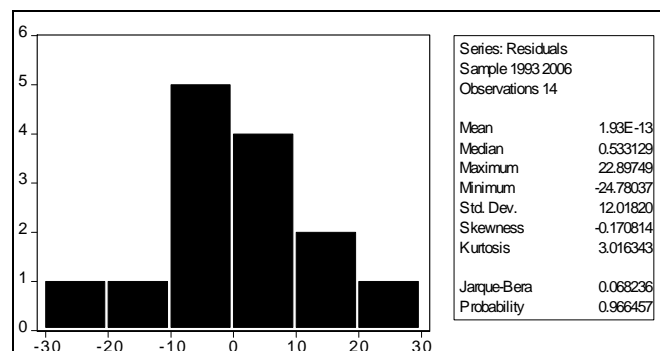
Beide Variablen betreffend Auswirkung des öffentlichen Anteils sind nicht signifikant. Auch hier wird ein Bruch im Jahr 2003 (F-Stat.: 7,4 Prob.: 0,001) vorgeschlagen. Die Werte sind auch für den verkürzten Zeitraum von 1993 bis 2003 nicht signifikant, wohingegen der Anteil an den öffentlichen Kapazitäten jedoch signifikant nach dem Bruch für die Zeit von 2003-2006 wird. Die Nettoimporte als Ausdruck für Angebot und Nachfrage liefern ein hohes Erklärungspotential im Zeitverlauf. Die Variable ist signifikant auf dem 1%-Niveau. Die Variablen WATER, THERMAL (beide auf dem 5%-Niveau), WIND (1%-Niveau) sind jede für sich signifikant. Der Anteil der Atomkraft an der Gesamtproduktion hingegen ist nicht signifikant. Das Verhältnis von Höchstlast zu installierter Kapazität liefert keine signifikante Erklärung.

Werden alle Variablen in eine Regression gepackt, so zeigt sich folgendes Bild:

**Tabelle 71: Ergebnis Mehrfachregression Spotpreise im Norden**

Dependent Variable: SPOT			
Method: Least Squares			
Sample: 1993 2006			
Included observations: 14			
Variable	Coefficient	t-Statistic	Prob.
C	-29356,64	-3,32	0,02
HHI_PROD_ADJ	0,14	1,46	0,20
OEFF_PROD	97,01	0,15	0,88
NETIMPORTS	0,01	1,93	0,11
WATER	28622,36	3,03	0,03
NUCLEAR	28222,18	3,04	0,03
THERMAL	28788,77	3,20	0,02
WIND	33040,28	3,42	0,02
MAX_LOAD_CAP	944,06	1,92	0,11
R-squared	0,98	Akaike info criterion	9,02
Adjusted R-squared	0,95	Schwarz criterion	9,43
Log likelihood	-54,16	F-statistic	32,31
Durbin-Watson stat	3,38	Prob(F-statistic)	0,0007

Auf dem 5%-Niveau sind in diesem Modell nur die Parameter des Produktionsmixes signifikant. Jedoch deuten die hohen Werte der Standardfehler auf Multikollinearität hin. Das Modell als Ganzes ist sogar signifikant auf dem Niveau von  $\alpha = 0,01$ . Das korrigierte multiple Bestimmtheitsmaß (Adjusted R-squared) weist auf einen hohen Erklärungsgehalt des Modells hin. Die Durbin-Watson Statistik lässt keine Aussage zu, da sich der Wert im Unschärfbereich befindet:  $4 - d_U < DW < 4 - d_L$  ( $d_U = 3,111$ ,  $d_L = 0,2$ ).



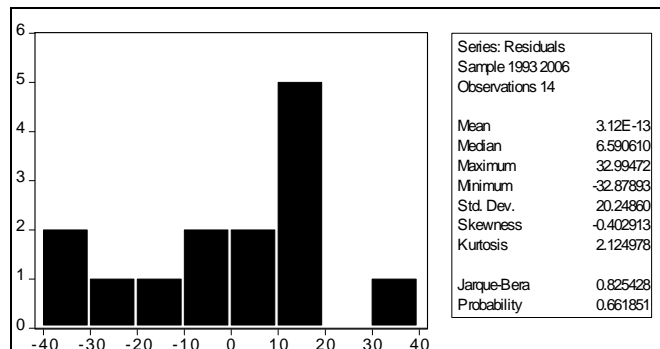
**Abbildung 128: Histogramm zu Mehrfachregression – NP Spot**

Die Ergebnisse der Mehrfachregression sprechen für ein hohes Maß an Multikollinearität, v. a. im Bereich des Produktionsmixes. Dies lässt sich einerseits aus der Berechnung dieser Parameter erklären (prozentueller Wert der Gesamtproduktion), andererseits ist für den nordischen Raum typisch, dass bei Ausfall der Produktion aus Wasserkraft, diese v. a. durch thermische und nukleare Produktion abgedeckt bzw. ausgeglichen wird. Diese

Annahme lässt sich auch in Hilfsregressionen verifizieren. Die Variablen NUCLEAR und THERMAL liefern je fast 80% ( $R^2$ ) zur Erklärung der Variable WATER. 80% von THERMAL lassen sich über WATER erklären, nur 30% über NUCLEAR. 80% von THERMAL über WIND, nur 7% von NUCLEAR und 52% von WATER. Da ein großer Teil der Information von WATER bereits in den anderen Variablen enthalten ist, wird diese entfernt, um das Multikollinearitätsproblem zu mildern.

**Tabelle 72: Bereinigte Ergebnisse der Mehrfachregression – NP Spot**

Dependent Variable: SPOT				
Method: Least Squares				
Sample: 1993 2006				
Included observations: 14				
Variable	Coefficient	t-Statistic	Prob.	
C	-2602,61	-3,07	0,02	
HHI_PROD_ADJ	0,11	0,73	0,5	
OEFF_PROD	1516,68	2,37	0,06	
NETIMPORTS	0,0006	0,18	0,86	
NUCLEAR	73,65	0,18	0,87	
THERMAL	1522,02	1,92	0,1	
WIND	5034,43	1,16	0,29	
MAX_LOAD_CAP	1789,06	2,86	0,03	
R-squared	0,95	Akaike info criterion	9,92	
Adjusted R-squared	0,88	Schwarz criterion	10,29	
Log likelihood	-61,46	F-statistic	15,05	
Durbin-Watson stat	1,96	Prob(F-statistic)	0,002	



**Abbildung 129: Histogramm des finalen Modells – NP Spot**

Das neue Modell weist auf einen Strukturbruch hin (vgl. Diagramm Recursive Residuals).

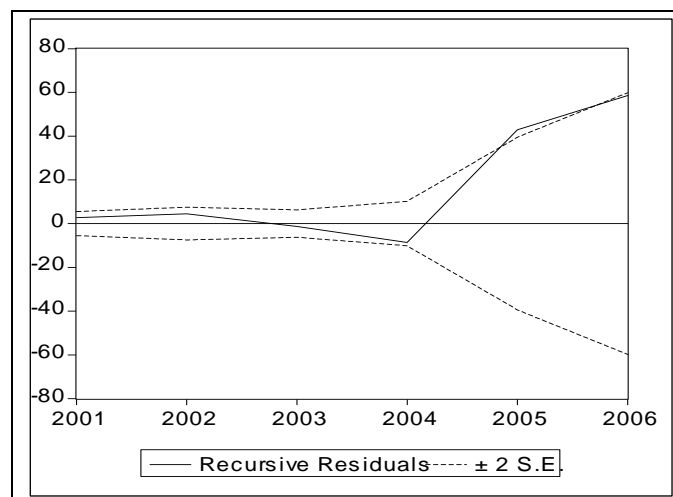


Abbildung 130: Recursive Residuals NP Spot

In Tabelle 73 werden die Werte unter Berücksichtigung des Bruchs dargestellt. Signifikant auf dem 5%-Niveau sind dabei der angepasste HHI der Produktion, die Nettoimporte, der Anteil der Kernkraft sowie das Verhältnis von Höchstlast zu den Gesamtkapazitäten. Die Nettoimporte und der Anteil an Kernkraft sind sogar signifikant auf dem 1% Niveau. Das Modell als solches liefert für den Zeitraum von 1993 bis 2004 eine sehr gute Erklärung (Prob. (F-statistic) < 0,01).

Tabelle 73: Finales Modell Spot NP

Dependent Variable: SPOT				
Method: Least Squares				
Sample: 1993 2004				
Included observations: 12				
Variable	Coefficient	t-Statistic	Prob.	
C	-509,15	-2,34	0,08	
HHI_PROD_ADJ	0,1	4,03	0,02	
OEFF_PROD	99,45	0,61	0,58	
NETIMPORTS	0,01	9,6	0,001	
NUCLEAR	-420,07	-5,11	0,007	
THERMAL	309,96	1,73	0,16	
WIND	1218,6	1,46	0,22	
MAX_LOAD_CAP	686,56	5,19	0,007	
R-squared	0,998	Akaike info criterion	6,31	
Adjusted R-squared	0,99	Schwarz criterion	6,64	
Log likelihood	-29,89	F-statistic	282,96	
Durbin-Watson stat	1,6	Prob(F-statistic)	0,00003	

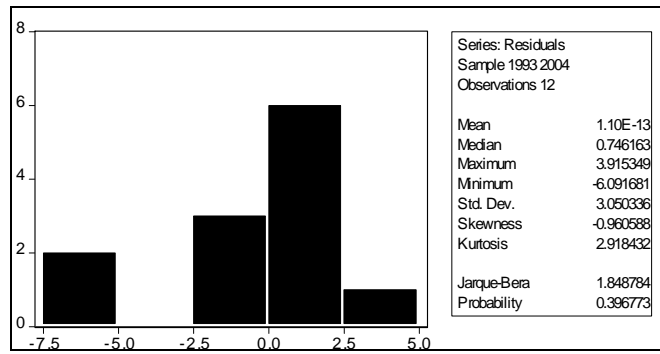


Abbildung 131: Histogramm Spot NP bis 2004

### 6.1.2 UK

Im ökonometrischen Modell der Einfachregressionen zum britischen Spotmarkt ist nur der Einfluss von WIND auf die Spotpreise signifikant.

Tabelle 74: t-Statistik der Parameter bei Einfachregression – UK Spot

Variable	Koeffizient	t-Statistik	Prob.	R <sup>2</sup>	DW Statistik
HHI_PROD	0,00	-1,05	0,31	0,07	0,56
HHI_KAP	0,00	-0,96	0,35	0,06	0,56
OEFF_PROD	-5,93	-1,12	0,28	0,08	0,55
OEFF_KAP	-5,76	-1,10	0,29	0,07	0,55
NETIMPORTS	0,00	-0,71	0,49	0,03	0,59
WATER	496,59	0,85	0,41	0,05	0,65
NUCLEAR	-52,16	-1,01	0,33	0,06	0,66
THERMAL	39,13	0,69	0,50	0,03	0,61
WIND	1599,96	4,60	0,00	0,58	0,89
MAX_LOAD_CAP	-73,14	-1,47	0,16	0,13	0,76

Die Durbin-Watson-Statistik weist bei allen Variablen auf eine positive Autokorrelation hin. Die Berücksichtigung der Strukturbrüche lindert das Autokorrelationsproblem bei den Variablen HHI, NUCLEAR und Höchstlast zu installiertem Effekt.

Tabelle 75: t-Statistik der Parameter bei Einfachregression – AR(1)-Prozess – UK Spot

Variable	Koeffizient	t-Statistik	Prob.	R <sup>2</sup>	DW Statistik
OEFF_PROD	-3,16	-0,30	0,77	0,49	1,33
OEFF_KAP	-2,70	-0,27	0,79	0,49	1,34
NETIMPORTS	0,00	0,67	0,51	0,50	1,68
WATER	11,39	0,03	0,98	0,49	1,35
THERMAL	-36,07	-0,46	0,65	0,48	1,23
WIND	1765,24	3,42	0,00	0,70	1,80

Tabelle 76: t-Statistik der Parameter – Strukturbruch 2003 – UK Spot

Zeitraum	Variable	Koeffizient	t-Statistik	Prob.	R <sup>2</sup>	DW Statistik
1990-2002	HHI_KAP	0,00	0,37	0,72	0,01	0,88
2003-2006	HHI_KAP	0,03	13,84	0,01	0,99	2,27

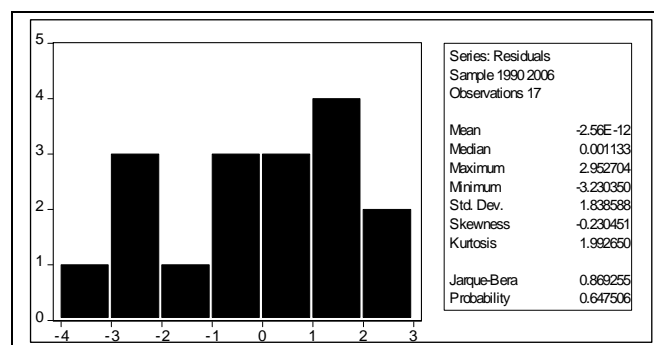
**Tabelle 77: t-Statistik der Parameter – Strukturbruch 2005 (Werte 1990 - 2004) – UK Spot**

Variable	Koeffizient	t-Statistik	Prob.	R <sup>2</sup>	DW Statistik
HHI_PROD	0,00	0,43	0,68	0,01	1,01
NUCLEAR	63,55	2,82	0,01	0,38	1,15
MAX_LOAD_CAP	15,24	0,55	0,59	0,02	1,13

Werden alle Variablen herangezogen, so wird zusätzlich noch die Variable HHI\_PROD als signifikant auf dem 5%-Niveau ausgewiesen. Das Problem der Autokorrelation wird somit auch durch das Zuführen weiterer Variablen gelöst.

**Tabelle 78: Ergebnisse Mehrfachregression - UK Spot**

Dependent Variable: SPOT			
Method: Least Squares			
Sample: 1990 2006			
Included observations: 17			
Variable	Coefficient	t-Statistic	Prob.
C	25206,03	2,12	0,07
HHI_PROD	0,01	2,56	0,03
OEFF_PROD	-11,04	-1,2	0,27
NETIMPORTS	-0,0001	-0,28	0,79
WATER	-24823,57	-2,09	0,07
NUCLEAR	-25106,06	-2,11	0,07
THERMAL	-25217,41	-2,12	0,07
WIND	-21211,79	-1,86	0,1
MAX_LOAD_CAP	-30,46	-0,95	0,37
R-squared	0,91	Akaike info criterion	5,05
Adjusted R-squared	0,82	Schwarz criterion	5,5
Log likelihood	-33,96	F-statistic	9,87
Durbin-Watson stat	2,04	Prob(F-statistic)	0,002



**Abbildung 132: Histogramm Mehrfachregression - UK Spot**

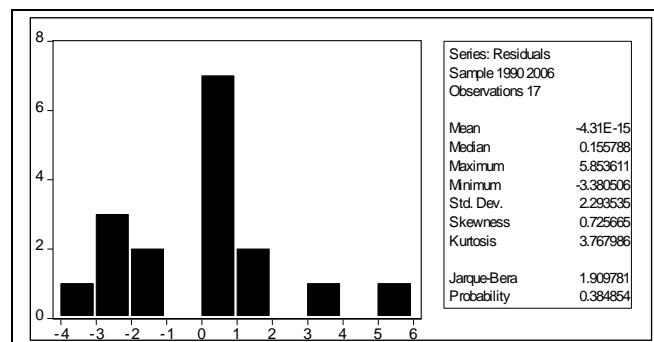
Wie im Fall Skandinaviens korrelieren auch im Beispiel Großbritanniens die Variablen des Produktionsmixes. Um dies zu umgehen, wurde die Variable NUCLEAR entfernt, da diese in einem sehr hohen Maße ( $R^2 = 0,98$ ) von THERMAL erklärt wird.<sup>397</sup>

<sup>397</sup> Bestimmtheitsmaß der Hilfsregressionen: 1) WATER: WIND (0,06), THERMAL (0,07), NUCLEAR (0,12); 2) WIND: WATER (0,006), THERMAL (0,24), NUCLEAR (0,31); 3) THERMAL: WIND(0,24), WATER (0,07), NUCLEAR (0,98); 4) NUCLEAR: WIND (0,31), WATER (0,12), THERMAL (0,98).



**Tabelle 79: Bereinigte Ergebnisse - UK Spot**

Dependent Variable: SPOT				
Method: Least Squares				
Sample: 1990 2006				
Included observations: 17				
Variable	Coefficient	t-Statistic	Prob.	
C	75,95	1,43	0,19	
HHI_PROD	0,008	1,57	0,15	
OEFF_PROD	-6,98	-0,66	0,56	
NETIMPORTS	1,58E-06	0,004	0,99	
WATER	169,75	0,42	0,68	
THERMAL	-86,76	-1,66	0,13	
WIND	2828,86	5,56	0,0004	
MAX_LOAD_CAP	-12,64	-0,35	0,74	
R-squared	0,86	Akaike info criterion	5,38	
Adjusted R-squared	0,75	Schwarz criterion	5,77	
Log likelihood	-37,72	F-statistic	7,7	
Durbin-Watson stat	2,34	Prob(F-statistic)	0,003	



**Abbildung 133: Histogramm bereinigte Ergebnisse - UK Spot**

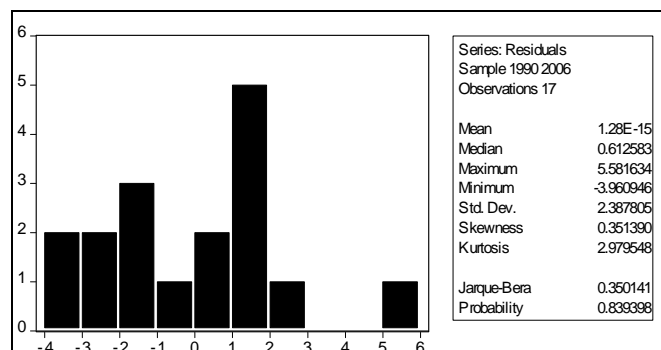
Bis auf die Variable WIND ist kein Parameter signifikant. Über den Redundant Variable Test wird das Entfernen der folgenden Variablen empfohlen: NETIMPORTS, MAX\_LOAD\_CAP; WATER; OEFF\_PROD. Tabelle 81 zeigt das Modell mit den besten AIC- und SC-Werten.

**Tabelle 80: Redundant Variables - UK Spot**

Redundant Variables: MAX_LOAD_CAP NETIMPORTS WATER			
OEFF_PROD			
F-statistic	0,19	.Probability	0,94
Log likelihood ratio	1,37	.Probability	0,85

**Tabelle 81: Finales Modell - UK Spot**

Dependent Variable: SPOT			
Method: Least Squares			
Sample: 1990 2006			
Included observations: 17			
White Heteroskedasticity-Consistent Standard Errors & Covariance			
Variable	Coefficient	t-Statistic	Prob.
C	75,06	4,99	0,0002
HHI_PROD	0,006	4,8	0,0003
THERMAL	-92,82	-4,35	0,0008
WIND	2979,78	7,19	0,0000
R-squared	0,84	Akaike info criterion	4,99
Adjusted R-squared	0,81	Schwarz criterion	5,18
Log likelihood	-38,4	F-statistic	23,6
Durbin-Watson stat	2,1	Prob(F-statistic)	0,00002



**Abbildung 134: Histogramm - Finales Modell UK Spot**

### 6.1.3 Deutschland

Aufgrund der geringen Datenmenge (7 Beobachtungen im Zeitraum 2000-2006) im Fall Deutschland ist es nicht möglich, eine Mehrfachregression für alle Variablen gleichzeitig durchzuführen.

**Tabelle 82: t-Statistik der Parameter – EEX Phelix Base Deutschland**

Variable	Koeffizient	t-Statistik	Prob.	R <sup>2</sup>	DW Statistik
HHI_PROD	0,01	0,58	0,59	0,06	0,70
HHI_PROD_ADJ	0,01	0,30	0,78	0,02	0,59
HHI_KAP	0,04	0,69	0,52	0,09	0,58
HHI_KAP_ADJ	0,01	0,15	0,89	0,00	0,49
OEFF_PROD	-787,00	-8,25	0,00	0,93	2,08
OEFF_KAP	-663,40	-4,87	0,00	0,83	2,05
NETIMPORTS	0,00	-3,74	0,01	0,74	2,18
WATER	-1613,88	-0,84	0,44	0,12	0,54
NUCLEAR	-695,80	-2,18	0,08	0,49	0,87
THERMAL	-308,87	-0,45	0,67	0,04	0,70
WIND	810,45	3,69	0,01	0,73	1,88
MAX_LOAD_CAP	-496,79	-1,20	0,29	0,22	0,56

Die Variablen des HHI, WATER und MAX\_LOAD\_CAP weisen eine positive Autokorrelation der Störterme auf. Die berichtigten t-Statistiken werden in Tabelle 83 und Tabelle 84 wiedergegeben:

**Tabelle 83: t-Statistik der Parameter – AR(1)-Prozess – EEX Phelix Base Deutschland**

Variable	Koeffizient	t-Statistik	Prob.	R <sup>2</sup>	DW Statistik
WATER	-751,17	-1,02	0,38	0,75	2,17

**Tabelle 84: t-Statistik der Parameter – Strukturbruch 2005 (Werte 2000 - 2004) – EEX Phelix Base**

Variable	Koeffizient	t-Statistik	Prob.	R <sup>2</sup>	DW Statistik
HHI PROD	0,01	0,97	0,40	0,24	2,29
HHI PROD ADJ	0,00	0,48	0,67	0,07	1,71
HHI KAP	0,03	2,62	0,08	0,70	2,80
HHI KAP ADJ	0,04	1,36	0,27	0,38	2,60
MAX_LOAD_CAP	-310,40	-5,36	0,01	0,91	1,27

Ein ähnliches Bild ergibt sich bei Betrachtung der t-Werte im Bezug zu den Spot-Peak-Preisen:

**Tabelle 85: t-Statistik der Parameter – EEX Phelix Peak Deutschland**

Variable	Koeffizient	t-Statistik	Prob.	R <sup>2</sup>	DW Statistik
HHI PROD	0,02	0,60	0,58	0,07	0,74
HHI PROD ADJ	0,01	0,31	0,77	0,02	0,64
HHI KAP	0,04	0,69	0,52	0,09	0,62
HHI KAP ADJ	0,01	0,12	0,91	0,00	0,52
OEFF PROD	-982,31	-8,73	0,00	0,94	2,22
OEFF KAP	-828,53	-4,99	0,00	0,83	2,18
NETIMPORTS	0,00	-3,76	0,01	0,74	2,16
WATER	-1933,30	-0,80	0,46	0,11	-0,06
NUCLEAR	-833,00	-2,03	0,10	0,45	0,92
THERMAL	-417,32	-0,49	0,64	0,05	0,77
WIND	987,73	3,44	0,02	0,70	1,87
MAX_LOAD_CAP	-618,53	-1,20	0,29	0,22	0,58

**Tabelle 86: t-Statistik der Parameter – AR(1)-Prozess – EEX Phelix Peak Deutschland**

Variable	Koeffizient	t-Statistik	Prob.	R <sup>2</sup>	DW Statistik
WATER	-961,70	-1,00	0,39	0,71	2,09

**Tabelle 87: t-Statistik der Parameter – Strukturbruch 2005 (Werte 2000 - 2004) – EEX Phelix Peak**

Variable	Koeffizient	t-Statistik	Prob.	R <sup>2</sup>	DW Statistik
HHI PROD	0,01	1,01	0,39	0,25	2,60
HHI PROD ADJ	0,01	0,48	0,66	0,07	1,91
HHI KAP	0,04	2,81	0,07	0,72	3,32
HHI KAP ADJ	0,05	1,33	0,27	0,37	2,76
MAX_LOAD_CAP	-393,84	-9,97	0,00	0,97	1,35

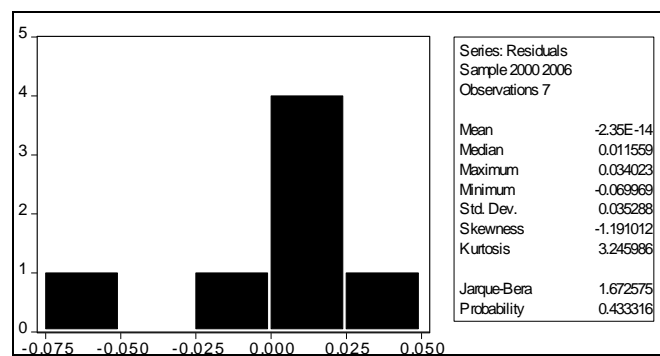
Wie bei den Grundlastspotpreisen zeigt sich auch bei der Spitzenlast, dass der Einfluss des Anteils an direkter öffentlicher Produktion am deutschen Markt auf dem 5%-Niveau signifikant ist. Zu erwarten war auch der Einfluss von Angebot und Nachfrage

(NETIMPORTS). Darüber hinaus kann der Einfluss der Windproduktion auf dem 5%-Niveau nicht abgelehnt werden. Sowohl der herkömmliche HHI als auch der korrigierte HHI sind in den Einfachregressionen nicht signifikant am deutschen Markt.

Das finale Modell zu den Phelix Grundlastpreisen beinhaltet jedoch den herkömmlichen HHI der Produktion und weist diesen als signifikant auf dem 5%-Niveau aus. Das Modell selbst ist signifikant auf dem 1%-Niveau.

**Tabelle 88: Finales Modell EEX Phelix Base**

Dependent Variable: SPOT_BASE			
Method: Least Squares			
Sample: 2000 2006			
Included observations: 7			
Variable	Coefficient	t-Statistic	Prob.
C	99,11	35,96	0,02
HHI_PROD	-0,005	-27,13	0,02
OEFF_PROD	-1095,25	-152,92	0,004
NETIMPORTS	0,0004	33,75	0,02
WATER	-1901,67	-70,09	0,009
MAX_LOAD_CAP	392,48	62,69	0,01
R-squared	0,99999	Akaike info criterion	-2,29
Adjusted R-squared	0,99995	Schwarz criterion	-2,334
Log likelihood	14,02	F-statistic	24033,36
Durbin-Watson stat	2,08	Prob(F-statistic)	0,005

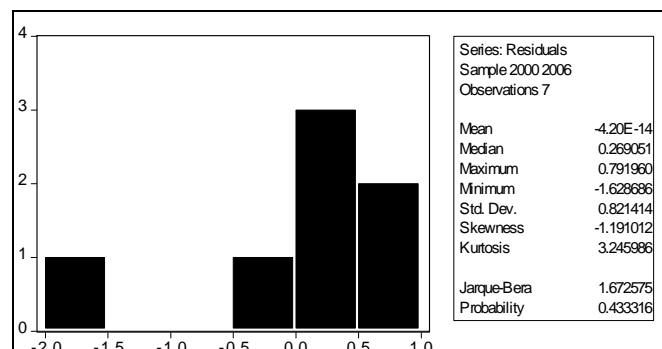


**Abbildung 135: Histogramm finales Modell EEX Phelix Base**

Das Modell zu den Spitzenlastpreisen beinhaltet die selben Variablen wie jenes zu den Grundlastpreisen. Beide Modelle unterscheiden sich allerdings in ihrer Signifikanz. Das Spitzenlastmodell ist nur auf dem 10%-Niveau signifikant.

**Tabelle 89: Finales Modell EEX Phelix Peak**

Dependent Variable: SPOT_PEAK				
Method: Least Squares				
Sample: 2000 2006				
Included observations: 7				
Variable	Coefficient	t-Statistic	Prob.	
C	127,66	1,99	0,3	
HHI_PROD	-0,006	-1,36	0,4	
OEFF_PROD	-1317,86	-7,9	0,08	
NETIMPORTS	0,0004	1,5	0,37	
WATER	-2102,62	-3,33	0,19	
MAX_LOAD_CAP	445,83	3,06	0,2	
R-squared	0,997	Akaike info criterion	4	
Adjusted R-squared	0,98	Schwarz criterion	3,96	
Log likelihood	-8,02	F-statistic	68,4	
Durbin-Watson stat	2,08	Prob(F-statistic)	0,092	



**Abbildung 136: Histogramm finales Modell EEX Phelix Peak**

## 6.2 Futures-Preise

### 6.2.1 Nordischer Raum

#### 6.2.1.1 Nord Pool Futures Day

Beobachtungen: 8

Zeitraum: 1999-2006

**Tabelle 90: t-Statistik der Parameter – NP Futures Day**

Variable	Koeffizient	t-Statistik	Prob.	R <sup>2</sup>	DW Statistik
HHI_PROD	0,48	2,11	0,08	0,43	1,83
HHI_PROD_ADJ	0,45	2,02	0,09	0,40	1,88
HHI_KAP	0,80	4,46	0,00	0,77	2,35
HHI_KAP_ADJ	0,75	4,07	0,01	0,73	2,37
OEFF_PROD	-883,95	-0,54	0,61	0,05	0,81
OEFF_KAP	1060,54	0,66	0,53	0,07	0,59
NETIMPORTS	0,01	2,51	0,05	0,51	0,57
WATER	-1382,51	-3,06	0,02	0,61	0,78
NUCLEAR	197,76	0,11	0,91	0,00	0,72
THERMAL	1442,94	2,78	0,03	0,56	1,00
WIND	9831,68	2,41	0,05	0,49	2,04
MAX_LOAD_CAP	117,67	0,05	0,96	0,00	0,74

**Tabelle 91: t-Statistik der Parameter – AR(1) – NP Futures Day**

Variable	Koeffizient	t-Statistik	Prob.	R <sup>2</sup>	DW Statistik
NETIMPORTS	0,01	4,55	0,01	0,87	2,36
MAX_LOAD_CAP	848,94	0,56	0,60	0,38	1,18

**Tabelle 92: t-Statistik der Parameter – Strukturbruch – NP Futures Day**

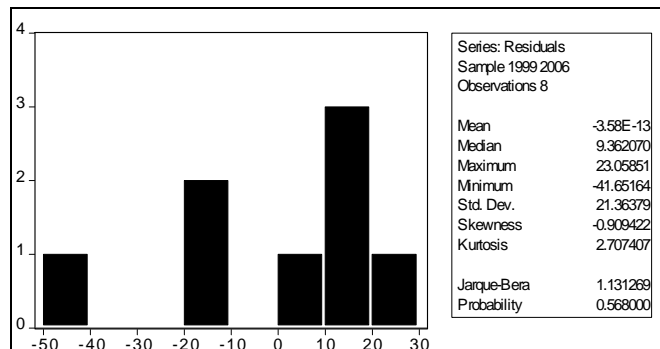
Bruch: Zeitraum	Variable	Koeffizient	t-Statistik	Prob.	R <sup>2</sup>	DW Statistik
2003: 1999-2002	OEFF_KAP	-2760,70	-2,72	0,11	0,79	1,93
2003-2006	OEFF_KAP	2306,44	5,69	0,03	0,94	2,72
2005: 1999-2004	WATER	-1175,65	-10,26	0,00	0,96	2,12

Wie die t-Statistiken zeigen, ist hier die HHI-Berechnung nach dem Marktanteil der Kapazitäten eine bessere Annäherung. Weiters liefern auch hier die Variablen Nettoimporte und jene des Produktionsmixes (WATER, THERMAL) signifikante Werte (5%-Niveau). Wie im Falle der Spotpreise ergibt sich ein Multikollinearitätproblem durch die Variable WATER in der Mehrfachregression bei Einbezug sämtlicher Variablen. Sie wird durch die anderen Variablen des Produktionsmixes erklärt.

Nachdem sämtliche Varianten berechnet wurden, ergibt sich der finale Output von EViews:

**Tabelle 93: Finales Ergebnis – NP Futures Day**

Dependent Variable: FUT_DAY				
Method: Least Squares				
Sample(adjusted): 1999 2006				
Included observations: 8 after adjusting endpoints				
Variable	Coefficient	t-Statistic	Prob.	
C	-1513,14	-2,07	0,13	
HHI_KAP_ADJ	0,62	4,24	0,02	
NETIMPORTS	0,007	2,86	0,06	
NUCLEAR	-2354,65	-2,81	0,07	
MAX_LOAD_CAP	2376,34	2,07	0,13	
R-squared	0,95	Akaike info criterion	10,08	
Adjusted R-squared	0,88	Schwarz criterion	10,13	
Log likelihood	-35,31	F-statistic	13,43	
Durbin-Watson stat	1,74	Prob(F-statistic)	0,029	



**Abbildung 137: Histogramm finales Modell – NP Futures Day**

Sowohl das Modell als solches als auch der HHI und die Nettoimporte sind signifikant auf dem 5%-Niveau. Sämtliche Tests sind in Ordnung.

### 6.2.1.2 Nord Pool Futures Week

Beobachtungen: 12

Zeitraum: 1995-2006

**Tabelle 94: t-Statistik der Parameter – NP Futures Week**

Variable	Koeffizient	t-Statistik	Prob.	R <sup>2</sup>	DW Statistik
HHI_PROD	0,10	0,77	0,46	0,06	0,61
HHI_PROD_ADJ	0,13	1,03	0,33	0,10	0,65
HHI_KAP	0,03	0,24	0,82	0,01	0,63
HHI_KAP_ADJ	0,06	0,45	0,66	0,02	0,63
OEFF_PROD	-324,53	-1,16	0,27	0,12	0,71
OEFF_KAP	-259,97	-0,97	0,35	0,09	0,73
NETIMPORTS	0,01	2,82	0,02	0,44	0,55
WATER	-308,14	-1,97	0,08	0,28	0,58
NUCLEAR	207,16	0,62	0,55	0,04	0,56
THERMAL	563,09	2,44	0,03	0,37	0,66
WIND	6404,28	3,09	0,01	0,49	1,35
MAX_LOAD_CAP	-91,09	-0,06	0,95	0,00	0,66

**Tabelle 95: t-Statistik der Parameter – AR(1) – NP Futures Week**

Variable	Koeffizient	t-Statistik	Prob.	R <sup>2</sup>	DW Statistik
HHI_PROD	0,10	1,07	0,32	0,47	2,04
HHI_PROD_ADJ	0,09	0,98	0,35	0,46	1,95
NETIMPORTS	0,00	6,34	0,00	0,87	1,50
WATER	-871,10	-2,63	0,03	0,60	0,89
NUCLEAR	253,92	1,16	0,28	0,48	1,42
THERMAL	974,85	2,21	0,06	0,62	1,00
MAX_LOAD_CAP	679,49	0,83	0,43	0,44	1,65

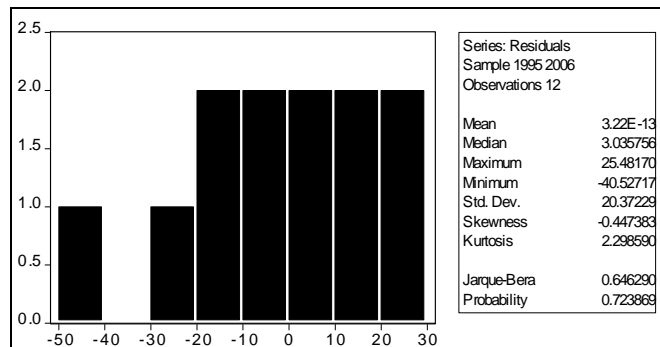
**Tabelle 96: t-Statistik der Parameter – Strukturbruch – NP Futures Week**

Bruch: Zeitraum	Variable	Koeffizient	t-Statistik	Prob.	R <sup>2</sup>	DW Statistik
2002:						
1995-2001	HHI_KAP	0,05	0,94	0,39	0,15	2,32
2002-2006	HHI_KAP	1,54	4,06	0,03	0,85	3,24
2002:						
1995-2001	HHI_KAP_ADJ	0,07	1,07	0,33	0,19	2,32
2002-2006	HHI_KAP_ADJ	1,80	3,75	0,03	0,82	3,06
2003:						
1995-2002	OEFF_PROD	-9,56	-0,06	0,96	0,00	1,59
2003-2006	OEFF_PROD	1992,24	0,98	0,40	0,24	1,91
2003:						
1995-2002	OEFF_KAP	-38,63	-0,25	0,81	0,01	1,53
2003-2006	OEFF_KAP	2283,29	6,71	0,02	0,96	3,07



**Tabelle 97: Mehrfachregression – NP Futures Week**

Dependent Variable: FUT_WEEK			
Method: Least Squares			
Sample(adjusted): 1995 2006			
Included observations: 12 after adjusting endpoints			
Variable	Coefficient	t-Statistic	Prob.
C	-2530,85	-2,63	0,06
HHI_KAP_ADJ	0,16	0,8	0,47
OEFF_KAP	1140	1,89	0,13
NETIMPORTS	-0,002	-0,56	0,6
NUCLEAR	445,73	1,01	0,37
THERMAL	1287,7	1,87	0,13
WIND	6182,48	1,3	0,26
MAX_LOAD_CAP	1949,34	1,81	0,14
R-squared	0,94	Akaike info criterion	10,11
Adjusted R-squared	0,83	Schwarz criterion	10,44
Log likelihood	-52,68	F-statistic	8,57
Durbin-Watson stat	2,24	Prob(F-statistic)	0,028



**Abbildung 138: Histogramm Mehrfachregression – NP Futures Week**

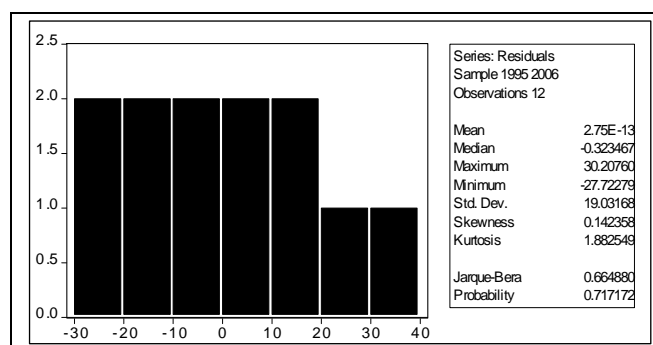
Über den Redundant Variable Test wird das Entfernen der Variable HHI\_PROD\_ADJ vorgeschlagen:

**Tabelle 98: Ergebnis Redundant Variable Test – NP Futures Week**

Redundant Variables: HHI_PROD_ADJ		
F-statistic	0,17 .Probability	0,70
Log likelihood ratio	0,5 .Probability	0,48

**Tabelle 99: Finales Ergebnis – NP Futures Week**

Dependent Variable: FUT_WEEK				
Method: Least Squares				
Sample(adjusted): 1995 2006				
Included observations: 12 after adjusting endpoints				
Variable	Coefficient	t-Statistic	Prob.	
C	-4124,51	-3,85	0,01	
OEFF_PROD	2451,43	3,74	0,01	
NETIMPORTS	-0,005	-1,35	0,23	
NUCLEAR	672,77	1,88	0,12	
THERMAL	2323,6	3,05	0,03	
WIND	6247	2,63	0,047	
MAX_LOAD_CAP	2793,74	2,94	0,03	
R-squared	0,95	Akaike info criterion	9,81	
Adjusted R-squared	0,88	Schwarz criterion	10,09	
Log likelihood	-51,86	F-statistic	14,44	
Durbin-Watson stat	2,61	Prob(F-statistic)	0,005	



**Abbildung 139: Histogramm finales Modell – NP Futures Week**

### 6.2.1.3 Nord Pool Futures Kombinationen

Beobachtungen: 6

Zeitraum: 1995-2000

**Tabelle 100: t-Statistik der Parameter – NP Futures Combinations**

Variable	Koeffizient	t-Statistik	Prob.	R <sup>2</sup>	DW Statistik
HHI_PROD	0,14	3,27	0,03	0,73	3,25
HHI_PROD_ADJ	0,15	3,44	0,03	0,75	3,00
HHI_KAP	0,10	1,40	0,23	0,33	2,90
HHI_KAP_ADJ	0,12	1,58	0,19	0,38	2,96
OEFF_PROD	175,26	0,75	0,49	0,12	2,42
OEFF_KAP	91,75	0,42	0,69	0,04	2,25
NETIMPORTS	0,01	3,85	0,02	0,79	0,47
WATER	-32,02	-0,22	0,84	0,01	1,63
NUCLEAR	161,72	0,86	0,44	0,16	1,17
THERMAL	-272,70	-0,85	0,44	0,15	2,66
WIND	-3769,85	-0,86	0,44	0,16	2,34
MAX_LOAD_CAP	1344,52	1,67	0,17	0,41	1,52

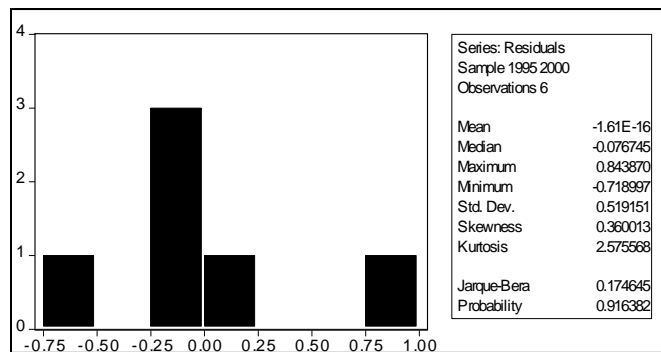
**Tabelle 101: t-Statistik der Parameter – AR(1) – NP Futures Combinations NP**

Variable	Koeffizient	t-Statistik	Prob.	R <sup>2</sup>	DW Statistik
OEFF_PROD	562,55	61,57	0,00	1,00	2,10
NETIMPORTS	0,01	7,27	0,02	0,96	1,78
WATER	693,49	9,03	0,01	0,98	1,82

Im finalen Modell ist der HHI nicht enthalten. Signifikant sind nur die Variablen der öffentlichen Kapazitäten und die Nettoimporte. Das Modell als solches ist signifikant auf dem 5%-Niveau. Weitere Parameter können aufgrund der Datenbasis nicht hinzugefügt werden.

**Tabelle 102: Finales Modell – NP Futures Combinations**

Dependent Variable: FUT_COMBI			
Method: Least Squares			
Sample(adjusted): 1995 2000			
Included observations: 6 after adjusting endpoints			
Variable	Coefficient	t-Statistic	Prob.
C	-55,15	-9,61	0,07
HHI_PROD_ADJ	0,03	6,85	0,09
OEFF_KAP	220,44	30,98	0,02
NETIMPORTS	0,006	42,09	0,02
WIND	1564,4	10,34	0,06
R-squared	0,9999	Akaike info criterion	3,01
Adjusted R-squared	0,999	Schwarz criterion	2,84
Log likelihood	-4,03	F-statistic	1924,69
Durbin-Watson stat	2,58	Prob(F-statistic)	0,017



**Abbildung 140: Histogramm – NP Futures Combinations**

## 6.2.2 UK

Beobachtungen: 3

Zeitraum: 2004–2006

**Tabelle 103: t-Statistik der Parameter – ICE Month Base Futures**

Variable	Koeffizient	t-Statistik	Prob.	R <sup>2</sup>	DW Statistik
HHI PROD	24,00	0,02	0,99	0,00	1,03
HHI KAP	6,93	5,75	0,11	0,97	2,85
OEFF PROD	-147763,90	-5,84	0,11	0,97	2,85
OEFF KAP	-209430,70	-245,27	0,00	1,00	2,98
NETIMPORTS	0,25	0,14	0,91	0,02	1,00
WATER	563109,10	1,91	0,31	0,79	2,73
NUCLEAR	-82374,56	-1,10	0,47	0,55	2,31
THERMAL	76376,05	0,43	0,74	0,16	1,49
WIND	277487,00	4,68	0,13	0,96	2,98
MAX_LOAD_CAP	-33401,16	-2,04	0,29	0,81	2,77

**Tabelle 104: t-Statistik der Parameter – ICE Month Peak Futures**

Variable	Koeffizient	t-Statistik	Prob.	R <sup>2</sup>	DW Statistik
HHI PROD	32,34	0,13	0,92	0,02	1,03
HHI KAP	15,32	3,45	0,18	0,92	2,85
OEFF PROD	-195829,90	-3,48	0,18	0,92	2,85
OEFF KAP	-283045,50	-9,39	0,07	0,99	2,98
NETIMPORTS	0,07	0,03	0,98	0,00	1,00
WATER	804684,60	2,57	0,24	0,87	2,73
NUCLEAR	-122470,80	-1,38	0,40	0,65	2,31
THERMAL	129656,70	0,57	0,67	0,24	1,49
WIND	383714,30	9,92	0,06	0,99	2,98
MAX_LOAD_CAP	-47564,10	-2,78	0,22	0,89	2,77

**Tabelle 105: t-Statistik der Parameter – ICE Quarter Base Futures**

Variable	Koeffizient	t-Statistik	Prob.	R <sup>2</sup>	DW Statistik
HHI PROD	23,53	-0,02	0,99	0,00	1,03
HHI KAP	5,17	7,61	0,08	0,98	2,85
OEFF PROD	-145820,40	-7,75	0,08	0,98	2,85
OEFF KAP	-205182,70	-21,95	0,03	1,00	2,98
NETIMPORTS	0,32	0,18	0,89	0,03	1,00
WATER	539813,10	1,73	0,33	0,75	2,73
NUCLEAR	-77672,35	-1,01	0,50	0,51	2,31
THERMAL	67634,72	0,38	0,77	0,13	1,49
WIND	269494,00	3,88	0,16	0,94	2,98
MAX_LOAD_CAP	-32064,58	-1,84	0,32	0,77	2,77

**Tabelle 106: t-Statistik der Parameter – ICE Quarter Peak Futures**

Variable	Koeffizient	t-Statistik	Prob.	R <sup>2</sup>	DW Statistik
HHI PROD	32,60	0,08	0,95	0,01	1,03
HHI KAP	12,55	4,28	0,15	0,95	2,85
OEFF PROD	-199027,50	-4,32	0,14	0,95	2,85
OEFF KAP	-284967,70	-18,69	0,03	1,00	2,98
NETIMPORTS	0,20	0,08	0,95	0,01	1,00
WATER	789102,30	2,21	0,27	0,83	2,73
NUCLEAR	-117929,40	-1,24	0,43	0,60	2,31
THERMAL	117789,10	0,50	0,70	0,20	1,49
WIND	382129,00	6,48	0,10	0,98	2,98
MAX_LOAD_CAP	-46718,87	-2,38	0,25	0,85	2,77

**Tabelle 107: t-Statistik der Parameter – ICE Season Base Futures**

Variable	Koeffizient	t-Statistik	Prob.	R <sup>2</sup>	DW Statistik
HHI_PROD	25,32	0,02	0,98	0,00	1,03
HHI_KAP	7,46	5,64	0,11	0,97	2,85
OEFF_PROD	-155824,60	-5,72	0,11	0,97	2,85
OEFF_KAP	-220988,90	-1570,98	0,00	1,00	2,98
NETIMPORTS	0,26	0,14	0,91	0,02	1,00
WATER	595246,80	1,93	0,30	0,79	2,73
NUCLEAR	-87191,45	-1,11	0,47	0,55	2,31
THERMAL	81233,56	0,43	0,74	0,16	1,49
WIND	293012,30	4,76	0,13	0,96	2,98
MAX_LOAD_CAP	-35303,39	-2,06	0,29	0,81	2,77

**Tabelle 108: t-Statistik der Parameter – ICE Season Peak Futures**

Variable	Koeffizient	t-Statistik	Prob.	R <sup>2</sup>	DW Statistik
HHI_PROD	34,02	0,13	0,92	0,02	1,03
HHI_KAP	15,95	3,48	0,18	0,92	2,85
OEFF_PROD	-206066,40	-3,52	0,18	0,93	2,85
OEFF_KAP	-297692,80	-9,65	0,07	0,99	2,98
NETIMPORTS	0,08	0,03	0,98	0,00	1,00
WATER	845171,40	2,54	0,24	0,87	2,73
NUCLEAR	-128513,70	-1,37	0,40	0,65	2,31
THERMAL	135666,80	0,56	0,67	0,24	1,49
WIND	403341,20	9,66	0,07	0,99	2,98
MAX_LOAD_CAP	-49961,39	-2,76	0,22	0,88	2,77

Anmerkung: Sämtliche Tests sind für dieses Sample in Ordnung. Die Werte der Durbin-Watson-Statistik befinden sich zumeist im Unschärfbereich. Aufgrund der geringen Datenmenge konnten die Parameter nur einzeln getestet werden.

## 6.2.3 Deutschland

### 6.2.3.1 EEX Futures Month

Beobachtungen: 5

Zeitraum: 2002-2006

**Tabelle 109: t-Statistik der Parameter – EEX Phelix Futures Base Month**

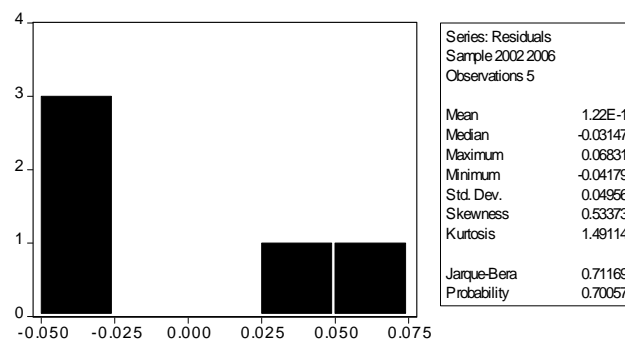
Variable	Koeffizient	t-Statistik	Prob.	R <sup>2</sup>	DW Statistik
HHI_PROD	-0,06	-1,49	0,23	0,43	1,23
HHI_PROD_ADJ	-0,06	-1,35	0,27	0,38	1,15
HHI_KAP	-0,26	-3,47	0,04	0,80	2,10
HHI_KAP_ADJ	-0,30	-3,37	0,04	0,79	2,26
OEFF_PROD	-982,70	-25,84	0,00	1,00	3,07
OEFF_KAP	-830,57	-7,39	0,01	0,95	2,56
NETIMPORTS	0,00	-3,29	0,05	0,78	1,86
WATER	-379,28	-0,16	0,88	0,01	0,51
NUCLEAR	-457,06	-0,58	0,60	0,10	0,76
THERMAL	-592,07	-0,85	0,46	0,20	0,88
WIND	1274,78	2,86	0,06	0,73	1,58
MAX_LOAD_CAP	90,89	0,09	0,93	0,00	0,50

**Tabelle 110: t-Statistik der Parameter – AR(1) – EEX Phelix Futures Base Month**

Variable	Koeffizient	t-Statistik	Prob.	R <sup>2</sup>	DW Statistik
WATER	224,15	0,20	0,88	0,84	1,45
MAX_LOAD_CAP	4479,95	25,26	0,03	1,00	2,56

**Tabelle 111: Finales Modell – EEX Phelix Futures Base Month**

Dependent Variable: FUT_1BM				
Method: Least Squares				
Sample(adjusted): 2002 2006				
Included observations: 5 after adjusting endpoints				
Variable	Coefficient	t-Statistic	Prob.	
C	120,83	16,37	0,04	
OEFF_PROD	-819,27	-79,76	0,008	
NETIMPORTS	-0,0003	-17,16	0,04	
MAX_LOAD_CAP	113,75	12,04	0,05	
R-squared	0,9999	Akaike info criterion	-1,79	
Adjusted R-squared	0,9999	Schwarz criterion	-2,11	
Log likelihood	8,49	F-statistic	22015,27	
Durbin-Watson stat	1,82	Prob(F-statistic)	0,005	



**Abbildung 141: Histogramm finales Modell – EEX Phelix Futures Base Month**

**Tabelle 112: t-Statistik der Parameter – EEX Phelix Futures Peak Month**

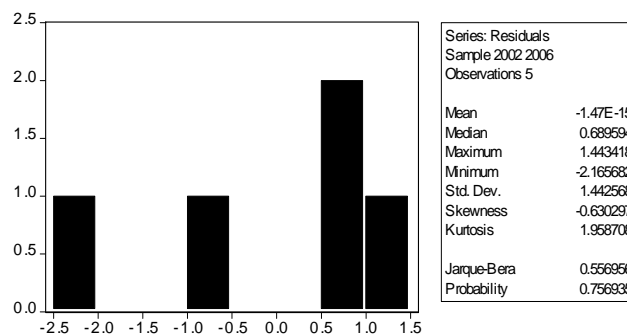
Variable	Koeffizient	t-Statistik	Prob.	R <sup>2</sup>	DW Statistik
HHI_PROD	-0,08	-1,30	0,28	0,36	1,26
HHI_PROD_ADJ	-0,08	-1,18	0,32	0,32	1,19
HHI_KAP	-0,35	-2,96	0,06	0,74	2,31
HHI_KAP_ADJ	-0,40	-3,01	0,06	0,75	2,44
OEFF_PROD	-1327,67	-10,25	0,00	0,97	2,55
OEFF_KAP	-1100,90	-4,95	0,02	0,89	2,56
NETIMPORTS	0,00	-3,63	0,04	0,81	1,68
WATER	-559,27	-0,17	0,87	0,01	0,61
NUCLEAR	-473,91	-0,43	0,70	0,06	0,81
THERMAL	-846,96	-0,90	0,43	0,21	1,04
WIND	1631,69	2,31	0,10	0,64	1,64
MAX_LOAD_CAP	90,51	0,07	0,95	0,00	0,61

**Tabelle 113: t-Statistik der Parameter – AR(1) – EEX Phelix Futures Peak Month**

Variable	Koeffizient	t-Statistik	Prob.	R <sup>2</sup>	DW Statistik
WATER	24054,13	70,41	0,01	1,00	2,54
MAX_LOAD_CAP	5920,43	6,69	0,09	0,97	2,56

**Tabelle 114: Finales Modell – EEX Phelix Futures Peak Month**

Dependent Variable: FUT_1PM			
Method: Least Squares			
Sample(adjusted): 2002 2006			
Included observations: 5 after adjusting endpoints			
Variable	Coefficient	t-Statistic	Prob.
C	367,87	3,73	0,17
OEFF_PROD	-916,14	-3,49	0,18
NETIMPORTS	-0,0005	-1,64	0,35
THERMAL	-224,61	-1,22	0,44
R-squared	0,99	Akaike info criterion	4,95
Adjusted R-squared	0,97	Schwarz criterion	4,64
Log likelihood	-8,37	F-statistic	48,25
Durbin-Watson stat	2,11	Prob(F-statistic)	0,105



**Abbildung 142: Histogramm finales Modell – EEX Phelix Futures Peak Month**

**6.2.3.2 EEX Futures Quarter**

Beobachtungen: 5

Zeitraum: 2002–2006

**Tabelle 115: t-Statistik der Parameter – EEX Phelix Futures Quarter Base**

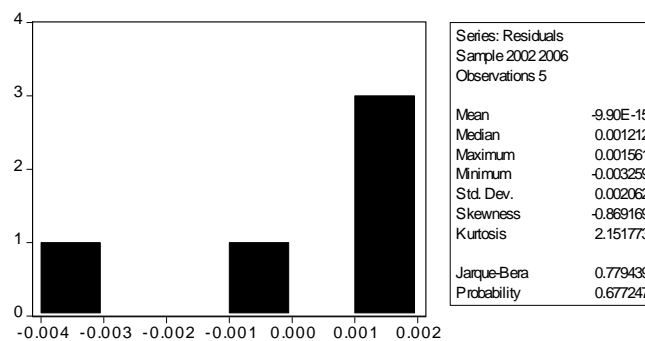
Variable	Koeffizient	t-Statistik	Prob.	R <sup>2</sup>	DW Statistik
HHI_PROD	-0,06	-1,47	0,24	0,42	1,41
HHI_PROD_ADJ	-0,06	-1,35	0,27	0,38	1,32
HHI_KAP	-0,25	-2,99	0,06	0,75	2,00
HHI_KAP_ADJ	-0,29	-3,16	0,05	0,77	2,00
OEFF_PROD	-947,90	-9,15	0,00	0,97	3,03
OEFF_KAP	-794,09	-5,29	0,01	0,90	2,59
NETIMPORTS	0,00	-3,89	0,03	0,83	1,96
WATER	-382,57	-0,16	0,88	0,01	0,54
NUCLEAR	-440,64	-0,57	0,61	0,10	0,83
THERMAL	-607,14	-0,90	0,43	0,21	0,78
WIND	1276,15	3,11	0,05	0,76	1,60
MAX_LOAD_CAP	81,14	0,08	0,94	0,00	0,51

**Tabelle 116: t-Statistik der Parameter – AR(1) – EEX Phelix Futures Quarter Base**

Variable	Koeffizient	t-Statistik	Prob.	R <sup>2</sup>	DW-Statistik
WATER	16305,06	10,38	0,06	0,99	2,60
MAX_LOAD_CAP	4108,43	14,10	0,45	0,99	2,63

**Tabelle 117: Finales Modell – EEX Phelix Futures Quarter Base**

Dependent Variable: FUT_1BQ			
Method: Least Squares			
Sample(adjusted): 2002 2006			
Included observations: 5 after adjusting endpoints			
Variable	Coefficient	t-Statistic	Prob.
C	-72,99	-250,53	0,003
OEFF_KAP	-363,74	-1226,19	0,0005
NETIMPORTS	-0,0008	-1721,5	0,0004
MAX_LOAD_CAP	279,37	697,98	0,0009
R-squared	1	Akaike info criterion	-8,15
Adjusted R-squared	1	Schwarz criterion	-8,47
Log likelihood	24,38	F-statistic	12201,98
Durbin-Watson stat	1,96	Prob(F-statistic)	0,0002



**Abbildung 143: Histogramm finales Modell – EEX Phelix Futures Quarter Base**



**Tabelle 118: t-Statistik der Parameter – EEX Phelix Futures Quarter Peak**

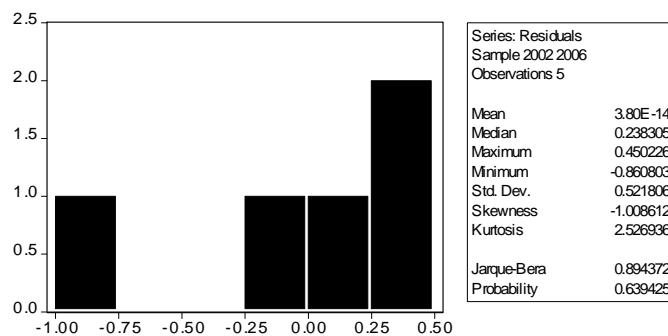
Variable	Koeffizient	t-Statistik	Prob.	R <sup>2</sup>	DW Statistik
HHI_PROD	-0,08	-1,30	0,28	0,36	1,52
HHI_PROD_ADJ	-0,08	-1,20	0,32	0,33	1,42
HHI_KAP	-0,33	-2,45	0,09	0,67	2,19
HHI_KAP_ADJ	-0,39	-2,70	0,07	0,71	2,19
OEFF_PROD	-1294,77	-5,88	0,01	0,92	2,96
OEFF_KAP	-1060,91	-3,74	0,03	0,82	2,65
NETIMPORTS	0,00	-4,61	0,02	0,88	1,92
WATER	-622,27	-0,19	0,86	0,01	0,68
NUCLEAR	-486,46	-0,44	0,69	0,06	0,93
THERMAL	-876,38	-0,94	0,42	0,23	0,93
WIND	1689,80	2,55	0,08	0,68	1,77
MAX_LOAD_CAP	58,51	0,04	0,97	0,00	0,65

**Tabelle 119: t-Statistik der Parameter – AR(1) – EEX Phelix Futures Quarter Peak**

Variable	Koeffizient	t-Statistik	Prob.	R <sup>2</sup>	DW Statistik
WATER	21879,58	35,25	0,02	1,00	2,60

**Tabelle 120: Finales Modell – EEX Phelix Futures Quarter Peak**

Dependent Variable: FUT_1PQ			
Method: Least Squares			
Sample(adjusted): 2002 2006			
Included observations: 5 after adjusting endpoints			
Variable	Coefficient	t-Statistic	Prob.
C	370,98	10,05	0,06
OEFF_KAP	-321,49	-4,98	0,13
NETIMPORTS	-0,001	-13,91	0,05
THERMAL	-414,02	-6,25	0,1
R-squared	0,999	Akaike info criterion	2,91
Adjusted R-squared	0,996	Schwarz criterion	2,6
Log likelihood	-3,28	F-statistic	372,78
Durbin-Watson stat	2,24	Prob(F-statistic)	0,038



**Abbildung 144: Histogramm finales Modell – EEX Futures Quarter Peak**

**6.2.3.3 EEX Futures Year**

Beobachtungen: 5

Zeitraum: 2002–2006

**Tabelle 121: t-Statistik der Parameter – EEX Phelix Futures Year Base**

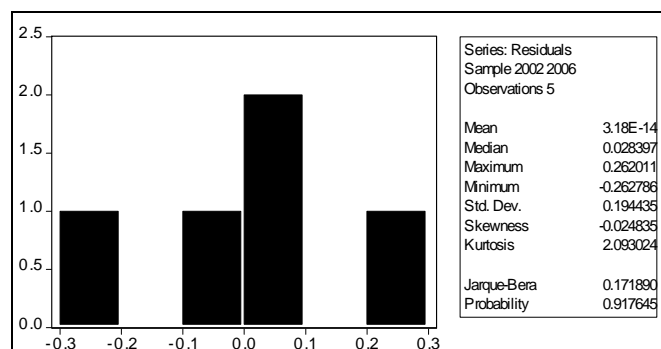
Variable	Koeffizient	t-Statistik	Prob.	R <sup>2</sup>	DW Statistik
HHI_PROD	-0,06	-1,62	0,20	0,47	1,59
HHI_PROD_ADJ	-0,06	-1,50	0,23	0,43	1,48
HHI_KAP	-0,22	-2,50	0,09	0,68	1,89
HHI_KAP_ADJ	-0,26	-2,69	0,07	0,71	1,84
OEFF_PROD	-875,03	-6,24	0,01	0,93	2,64
OEFF_KAP	-726,97	-4,19	0,02	0,85	2,46
NETIMPORTS	0,00	-4,67	0,02	0,88	2,17
WATER	-553,89	-0,25	0,82	0,02	0,58
NUCLEAR	-478,80	-0,67	0,55	0,13	0,93
THERMAL	-522,41	-0,81	0,48	0,18	0,72
WIND	1234,67	3,54	0,04	0,81	1,79
MAX_LOAD_CAP	-5,10	-0,01	1,00	0,00	0,52

**Tabelle 122: t-Statistik der Parameter – AR(1) – EEX Phelix Futures Year Base**

Variable	Koeffizient	t-Statistik	Prob.	R <sup>2</sup>	DW Statistik
WATER	14165,14	9,91	0,64	0,99	2,63
MAX_LOAD_CAP	3594,29	14,30	0,04	0,99	2,68

**Tabelle 123: Finales Modell – EEX Phelix Futures Year Base**

Dependent Variable: FUT_1BY			
Method: Least Squares			
Sample(adjusted): 2002 2006			
Included observations: 5 after adjusting endpoints			
Variable	Coefficient	t-Statistic	Prob.
C	190,27	16,17	0,04
HHI_KAP_ADJ	-0,12	-15,27	0,04
NETIMPORTS	-0,0007	-21,27	0,03
WIND	189,55	4,17	0,15
R-squared	0,9997	Akaike info criterion	0,94
Adjusted R-squared	0,999	Schwarz criterion	0,63
Log likelihood	1,65	F-statistic	1216,19
Durbin-Watson stat	3,46	Prob(F-statistic)	0,021



**Abbildung 145: Histogramm finales Modell – EEX Phelix Futures Year Base**

**Tabelle 124: t-Statistik der Parameter – EEX Phelix Futures Year Peak**

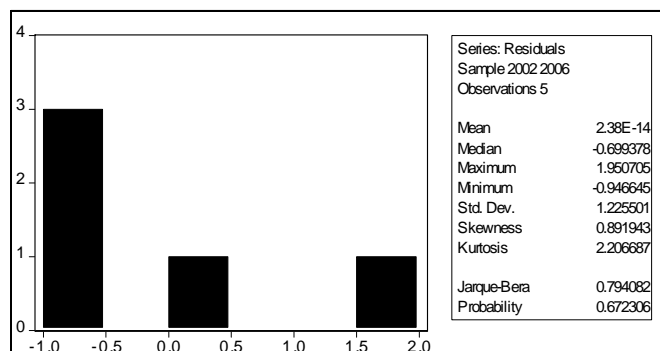
Variable	Koeffizient	t-Statistik	Prob.	R <sup>2</sup>	DW Statistik
HHI_PROD	-0,08	-1,54	0,22	0,44	1,85
HHI_PROD_ADJ	-0,08	-1,45	0,24	0,41	1,73
HHI_KAP	-0,28	-1,95	0,15	0,56	2,00
HHI_KAP_ADJ	-0,34	-2,16	0,12	0,61	1,94
OEFF_PROD	-1157,90	-4,14	0,03	0,85	2,67
OEFF_KAP	-938,78	-2,97	0,06	0,75	2,51
NETIMPORTS	0,00	-6,20	0,01	0,93	2,65
WATER	-1001,63	-0,33	0,76	0,04	0,77
NUCLEAR	-623,21	-0,63	0,57	0,12	1,12
THERMAL	-689,56	-0,76	0,50	0,16	0,85
WIND	1655,31	3,07	0,05	0,76	2,11
MAX_LOAD_CAP	-122,67	-0,10	0,93	0,00	0,69

**Tabelle 125: t-Statistik der Parameter – AR(1) – EEX Phelix Futures Year Peak**

Variable	Koeffizient	t-Statistik	Prob.	R <sup>2</sup>	DW Statistik
WATER	17653,47	73,66	0,01	0,99	2,67

**Tabelle 126: Finales Modell – EEX Phelix Futures Year Peak**

Dependent Variable: FUT_1PY			
Method: Least Squares			
Sample(adjusted): 2002 2006			
Included observations: 5 after adjusting endpoints			
Variable	Coefficient	t-Statistic	Prob.
C	319,22	3,32	0,19
HHI_KAP_ADJ	-0,24	-2,22	0,27
OEFF_KAP	363,9	1,08	0,48
NETIMPORTS	-0,001	-6,5	0,1
R-squared	0,99	Akaike info criterion	4,62
Adjusted R-squared	0,98	Schwarz criterion	4,31
Log likelihood	-7,55	F-statistic	58,15
Durbin-Watson stat	2	Prob(F-statistic)	0,096



**Abbildung 146: Histogramm finales Modell – EEX Futures Year Peak**

### 6.3 Forward Verträge

#### 6.3.1 Nordischer Raum

##### 6.3.1.1 Nord Pool Forward Month

Beobachtungen: 4

Zeitraum: 2003-2006

**Tabelle 127: t-Statistik der Parameter – NP Forward Month**

Variable	Koeffizient	t-Statistik	Prob.	R <sup>2</sup>	DW Statistik
HHI_PROD	-0,60	-0,34	0,77	0,05	1,34
HHI_PROD_ADJ	-0,59	-0,46	0,69	0,09	1,10
HHI_KAP	1,50	3,29	0,08	0,84	2,80
HHI_KAP_ADJ	1,77	2,77	0,11	0,79	2,10
OEFF_PROD	3223,87	2,07	0,17	0,68	2,05
OEFF_KAP	2454,26	6,43	0,02	0,95	3,07
NETIMPORTS	0,00	0,46	0,69	0,10	1,07
WATER	-263,96	-0,20	0,86	0,02	1,32
NUCLEAR	-4413,96	-1,32	0,32	0,47	2,85
THERMAL	785,46	0,62	0,60	0,16	0,94
WIND	4313,08	0,11	0,93	0,01	1,63
MAX_LOAD_CAP	1301,62	0,22	0,85	0,02	1,74

Anmerkung: Zu geringe Datenmenge für genauere Auswertung!

##### 6.3.1.2 Nord Pool Forward Quarter

Beobachtungen: 3

Zeitraum: 2004-2006

**Tabelle 128: t-Statistik der Parameter – NP Forward Quarter**

Variable	Koeffizient	t-Statistik	Prob.	R <sup>2</sup>	DW Statistik
HHI_PROD	-0,73	-13,85	0,05	0,99	2,91
HHI_PROD_ADJ	-0,22	-0,78	0,58	0,38	1,27
HHI_KAP	0,14	1,61	0,35	0,72	1,89
HHI_KAP_ADJ	0,20	2,78	0,22	0,89	2,31
OEFF_PROD	426,40	5,58	0,11	0,97	2,98
OEFF_KAP	217,81	2,25	0,27	0,84	2,17
NETIMPORTS	0,00	0,30	0,82	0,08	1,00
WATER	-10,66	-0,05	0,97	0,00	1,11
NUCLEAR	-496,79	-1,43	0,39	0,67	2,80
THERMAL	109,10	0,49	0,71	0,20	1,06
WIND	3297,85	0,05	0,97	0,00	1,22
MAX_LOAD_CAP	1071,99	0,47	0,72	0,18	1,87

Anmerkung: Zu geringe Datenmenge für genauere Auswertung!

### 6.3.1.3 Nord Pool Forward Season

Beobachtungen: 9

Zeitraum: 1995-2005

**Tabelle 129: t-Statistik der Parameter – NP Forward Season**

Variable	Koeffizient	t-Statistik	Prob.	R <sup>2</sup>	DW Statistik
HHI_PROD	0,10	1,18	0,28	0,17	0,46
HHI_PROD_ADJ	0,13	1,44	0,19	0,23	0,59
HHI_KAP	0,09	0,86	0,42	0,10	0,32
HHI_KAP_ADJ	0,12	1,13	0,30	0,15	0,37
OEFF_PROD	-420,80	-1,30	0,24	0,19	0,48
OEFF_KAP	-346,24	-1,15	0,29	0,16	0,53
NETIMPORTS	0,00	1,56	0,16	0,26	0,45
WATER	-383,71	-2,00	0,09	0,36	0,59
NUCLEAR	63,49	0,09	0,93	0,00	0,32
THERMAL	307,22	1,50	0,18	0,24	0,54
WIND	4017,55	2,98	0,02	0,56	0,87
MAX_LOAD_CAP	-362,76	-0,35	0,74	0,02	0,46

**Tabelle 130: t-Statistik der Parameter – AR(1) – NP Forward Season**

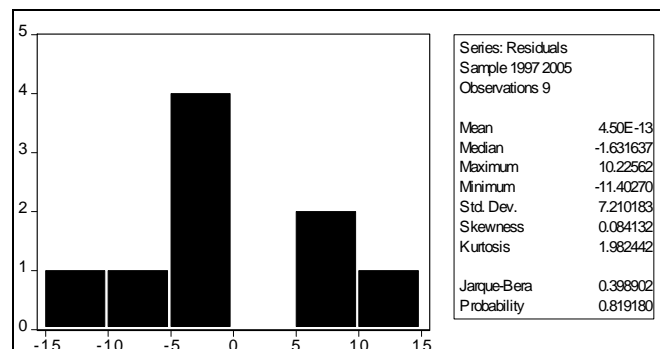
Variable	Koeffizient	t-Statistik	Prob.	R <sup>2</sup>	DW Statistik
WATER	-125,05	-0,52	0,62	0,72	0,96
NUCLEAR	349,67	1,11	0,32	0,76	1,32
MAX_LOAD_CAP	360,74	0,83	0,44	0,74	1,10

**Tabelle 131: t-Statistik der Parameter – Strukturbruch – NP Forward Season**

Bruch: Zeitraum	Variable	Koeffizient	t-Statistik	Prob.	R <sup>2</sup>	DW Statistik
2003: 1997-2002	HHI_PROD	0,05	1,44	0,22	0,34	1,49
2003-2005	HHI_PROD	0,39	30,62	0,02	1,00	2,32
2003: 1997-2002	HHI_PROD_ADJ	0,06	1,49	0,21	0,36	1,57
2003-2005	HHI_PROD_ADJ	0,27	2,45	0,25	0,86	2,92
2003: 1997-2002	HHI_KAP	0,06	1,48	0,21	0,36	1,31
2003-2005	HHI_KAP	0,03	0,04	0,97	0,00	1,55
2003: 1997-2002	HHI_KAP_ADJ	0,07	1,60	0,19	0,39	1,37
2003-2005	HHI_KAP_ADJ	1,25	2,73	0,22	0,88	1,69
2003: 1997-2002	OEFF_PROD	58,94	0,30	0,78	0,02	1,24
2003-2005	OEFF_PROD	736,14	0,63	0,64	0,28	2,67
2003: 1997-2002	OEFF_KAP	88,24	0,51	0,63	0,06	1,19
2003-2005	OEFF_KAP	-994,74	-0,87	0,54	0,43	2,87
2004: 1997-2003	NETIMPORTS	0,00	4,75	0,01	0,82	1,20
2003: 1997-2002	THERMAL	-15,46	-0,10	0,92	0,00	1,20
2003-2005	THERMAL	-231,32	-1,20	0,44	0,59	2,98

**Tabelle 132: Ergebnis Mehrfachregression exkl. WATER – NP Forward Season**

Dependent Variable: FORW_SEASON				
Method: Least Squares				
Sample(adjusted): 1997 2005				
Included observations: 9 after adjusting endpoints				
Variable	Coefficient	t-Statistic	Prob.	
C	-2448	-0,52	0,69	
HHI_PROD_ADJ	-0,13	-0,51	0,7	
OEFF_PROD	1788,25	0,55	0,68	
NETIMPORTS	-0,0005	-0,09	0,94	
NUCLEAR	1549,75	1,31	0,42	
THERMAL	589,31	0,27	0,83	
WIND	11754,46	1,82	0,32	
MAX_LOAD_CAP	1313,33	0,44	0,73	
R-squared	0,97	Akaike info criterion	8,45	
Adjusted R-squared	0,79	Schwarz criterion	8,62	
Log likelihood	-30,02	F-statistic	5,35	
Durbin-Watson stat	3,21	Prob(F-statistic)	0,32	



**Abbildung 147: Histogramm Mehrfachregression – NP Forward Season**

**Tabelle 133: Ergebnis Mehrfachregression mit HHI\_Kap exkl. WATER – NP Forward Season**

Dependent Variable: FORW_SEASON				
Method: Least Squares				
Sample(adjusted): 1997 2005				
Included observations: 9 after adjusting endpoints				
Variable	Coefficient	t-Statistic	Prob.	
C	-647,58	-0,67	0,63	
HHI_KAP_ADJ	0,02	0,19	0,88	
OEFF_KAP	419,22	0,79	0,57	
NETIMPORTS	-0,0009	-0,19	0,88	
NUCLEAR	1190,67	1,87	0,31	
THERMAL	31,69	0,04	0,97	
WIND	8376,51	2,65	0,23	
MAX_LOAD_CAP	203	0,23	0,85	
R-squared	0,98	Akaike info criterion	8,16	
Adjusted R-squared	0,84	Schwarz criterion	8,33	
Log likelihood	-28,7	F-statistic	7,21	
Durbin-Watson stat	3,26	Prob(F-statistic)	0,28	

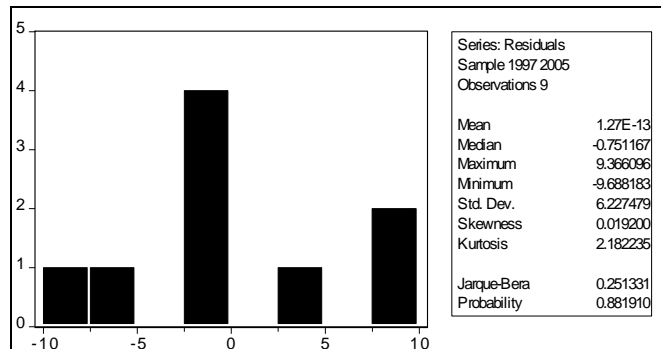


Abbildung 148: Histogramm Mehrfachregression mit HHI\_KAP – NP Forward Season

**Tabelle 134: Finales Modell – NP Forward Season**

Dependent Variable: FORW_SEASON				
Method: Least Squares				
Sample(adjusted): 1997 2005				
Included observations: 9 after adjusting endpoints				
Variable	Coefficient	t-Statistic	Prob.	
C	-780,41	-2,98	0,04	
OEFF_KAP	492,7	4,23	0,01	
NUCLEAR	1075,05	4,71	0,009	
WIND	8616,12	10,76	0,0004	
MAX_LOAD_CAP	378,84	1,09	0,34	
R-squared	0,98	Akaike info criterion	7,72	
Adjusted R-squared	0,95	Schwarz criterion	7,83	
Log likelihood	-29,76	F-statistic	39,72	
Durbin-Watson stat	2,47	Prob(F-statistic)	0,002	

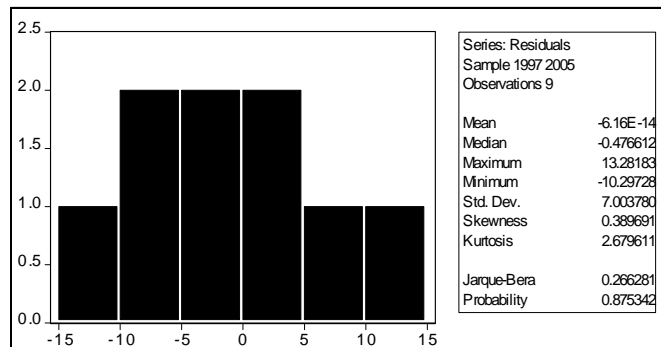


Abbildung 149: Histogramm finales Modell – NP Forward Season

### 6.3.1.4 Nord Pool Forward Year

Beobachtungen: 10

Zeitraum: 1997-2006

**Tabelle 135: t-Statistik der Parameter – NP Forward Year**

Variable	Koeffizient	t-Statistik	Prob.	R <sup>2</sup>	DW Statistik
HHI_PROD	0,13	0,94	0,38	0,10	0,38
HHI_PROD_ADJ	0,17	1,15	0,28	0,14	0,47
HHI_KAP	0,16	1,07	0,31	0,13	0,29
HHI_KAP_ADJ	0,20	1,30	0,23	0,17	0,34
OEFF_PROD	-379,22	-0,71	0,50	0,06	0,44
OEFF_KAP	-184,11	-0,38	0,72	0,02	0,41
NETIMPORTS	0,01	1,61	0,15	0,24	0,45
WATER	-542,19	-1,85	0,10	0,30	0,54
NUCLEAR	-608,02	-0,60	0,57	0,04	0,44
THERMAL	503,07	1,75	0,12	0,28	0,49
WIND	5887,33	2,93	0,02	0,52	0,83
MAX_LOAD_CAP	-327,67	-0,20	0,84	0,01	0,36

**Tabelle 136: t-Statistik der Parameter – Strukturbruch – NP Forward Year NP**

Bruch: Zeitraum	Variable	Koeffizient	t-Statistik	Prob.	R <sup>2</sup>	DW Statistik
2003: 1997-2002	HHI_KAP	0,05	1,35	0,25	0,31	0,87
2003-2006	HHI_KAP	1,13	2,49	0,13	0,76	1,48
2003: 1997-2002	HHI_KAP_ADJ	0,06	1,49	0,21	0,36	0,86
2003-2006	HHI_KAP_ADJ	1,54	6,02	0,03	0,95	2,41
2003: 1997-2002	OEFF_KAP	39,22	0,24	0,82	0,01	1,17
2003-2006	OEFF_KAP	1697,89	2,28	0,15	0,72	1,12
2005: 1997-2004	NETIMPORTS	0,00	3,83	0,01	0,71	1,94
2005: 1997-2004	WIND	3252,54	2,55	0,04	0,52	1,01

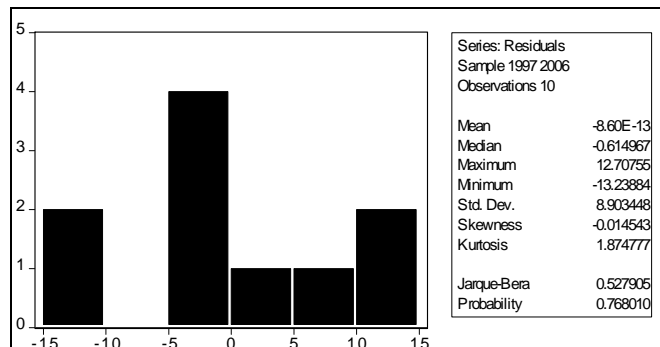
**Tabelle 137: t-Statistik der Parameter – AR(1) – NP Forward Year NP**

Variable	Koeffizient	t-Statistik	Prob.	R <sup>2</sup>	DW Statistik
HHI_PROD	0,08	1,04	0,34	0,80	1,31
HHI_PROD_ADJ	0,07	0,83	0,44	0,78	1,25
OEFF_PROD	210,28	0,77	0,47	0,87	2,44
WATER	-57,30	-0,40	0,70	0,85	1,59
NUCLEAR	260,10	1,00	0,35	0,87	1,54
THERMAL	-0,78	0,00	1,00	0,85	1,82
MAX_LOAD_CAP	264,82	0,74	0,48	0,86	1,59



**Tabelle 138: Mehrfachregression – NP Forward Year**

Dependent Variable: FORW_YEAR			
Method: Least Squares			
Sample(adjusted): 1997 2006			
Included observations: 10 after adjusting endpoints			
Variable	Coefficient	t-Statistic	Prob.
C	-3973,40	-5,48	0,03
HHI_KAP_ADJ	-0,16	-1,5	0,27
OEFF_KAP	2723,66	5,11	0,04
NETIMPORTS	-0,004	-1,09	0,39
NUCLEAR	1578,43	2,08	0,17
THERMAL	1332,9	2,23	0,16
WIND	12849,95	3,86	0,06
MAX_LOAD_CAP	2391,07	3,44	0,08
R-squared	0,98	Akaike info criterion	8,71
Adjusted R-squared	0,92	Schwarz criterion	8,95
Log likelihood	-35,53	F-statistic	16,64
Durbin-Watson stat	3,17	Prob(F-statistic)	0,058



**Abbildung 150: Histogramm Mehrfachregression – NP Forward Year**

### 6.3.2 UK

Beobachtungen: 3

Zeitraum: 2003-2005

**Tabelle 139: t-Statistik der Parameter – UK Forward Month Index**

Variable	Koeffizient	t-Statistik	Prob.	R <sup>2</sup>	DW Statistik
HHI_PROD	0,14	-0,78	0,58	0,38	1,14
HHI_KAP	0,18	1,68	0,34	0,74	2,71
OEFF_PROD	-711,08	-0,97	0,51	0,49	2,97
OEFF_KAP	-2834,69	-18,18	0,04	1,00	1,83
NETIMPORTS	0,00	0,25	0,84	0,06	2,70
WATER	520,50	0,20	0,87	0,04	2,63
NUCLEAR	-30,76	-0,05	0,97	0,00	2,37
THERMAL	-170,92	-0,19	0,88	0,03	1,91
WIND	2231,02	0,93	0,52	0,46	2,98
MAX_LOAD_CAP	-299,81	-0,54	0,68	0,23	2,96

**Tabelle 140: t-Statistik der Parameter – UK Forward Quarter Index**

Variable	Koeffizient	t-Statistik	Prob.	R <sup>2</sup>	DW Statistik
HHI_PROD	0,20	-0,17	0,89	0,03	1,14
HHI_KAP	0,02	20,07	0,03	1,00	2,71
OEFF_PROD	-1162,51	-3,10	0,20	0,91	2,97
OEFF_KAP	-3083,43	-2,16	0,28	0,82	1,83
NETIMPORTS	0,00	0,90	0,53	0,45	2,70
WATER	2001,65	0,82	0,56	0,40	2,63
NUCLEAR	-371,38	-0,60	0,66	0,26	2,37
THERMAL	332,47	0,31	0,81	0,09	1,91
WIND	3710,03	2,87	0,21	0,89	2,98
MAX_LOAD_CAP	-626,21	-1,51	0,37	0,70	2,96

**Tabelle 141: t-Statistik der Parameter – UK Forward Season Index**

Variable	Koeffizient	t-Statistik	Prob.	R <sup>2</sup>	DW Statistik
HHI_PROD	0,28	0,08	0,95	0,01	1,14
HHI_KAP	0,12	4,81	0,13	0,96	2,71
OEFF_PROD	-1629,42	-17,49	0,04	1,00	2,97
OEFF_KAP	-3506,58	-1,22	0,44	0,60	1,83
NETIMPORTS	0,00	1,52	0,37	0,70	2,70
WATER	3410,52	1,37	0,40	0,65	2,63
NUCLEAR	-689,34	-1,02	0,49	0,51	2,37
THERMAL	787,68	0,62	0,64	0,28	1,91
WIND	5233,05	12,35	0,05	0,99	2,98
MAX_LOAD_CAP	-949,24	-2,92	0,21	0,90	2,96

## 6.4 Optionen

### 6.4.1 Nordischer Raum

#### 6.4.1.1 Nord Pool Optionen Season

Beobachtungen: 7

Zeitraum: 1999-2005

**Tabelle 142: t-Statistik der Parameter – NP Optionen Season**

Variable	Koeffizient	t-Statistik	Prob.	R <sup>2</sup>	DW Statistik
HHI_PROD	0,39	2,76	0,04	0,60	1,08
HHI_PROD_ADJ	0,38	2,86	0,04	0,62	1,02
HHI_KAP	0,61	3,56	0,02	0,72	1,25
HHI_KAP_ADJ	0,58	3,90	0,01	0,75	1,21
OEFF_PROD	-1813,68	-1,84	0,12	0,40	1,77
OEFF_KAP	-3384,85	-3,08	0,03	0,65	1,77
NETIMPORTS	0,01	1,37	0,23	0,27	1,04
WATER	-899,76	-2,52	0,05	0,56	1,76
NUCLEAR	162,43	0,13	0,90	0,00	0,47
THERMAL	938,05	2,19	0,08	0,49	1,55
WIND	7590,38	2,78	0,04	0,61	1,98
MAX_LOAD_CAP	-546,82	-0,31	0,77	0,02	0,58

**Tabelle 143: t-Statistik der Parameter – Strukturbruch – NP Optionen Season NP**

Bruch: Zeitraum	Variable	Koeffizient	t-Statistik	Prob.	R <sup>2</sup>	DW Statistik
2002: 1999-2001	NUCLEAR	83,19	0,08	0,95	0,01	1,48
2002-2005	NUCLEAR	-1053,52	-5,37	0,03	0,94	2,96
2001: 2001-2005	MAX_LOAD_C AP	-2059,46	-2,49	0,09	0,67	1,64

**Tabelle 144: Finales Modell – NP Optionen Season**

Dependent Variable: OPT_SEASON			
Method: Least Squares			
Sample(adjusted): 1999 2005			
Included observations: 7 after adjusting endpoints			
White Heteroskedasticity-Consistent Standard Errors & Covariance			
Variable	Coefficient	t-Statistic	Prob.
C	-3492,96	-7,43	0,09
HHI_KAP_ADJ	0,75	18,92	0,03
OEFF_KAP	-48,75	-0,23	0,85
THERMAL	2749,94	12,32	0,05
WATER	2156,26	11,58	0,05
MAX_LOAD_CAP	1931,56	7,59	0,08
R-squared	0,9996	Akaike info criterion	4,98
Adjusted R-squared	0,9976	Schwarz criterion	4,93
Log likelihood	-11,43	F-statistic	481,26
Durbin-Watson stat	3,39	Prob(F-statistic)	0,035

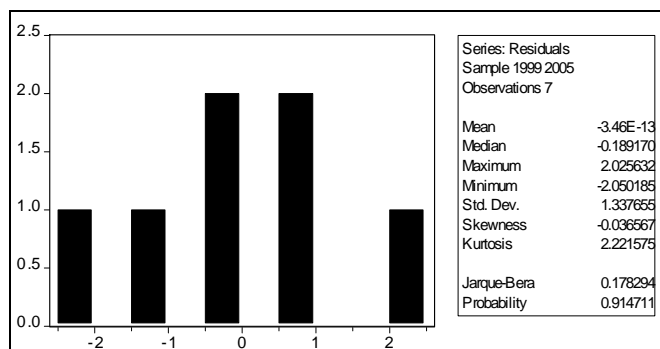


Abbildung 151: Histogramm finales Modell – NP Optionen Season

### 6.4.1.2 Nord Pool Optionen Year

Beobachtungen: 8

Zeitraum: 1999-2006

Tabelle 145: t-Statistik der Parameter – NP Optionen Year

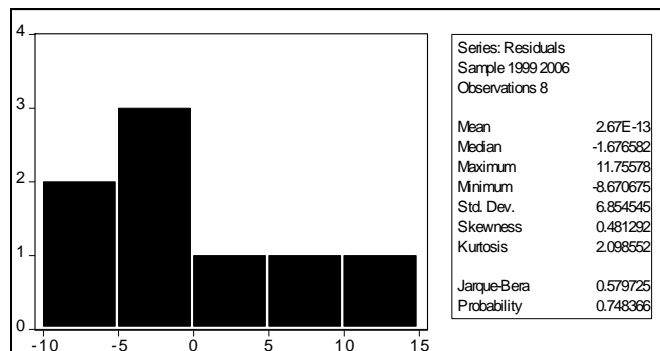
Variable	Koeffizient	t-Statistik	Prob.	R <sup>2</sup>	DW Statistik
HHI_PROD	0,48	2,89	0,03	0,58	1,54
HHI_PROD_ADJ	0,48	3,02	0,02	0,60	1,50
HHI_KAP	0,64	3,56	0,01	0,68	1,97
HHI_KAP_ADJ	0,64	3,93	0,01	0,72	1,89
OEFF_PROD	-878,58	-0,63	0,55	0,06	1,10
OEFF_KAP	-385,99	-0,27	0,79	0,01	0,78
NETIMPORTS	0,01	1,22	0,27	0,20	1,55
WATER	-963,58	-2,01	0,09	0,40	2,10
NUCLEAR	-446,28	-0,30	0,77	0,01	0,72
THERMAL	1075,90	2,10	0,08	0,42	2,04
WIND	8892,70	2,68	0,04	0,55	2,10
MAX_LOAD_CAP	-961,48	-0,46	0,66	0,03	0,75

Tabelle 146: t-Statistik der Parameter – Strukturbruch – NP Optionen Year NP

Bruch: Zeitraum	Variable	Koeffizient	t-Statistik	Prob.	R <sup>2</sup>	DW Statistik
2002: 1999-2001	NUCLEAR	-58,30	-0,09	0,94	0,01	1,48
2002-2006	NUCLEAR	-3119,46	-13,71	0,00	0,98	1,48
2002: 1999-2001	MAX_LOAD_CAP	426,96	0,49	0,71	0,20	1,00
2002-2006	MAX_LOAD_CAP	87,69	0,04	0,97	0,00	1,83

**Tabelle 147: Finales Modell – NP Optionen Year**

Dependent Variable: OPT_YEAR				
Method: Least Squares				
Sample(adjusted): 1999 2006				
Included observations: 8 after adjusting endpoints				
Variable	Coefficient	t-Statistic	Prob.	
C	-223,65	-0,88	0,47	
HHI_KAP_ADJ	1,21	9,63	0,01	
OEFF_KAP	-2637,66	-5,46	0,03	
NETIMPORTS	0,02	4,14	0,05	
NUCLEAR	-3079,54	-7,49	0,02	
WATER	3317,34	4,15	0,05	
R-squared	0,99	Akaike info criterion	8,05	
Adjusted R-squared	0,97	Schwarz criterion	8,11	
Log likelihood	-26,22	F-statistic	53,81	
Durbin-Watson stat	2,18	Prob(F-statistic)	0,018	



**Abbildung 152: Histogramm finales Modell – NP Optionen Year**

Anmerkung: Bei den Quartalsoptionen stehen nicht genügend Beobachtungen zur Verfügung, deshalb konnten keine Werte berechnet werden.

## 6.4.2 Deutschland

Anzahl Beobachtungen: 3

Zeitraum: 2004-2006

**Tabelle 148: t-Statistik der Parameter – EEX Optionen O1BM Mittelwerte**

Variable	Koeffizient	t-Statistik	Prob.	R <sup>2</sup>	DW Statistik
HHI PROD	0,00	-0,16	0,90	0,02	1,18
HHI PROD_ADJ	0,00	-0,04	0,98	0,00	1,07
HHI KAP	-0,04	-2,93	0,21	0,90	2,93
HHI KAP_ADJ	-0,05	-11,83	0,05	0,99	2,99
OEFF PROD	-133,39	-4,41	0,14	0,95	2,99
OEFF KAP	-118,85	-2,66	0,23	0,88	2,91
NETIMPORTS	0,00	-3,87	0,16	0,94	2,70
WATER	645,46	0,40	0,76	0,14	1,11
NUCLEAR	156,11	0,77	0,58	0,37	1,48
THERMAL	-154,85	-1,26	0,43	0,61	1,94
WIND	648,58	2,79	0,22	0,89	2,92
MAX_LOAD_CAP	453,51	0,85	0,55	0,42	1,57

**Tabelle 149: t-Statistik der Parameter – EEX Optionen O1BQ Mittelwerte**

Variable	Koeffizient	t-Statistik	Prob.	R <sup>2</sup>	DW Statistik
HHI PROD	-0,01	-0,18	0,89	0,03	1,18
HHI PROD_ADJ	0,00	-0,06	0,96	0,00	1,07
HHI KAP	-0,06	-3,15	0,20	0,91	2,93
HHI PROD	-0,01	-0,18	0,89	0,03	1,18
OEFF PROD	-190,50	-4,91	0,13	0,96	2,99
OEFF KAP	-170,29	-2,85	0,21	0,89	2,91
NETIMPORTS	0,00	-3,54	0,18	0,93	2,70
WATER	867,11	0,38	0,77	0,13	1,11
NUCLEAR	215,48	0,73	0,60	0,35	1,48
THERMAL	-216,20	-1,21	0,44	0,59	1,94
WIND	928,96	3,00	0,20	0,90	2,92
MAX_LOAD_CAP	627,83	0,82	0,56	0,40	1,57

**Tabelle 150: t-Statistik der Parameter – EEX Optionen O1BY Mittelwerte**

Variable	Koeffizient	t-Statistik	Prob.	R <sup>2</sup>	DW Statistik
HHI PROD	-0,01	-0,20	0,88	0,04	1,18
HHI PROD_ADJ	0,00	-0,08	0,95	0,01	1,07
HHI KAP	-0,05	-3,34	0,19	0,92	2,93
HHI KAP_ADJ	-0,06	-21,58	0,03	1,00	2,99
OEFF PROD	-159,48	-5,34	0,12	0,97	2,99
OEFF KAP	-142,89	-3,00	0,20	0,90	2,91
NETIMPORTS	0,00	-3,34	0,19	0,92	2,70
WATER	693,05	0,36	0,78	0,11	1,11
NUCLEAR	175,90	0,71	0,61	0,34	1,48
THERMAL	-178,01	-1,17	0,45	0,58	1,94
WIND	779,27	3,17	0,19	0,91	2,92
MAX_LOAD_CAP	513,66	0,79	0,57	0,38	1,57

Anmerkung: Alle Tests sind in Ordnung. Durbin-Watson-Statistik befindet sich entweder im Unschärfbereich oder deutet auf keine Autokorrelation hin.

## 7 Literaturverzeichnis

### 7.1 Paper, Monographien, Berichte

Amundsen, Eirik S., Lars Bergman und Bo Andersson (1997): *Competition and Prices on the Emerging Nordic Electricity Market*. Paper presented at the 18th Annual North American Conference “International Energy Markets, Competition and Policy”, 7 – 10 September, San Francisco, USA, 1997. S. 29-39.

Amundsen, Eirik S. und Lars Bergman (2002): *Will Cross-Ownership Re-Establish Market Power in the Nordic Power Market?* In: *The Energy Journal*, Vol. 23. S. 73-95.

Auer, Hans, Reinhard Haas, Nenad Keseric und Georgiana Stefanescu (2004): *Liberalisierung öffentlicher Dienstleistungen in der europäischen Union und Österreich: Auswirkungen auf Preise, Qualität, Versorgungssicherheit und Universaldienste in den Sektoren Energie und Post*. In: Kammer für Arbeiter und Angestellte für Wien (2004): *Zur Zukunft öffentlicher Dienstleistungen*. Nr. 3. Wien: Kammer für Arbeiter und Angestellte für Wien.

BKK AS (2000): *Annual Report 1999*.

Böhm, Bernhard, Reinhard Haas, Claus Huber und Christian Redl (2008): *Price formation in electricity forward markets and the relevance of systematic forecast errors*. In: *Energy Economics* (2008), doi:10.1016/j.eneco.2008.12.001.

Botterud, Audun, Arnob K. Bhattacharyya und Marija Ilic (2002): *Futures and spot prices – an analysis of the Scandinavian electricity market*. [Online abrufbar unter: [http://mit.edu/ilic/www/papers\\_pdf/futuresandspotprices.pdf](http://mit.edu/ilic/www/papers_pdf/futuresandspotprices.pdf) zuletzt abgerufen am 29. 10. 2008.]

Bower, John, Derek W. Bunn und Claus Wattendrup (2001): *A Model-based Analysis of Strategic Consolidation in the German Electricity Industry*. In: *Energy Policy*, Vol. 29. S. 987-1005.

Brunekreeft, Gert (2001): *A multiple-unit, multiple-period auction in the British electricity spot market*. In: *Energy Economics*, Vol. 23. S. 99-118.

Brunekreeft, Gert (2003): *Regulation and Competition Policy in the Electricity Market*. Baden-Baden: Nomos Verlagsgesellschaft.

Bunn, Derek und Christopher J. Day (2001): *Divestiture of Generation Assets in the Electricity Pool of England and Wales: A Computational Approach to Analyzing Market Power*. In: *Journal of Regulatory Economics*, Vol. 19. S. 123-141.

Codognet, Marc-Kévin, Jean-Michel Glachant, Céline Hiroux, Matthieu Mollard, François Lévêque und Marie-Anne Plagnet (2003): *Mergers and Acquisitions in the European Electricity Sector: Cases and Patterns*. CERNA – Centre d'économie industrielle.

Rohnacher, Harald: *Die Wechselwirkung technischen und institutionellen Wandels in der Transformation von Energiesystemen*. In: Dolata, Ulrich und Raymund Werle (2007): *Gesellschaft und die Macht der Technik. Soziökonomischer und institutioneller Wandel durch Technisierung*. Schriften aus dem Max-Planck-Institut für Gesellschaftsforschung. Band 58. Frankfurt am Main: Campus. 2007. S. 133-151.

ECON Pöyry AS (1996.): *Danmarks rolle i det nordiske kraftmarkedet*. ECON-Bericht Nr. 2/96. Projekt-Nr. 10143. Oslo: ECON, Senter for økonomisk analyse.

*EG Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt vom 19. Dezember 1996*. Amtsblatt Nr. L 27 vom 20. 1. 1997. [Online abrufbar unter: <http://eur-lex.europa.eu> zuletzt abgerufen am 20. 2. 2009.]

Energi E2 A/S (2005): *Annual report 2004*.

Enevoldsen, Svend W., Rune Moesgaard, Poul Erik Morthorst und Poul Alberg Østergaard (2006): *Vindkraftens betydning for elprisen i Danmark*. Herning: IBT Wind – Aarhus Universitet. [Online abrufbar unter: [www.danmarks-vindmoelleforening.dk/materiale/samfundsokonomi/vindkraftens\\_betydning\\_for\\_elmarkedet.pdf](http://www.danmarks-vindmoelleforening.dk/materiale/samfundsokonomi/vindkraftens_betydning_for_elmarkedet.pdf) zuletzt abgerufen am 1. 9. 2008.]

*Entscheidung der Kommission 1999/798/EG vom 8. Juli 1999 über den Antrag Dänemarks auf Anwendung einer Übergangsregelung gemäß Artikel 24 der Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt*. Amtsblatt Nr. L 319 vom 11. 12. 1999. [Online abrufbar unter: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:31999D0798:DE:HTML> zuletzt abgerufen am 20. 2. 2009.]

Görs, Jens, Oliver Rein und Egon Reuter (2000): *Stromwirtschaft im Wandel*. 1. Auflage. Wiesbaden: Deutscher Universitäts-Verlag.

Green, Richard J. und David M. Newbery (1992): *Competition in the British Electricity Spot Market*. In: *Journal of Political Economy*, Vol. 100. S. 929-953.

Green, Richard (2004): *Did English Generators Play Cournot? Capacity withholding in the Electricity Pool*. Working Paper 0410. Stand 6. 4. 2004. Massachusetts Institute of Technology, Center for Energy and Environmental Policy Research. [Online abrufbar unter: <http://tisiphone.mit.edu/RePEc/mee/wpaper/2004-010.pdf> zuletzt abgerufen am 1. 9. 2008.]

Gundersen, Eivind und Atle Midttun (1997): *Bransjestruktur og foretaksstrategier i det nordiske kraftmarkedet*. Lysaker: Energiforsyningsens fellesorganisasjon.

Haas, Reinhard (2005): *Effektiver Wettbewerb und hohe Versorgungssicherheit im Strombereich in Österreich – ein (un)lösbarer Widerspruch?* In: Ofner, Günther (2005): *Droht uns ein Blackout? Die neue Energiewelt nach dem Fall der Monopole*. Wien: Holzhausen Verlag. S.125-147.

Hafslund ASA (1997): *Årsrapport 1996*.

Halseth, Arve (1998): *Markedsmakt og prisstruktur i kraftmarkedet*. ECON-Bericht Nr. 2/98. Oslo: ECON, Senter for økonomisk analyse.



Haug, Trond Espen (2004): *Eierkonsentrasjon og markedsrett i det norske kraftmarkedet*. Bericht 8/2004. Oslo-Kongsvinger: Statistisk sentralbyrå.

Hjalmarsson, Lennart (1996): *From Club-Regulation to Market Competition in the Scandinavian Electricity Supply Industry*. In: Gilbert, Richard und Edward Kahn (1996): *International Comparisons of Electricity Regulation*. Cambridge: Cambridge University Press.

Hoppenstedt (1999-2003): *Handbuch der Großunternehmen*. Anerkannt durch den Adreßbuchausschuß der Deutschen Wirtschaft. Band 1. Darmstadt, Berlin u. a.: Hoppenstedt.

Hoppenstedt (1999-2003): *Handbuch der Großunternehmen*. Anerkannt durch den Adreßbuchausschuß der Deutschen Wirtschaft. Band 2. Darmstadt, Berlin u. a.: Hoppenstedt.

Hull, John C. (2003): *Options, Futures & Other Derivatives*. 5. Ausgabe. New Jersey: Pearson Education Inc./Prentice Hall.

Kauppi, Olli und Matti Liski (2008): *An empirical model of imperfect dynamic competition and application to hydroelectricity storage*. Working Paper WP-2008-011. Stand September 2008. MIT Center for Energy and Environmental Policy Research. [Online abrufbar unter: <http://web.mit.edu/ceepr/www/publications/workingpapers/2008-011.pdf> zuletzt abgerufen am 11. 11. 2008.]

Kemfert, Claudia, Diana Barbu und Vitaly Kalashnikov (2003): *Economic Effects of the Liberalization of the European Electricity Market – Simulation Results of a Game Theoretic Modelling Concept*. SPEED Working Paper 02/03. [Online abrufbar unter: [http://greenvalues.net/assets/docs/ElectricityMarkets\\_2003.pdf](http://greenvalues.net/assets/docs/ElectricityMarkets_2003.pdf) zuletzt abgerufen am 1.9. 2008.]

Kramer, N. und K. Hufendiek (1999): *Preisprognose im liberalisierten Strommarkt*. In: VDI-Gesellschaft Energietechnik (1999): *Optimierung in der Energieversorgung. Planungsaufgaben in liberalisierten Energiemärkten*. Tagung Heidelberg, 14./15. Oktober 1999. VDI Berichte Nr. 1508. Düsseldorf: VDI Verlage.

Kristiansen, Tarjei (2000): *Pricing of Contracts for Difference in the Nordic Market*. Norwegian University of Science and Technology, November 2000. Demnächst in: Energy Policy. [Online abrufbar unter: [www.elkraft.ntnu.no/~tarjei/energy\\_policy.pdf](http://www.elkraft.ntnu.no/~tarjei/energy_policy.pdf) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

Magnus, Eivind und Atle Midttun (2000): *Electricity Market Reform in Norway*. Basingstoke: Macmillan Press.

Midttun, Atle (2001): *European Energy Industry Business Strategies*. Elsevier Global Energy Policy and Economics Series. 1. Auflage. Oxford: Elsevier Science Ltd.

Newbery, David M. (2001): *Privatization, Restructuring, and Regulation of Network Utilities*. The Walras-Pareto Lectures 2. 3. Ausgabe. Cambridge, Massachusetts: The MIT Press.

Nordische Wettbewerbsbehörden (2003): *A Powerful Competition Policy. Towards a more coherent competition policy in the Nordic market for electric power*. Bericht Nr. 1/2003. Kopenhagen/Oslo/Stockholm.

Nordische Wettbewerbsbehörden (2007): *Capacity for Competition. Investing for an Efficient Nordic Electricity Market*. Bericht Nr. 1/2007. Kopenhagen/Oslo/Stockholm.

Olsen, Ole. J. und Klaus Skytte (2000): *Consumer ownership in liberalised electricity markets – the case of Denmark*., IAEE Konferenz Sydney.

Rotemberg, Julio J. und Garth Saloner (1989): *The Cyclical Behavior of Strategic Inventories*. In: *The Quarterly Journal of Economics*, Vol. 104. S. 73-97.

Skytte, Klaus (2001): *Topics on electricity trade*. Københavns Universitet (Økonomisk institut), Dissertation.

Staiger, Robert W. und Frank A. Wolak (1992): *Collusive Pricing with Capacity Constraints in the Presence of Demand Uncertainty*. In: *RAND Journal of Economics*, Vol. 23. S. 203-220.

Surrey, John (1996): *The British Electricity Experiment. Privatization: the Record, the Issues, the Lessons*. London: Earthscan Publications Ltd.

Thomas, Steve (2001): *Corporate Strategies in the British Electricity Supply Industry*. In: Midttun, Atle (2001): *European Energy Industry Business Strategies*. Oxford: Elsevier Science Ltd. S. 75-150.

Varian, Hal R. (1999): *Intermediate Microeconomics. A Modern Approach*. 5. Ausgabe. New York, London: W. W. Norton & Company.

VEW AG (2000): *Geschäftsbericht 1999. 75 Jahre VEW*. Dortmund: Hitzegrad.

Von der Fehr, Nils-Henrik M. und David Harbord (1993): *Spot Market Competition in the UK Electricity Industry*. In: *Economic Journal - Royal Economic Society*, Vol. 103. S. 531-546.

Von der Fehr, Nils-Henrik M., Tore Nilssen, Erik Ø. Sørensen und Lars Sjørgard (1998): *Krysseierskap og eierkonsentrasjon i det norsk-svenske kraftmarkedet*. SNF-Bericht Nr. 15/98. Bergen: Stiftelsen for samfunns- og næringslivsforskning.

Wietschel, Martin (2000): *Produktion und Energie: Planung und Steuerung industrieller Energie- und Stoffströme*. Frankfurt am Main, Berlin u. a.: Lang.

Wolfram, Catherine D. (1999): *Measuring duopoly power in the British electricity spot market*. In: *The American Economic Review*, Vol. 89. S. 805-826.

## 7.2 Internetquellen

Agder Energi AS (2002): *Årsrapport 2001*. [Online abrufbar unter: [www.ae.no/ae/multimedia/archive/00000/AE\\_\\_rsrapport\\_2001\\_591a.pdf](http://www.ae.no/ae/multimedia/archive/00000/AE__rsrapport_2001_591a.pdf) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

American Electric Power (2002): *2001 Annual Reports. Audited Financial Statements and Management's Discussion and Analysis*. [Online abrufbar unter: [www.aep.com/investors/annrep/01annrep/OpCoAnn2001.pdf](http://www.aep.com/investors/annrep/01annrep/OpCoAnn2001.pdf) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

American Electric Power (2004): *AEP sells UK generation, related contracts to Scottish and Southern Energy PLC*. Pressemitteilung vom 30. 7. 2004. [Online abrufbar unter: [www.aep.com/newsroom/newsreleases/?id=1140](http://www.aep.com/newsroom/newsreleases/?id=1140) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

American Electric Power (2005): *At AEP Success begins with taking care of our customers. American Electric Power 2004 Annual Report to Shareholders*. [Online abrufbar unter: [www.aep.com/investors/annrep/04annrep/AepAnnRpt2004.pdf](http://www.aep.com/investors/annrep/04annrep/AepAnnRpt2004.pdf) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

APX Group: Homepage – APX Power UK. [Online abrufbar unter: [www.apxgroup.com/index.php?id=11](http://www.apxgroup.com/index.php?id=11) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

APX Group: *Homepage – APX Power UK Spot and Prompt Markets*. [Online abrufbar unter: [www.apxgroup.com/index.php?id=199](http://www.apxgroup.com/index.php?id=199) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

APX Group (2007): *APX Group Annual Report 2007*. [Online abrufbar unter: [www.apxgroup.com/uploads/media/APX\\_Group\\_Annual\\_Report\\_2007.pdf](http://www.apxgroup.com/uploads/media/APX_Group_Annual_Report_2007.pdf) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

Barsebäck Kraft AB und Ringhals AB (2006): *El – en del av din vardag. Ringhalsgruppen och verksamheten 2005*. [Online abrufbar unter: [www.barsebackkraft.se/files/2005\\_ringhals\\_verksam.pdf](http://www.barsebackkraft.se/files/2005_ringhals_verksam.pdf) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

BNFL (2007): *BNFL agree to sell the Reactor Sites business to EnergySolutions*. Pressemitteilung vom 7. 6. 2007. [Online abrufbar unter: [www.bnfl.com/content.php?pageID=108&newsID=283](http://www.bnfl.com/content.php?pageID=108&newsID=283) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

Bundeskartellamt (2000a): *Beschluss RWE/VEW B8-4000-U-309/99* vom 3. 7. 2000. [Online abrufbar unter: [www.bundeskartellamt.de/wDeutsch/download/pdf/Fusion/Fusion99/B8\\_309\\_99.pdf](http://www.bundeskartellamt.de/wDeutsch/download/pdf/Fusion/Fusion99/B8_309_99.pdf) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

Bundeskartellamt (2000b): *Beschluss Bewag/HEW/E.ON/Southern Energy B8-40100-U-170/00* vom 15. 12. 2000. [Online abrufbar unter: [www.bundeskartellamt.de/wDeutsch/download/pdf/Fusion/Fusion00/B8\\_170\\_00.pdf](http://www.bundeskartellamt.de/wDeutsch/download/pdf/Fusion/Fusion00/B8_170_00.pdf) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

Bundesministerium der Justiz (2008): *Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG)*. Vom 21. 7. 2004. Stand 29. 4. 2008. [Online abrufbar unter: [http://bundesrecht.juris.de/bundesrecht/eeg\\_2004/gesamt.pdf](http://bundesrecht.juris.de/bundesrecht/eeg_2004/gesamt.pdf) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit – BMU (2006): *BMU-Themenpapier: Windenergie*. Art-Nr. 2123, Stand September 2006. [Online abrufbar unter: [www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/themenpapier\\_wind.pdf](http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/themenpapier_wind.pdf) zuletzt abgerufen ab 4. 4. 2008.]

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit – BMU (2008): *Kurzüberblick zur Wasserkraftnutzung in Deutschland*. [Online abrufbar unter: [www.erneuerbare-energien.de/inhalt/print/4644/](http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/print/4644/) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie- BMWi (2000): *Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen* vom 14. 6. 2000. [Online abrufbar unter: [www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/V/vereinbarung-14-juni-2000,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf](http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/V/vereinbarung-14-juni-2000,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf) zuletzt abgerufen am 1. 4. 2008.]

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie- BMWi (2002): *Gesetz zur geordneten Beendigung der Kernenergienutzung zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität*. Vom 22. April 2002. Bundesgesetzblatt 2002/Teil I Nr. 26. Bonn, am 26. April 2002. [Online abrufbar unter: [www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/A/gesetz-beendigung-kernenergienutzung,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf](http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/A/gesetz-beendigung-kernenergienutzung,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie – BMWi (2008): *Energie in Deutschland. Trends und Hintergründe zur Energieversorgung in Deutschland*. Stand Mai 2008. [Online abrufbar unter: [www.bmwi.de/Dateien/Energieportal/PDF/energie-in-deutschland,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf](http://www.bmwi.de/Dateien/Energieportal/PDF/energie-in-deutschland,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

Bundesverband Braunkohle (2007): *Braunkohle in Deutschland 2007*. Profil eines Industriezweigs. Red.: Maaßen, Uwe (DEBRIV) und Hans-Wilhelm Schiffer (RWE Power). [Online abrufbar unter: [www.rwe.com/generator.aspx/rwe-power-icw/standorte/braunkohle/property=Data/id=480964/down-deutschland2007.pdf](http://www.rwe.com/generator.aspx/rwe-power-icw/standorte/braunkohle/property=Data/id=480964/down-deutschland2007.pdf) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

Bundesverband der Deutschen Industrie e. V. – BDI, Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. – VIK, Verband der Elektrizitätswirtschaft e. V. – VDEW, Verband der Netzbetreiber e. V. beim VDEW – VDN, Arbeitsgemeinschaft regionaler Energieversorgungs-Unternehmen e.V. – ARE und Verband kommunaler Unternehmen e.V. – VKU (2001): *Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie und über Prinzipien der Netznutzung vom 13. Dezember 2001*. [Online abrufbar unter: [www.vdn-berlin.de/global/downloads/Publikationen/vv2plus.pdf](http://www.vdn-berlin.de/global/downloads/Publikationen/vv2plus.pdf) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. – BDEW (2006a): *Stromerzeugung 2005*. Stromwirtschaft nutzt vielfältigen Energiemix. Pressemitteilung vom 6. 3. 2006. [Online abrufbar unter: [www.strom.de/vdew.nsf/id/DE\\_Stromwirtschaft\\_nutzt\\_vielfaeltigen\\_Energiemix?open&Highlight=zuletzt](http://www.strom.de/vdew.nsf/id/DE_Stromwirtschaft_nutzt_vielfaeltigen_Energiemix?open&Highlight=zuletzt) abgerufen am 2. 4. 2008.]

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. – BDEW (2006b): *Energieeffizienz in Deutschland. Wirtschaftswachstum bei sinkendem Stromverbrauch*. Pressemitteilung vom 29. 3. 2006. [Online abrufbar unter: [www.vdew.de/bdew.nsf/id/DE\\_Wirtschaftswachstum\\_bei\\_sinkendem\\_Stromverbrauch?open&Highlight=zuletzt](http://www.vdew.de/bdew.nsf/id/DE_Wirtschaftswachstum_bei_sinkendem_Stromverbrauch?open&Highlight=zuletzt) abgerufen am 13. 11. 2008.]

Competition Commission (2001): *AES and British Energy: A report on references made under section 12 of the Electricity Act 1989*. [Online abrufbar unter: [www.competition-commission.org.uk/rep\\_pub/reports/2001/453elec.htm#full](http://www.competition-commission.org.uk/rep_pub/reports/2001/453elec.htm#full) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

Danish Energy Authority (2007a): *Energy Statistics 2006*. [Online abrufbar unter: [www.ens.dk/graphics/Publikationer/Statistik\\_UK/Energy%20Statistics\\_2006\\_a.pdf](http://www.ens.dk/graphics/Publikationer/Statistik_UK/Energy%20Statistics_2006_a.pdf) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

Danish Energy Authority (2007b): *A visionary Danish energy policy 2025*. [Online abrufbar unter: [www.ens.dk/graphics/Publikationer/Energipolitik\\_UK/Engelsk\\_endelig\\_udgave\\_visionaer\\_energipolitikA4.pdf](http://www.ens.dk/graphics/Publikationer/Energipolitik_UK/Engelsk_endelig_udgave_visionaer_energipolitikA4.pdf) zuletzt abgerufen am 1. 4. 2008.]

DONG Energy A/S (2007): *Årsrapport 2006*. [Online abrufbar unter: [www.dongenergy.com/NR/rdonlyres/144B715A-7518-414C-8720-C6A010356513/0/aarsrapport\\_2006.pdf](http://www.dongenergy.com/NR/rdonlyres/144B715A-7518-414C-8720-C6A010356513/0/aarsrapport_2006.pdf) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

E-CO Energi AS (2002): *Årsrapport 2001*. [Online abrufbar unter: [www.e-co.no/Norsk/Forside/Finansiell\\_informasjon/Arsrapporter/filestore/eco\\_aarsrapport01\\_no.pdf](http://www.e-co.no/Norsk/Forside/Finansiell_informasjon/Arsrapporter/filestore/eco_aarsrapport01_no.pdf) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

EDF Group (2008): *2007 Annual Report. European Leader for tomorrow's Energies*. [Online abrufbar unter: [www.edf.fr/html/RA2007/uk/pdf/kitRA2007\\_EDF\\_va.zip](http://www.edf.fr/html/RA2007/uk/pdf/kitRA2007_EDF_va.zip) (ra2007Corp\_full\_va.pdf) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

EEX: *Homepage – Über EEX*. [Online abrufbar unter: [www.eex.com/de/Presse/%C3%9Cber%20EEX](http://www.eex.com/de/Presse/%C3%9Cber%20EEX) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

EEX (2004a): *EEX Spotmarktkonzept*. [Online abrufbar unter: [www.eex.de/info\\_center/downloads/dl\\_spot/booklet.pdf](http://www.eex.de/info_center/downloads/dl_spot/booklet.pdf) zuletzt abgerufen am 27. 11. 2007.]

EEX (2004b): *EEX Terminmarktkonzept*. Stand 14. 6. 2004. [Online abrufbar unter: [www.eex.de/info\\_center/downloads/dl\\_futures/booklet.pdf](http://www.eex.de/info_center/downloads/dl_futures/booklet.pdf) zuletzt abgerufen am 27. 11. 2007.]

EEX (2007): *Einführung in den Börsenhandel an der EEX auf Xetra und Eurex*. Stand 30. 1. 2007. [Online abrufbar unter: [www.eex.com/de/document/4423](http://www.eex.com/de/document/4423) zuletzt abgerufen am 1. 5. 2008.]

EEX (2008): *EEX Produktbroschüre Strom*. Stand 30. 1. 2008. [Online abrufbar unter: [www.eex.com/de/document/4429](http://www.eex.com/de/document/4429) zuletzt abgerufen am 1. 5. 2008.]

EFTA Court (2007): *Judgement of the Court. Case E-2/06 vom 26. 6.2007*. [Online abrufbar unter: [www.regjeringen.no/Upload/OED/pdf%20filer/Hjemfall/Hjemfall\\_dommen\\_26juni07.pdf](http://www.regjeringen.no/Upload/OED/pdf%20filer/Hjemfall/Hjemfall_dommen_26juni07.pdf) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

Elsam A/S (2006): *Annual report 2005*. [Online abrufbar unter: [www.elsamvpp.com/multimedia/Elsam\\_2005\\_GB1.pdf](http://www.elsamvpp.com/multimedia/Elsam_2005_GB1.pdf) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

Enel (2008): *Annual Report 2007*. [Online abrufbar unter: [www.enel.it/azienda/en/investor\\_relations/bilanci\\_documenti/doc/2007BILCONS/Annual\\_Report\\_ing.pdf](http://www.enel.it/azienda/en/investor_relations/bilanci_documenti/doc/2007BILCONS/Annual_Report_ing.pdf) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

EnBW Energie Baden-Württemberg AG (2000): *Geschäftsbericht 1999. Die Farbe Gelb, gelb wie Yello*. [Online abrufbar unter: [www.enbw.com/content/de/investoren/\\_media/\\_pdf/geschaeftsberichte/gb\\_1999.pdf](http://www.enbw.com/content/de/investoren/_media/_pdf/geschaeftsberichte/gb_1999.pdf) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

EnBW Energie Baden-Württemberg AG (2006): *Geschäftsbericht 2005. Mit Energie zum Erfolg*. [Online abrufbar unter: [www.enbw.com/content/de/investoren/\\_media/\\_pdf/hauptversammlungen/hv\\_2006/geschaeftsbericht\\_2005.pdf](http://www.enbw.com/content/de/investoren/_media/_pdf/hauptversammlungen/hv_2006/geschaeftsbericht_2005.pdf) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

EnBW Energie Baden-Württemberg AG (2008): *Geschäftsbericht 2007. Mit Energie Zukunft gestalten*. [Online abrufbar unter: [www.enbw.com/content/de/investoren/\\_media/\\_pdf/gb\\_2007\\_1.pdf](http://www.enbw.com/content/de/investoren/_media/_pdf/gb_2007_1.pdf) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

Energinet (2006): *Årsrapport 2005/Jahresbericht 2005*. [Online abrufbar unter: [www.energinet.dk/NR/rdonlyres/5C667EC3-9190-4E5F-94CA-0D9F5F8D03A7/0/Årsrapport\\_2005.pdf](http://www.energinet.dk/NR/rdonlyres/5C667EC3-9190-4E5F-94CA-0D9F5F8D03A7/0/Årsrapport_2005.pdf) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

Energy Market Authority, Finland (2007): *Annual Report to the European Commission – Finland*. 549/652/2007. Stand 31. 7. 2007. [Online abrufbar unter: [www.energiamarkkinavirasto.fi/files/E07\\_NR\\_Finland\\_EN\\_549-652-2007.pdf](http://www.energiamarkkinavirasto.fi/files/E07_NR_Finland_EN_549-652-2007.pdf) zuletzt abgerufen am 2. 4. 2008.]

E.ON AG (2001): *Geschäftsbericht 2000*. [Online abrufbar unter: [www.eon.com/de/downloads/EON\\_Geschaeftsbericht\\_2000.pdf](http://www.eon.com/de/downloads/EON_Geschaeftsbericht_2000.pdf) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

E.ON AG (2002): *Geschäftsbericht 2001. Fokussierung und Wachstum*. [Online abrufbar unter: [www.eon.com/de/downloads/EON\\_Geschaeftsbericht\\_2001.pdf](http://www.eon.com/de/downloads/EON_Geschaeftsbericht_2001.pdf) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

E.ON AG (2003): *Geschäftsbericht 2002*. [Online abrufbar unter: [www.eon.com/de/downloads/EON\\_Geschaeftsbericht\\_2002.pdf](http://www.eon.com/de/downloads/EON_Geschaeftsbericht_2002.pdf) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

- E.ON AG (2004): *Geschäftsbericht 2003*. [Online abrufbar unter: [www.eon.com/de/downloads/EON\\_Geschaeftsbericht\\_2003.pdf](http://www.eon.com/de/downloads/EON_Geschaeftsbericht_2003.pdf) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]
- E.ON AG (2005): *Geschäftsbericht 2004*. [Online abrufbar unter: [www.eon.com/de/downloads/EON\\_Geschaeftsbericht\\_2004.pdf](http://www.eon.com/de/downloads/EON_Geschaeftsbericht_2004.pdf) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]
- E.ON AG (2007): *Geschäftsbericht 2006. Energie zum Leben. Jederzeit*. [Online abrufbar unter: [www.eon.com/de/downloads/EON\\_Geschaeftsbericht\\_2006.pdf](http://www.eon.com/de/downloads/EON_Geschaeftsbericht_2006.pdf) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]
- E.ON AG (2008): *Geschäftsbericht 2007*. [Online abrufbar unter: [www.eon.com/de/downloads/EON\\_Geschaeftsbericht\\_2007.pdf](http://www.eon.com/de/downloads/EON_Geschaeftsbericht_2007.pdf) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]
- E.ON Kernkraft GmbH (2004): *Grohnde. Profil des Gemeinschaftskernkraftwerks*. 1. Auflage. Stand August 2004. [Online abrufbar unter: [www.eon-kernkraft.com/Ressources/downloads/Info\\_Standort\\_Grohnde.pdf](http://www.eon-kernkraft.com/Ressources/downloads/Info_Standort_Grohnde.pdf) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]
- E.ON Kernkraft GmbH (2007): *Isar. Informationen zum Kernkraftwerk*. Stand Juni 2007. [Online abrufbar unter: [www.eon-kernkraft.com/Ressources/downloads/Info\\_Standort\\_KKI.pdf](http://www.eon-kernkraft.com/Ressources/downloads/Info_Standort_KKI.pdf) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]
- E.ON Kernkraft GmbH (2008a): *Brokdorf. Informationen zum Kernkraftwerk*. Stand Mai 2008. [Online abrufbar unter: [www.eon-kernkraft.com/Ressources/downloads/Info\\_Standort\\_KBR.pdf](http://www.eon-kernkraft.com/Ressources/downloads/Info_Standort_KBR.pdf) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]
- E.ON Kernkraft GmbH (2008b): *Homepage Kernkraftwerk Krümmel*. [Online abrufbar unter: [www.eon-kernkraft.com/frameset\\_german/nuclear-power-plant/nuclear-power-plant\\_locations/energy\\_nuclearpower\\_kkkruemmel.jsp](http://www.eon-kernkraft.com/frameset_german/nuclear-power-plant/nuclear-power-plant_locations/energy_nuclearpower_kkkruemmel.jsp) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]
- E.ON Nordic (2006): *Power Generation Porfolio*. Präsentation von Håkan Bushke, Senior Vice President Electricity Production, am E.ON Capital Market Day Nordic, 3. 7. 2006 Stockholm. [Online abrufbar unter: [www.eon.com/en/downloads/Power\\_Generation\\_Portfolio.pdf](http://www.eon.com/en/downloads/Power_Generation_Portfolio.pdf) zuletzt abgerufen am 19. 3. 2008.]
- Europäische Kommission (2000): *Entscheidung der Kommission. Vom 13. 6. 2000. Zur Vereinbarkeit eines Zusammenschlusses mit dem Gemeinsamen Markt und mit dem EWR-Abkommen. (Sache Nr. COMP/M.1673 – VEBA/VIAG)*. [Online abrufbar unter: [http://ec.europa.eu/comm/competition/mergers/cases/decisions/m1673\\_de.pdf](http://ec.europa.eu/comm/competition/mergers/cases/decisions/m1673_de.pdf) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]
- Fingrid (2009): *Homepage – Company Info*. Online abrufbar unter: [www.fingrid.fi/portal/in\\_english/company\\_info/](http://www.fingrid.fi/portal/in_english/company_info/) zuletzt abgerufen am 21. 2. 2009.]
- Fortum Corporation (1999): *Annual Report 1998*. [Online abrufbar unter: [www.fortum.com/gallery/Investors1999/Annual\\_report98.pdf](http://www.fortum.com/gallery/Investors1999/Annual_report98.pdf) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

Fortum Corporation (2001): *Annual Report 2000*. [Online abrufbar unter: [www.fortum.com/gallery/vuosikertomus/AnnualReport2000.PDF](http://www.fortum.com/gallery/vuosikertomus/AnnualReport2000.PDF) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

Fortum Corporation (2003): *Annual Report 2002*. [Online abrufbar unter: [www.fortum.com/gallery/investors2003/vuosikertomus/Fortum\\_vsk\\_ENG.pdf](http://www.fortum.com/gallery/investors2003/vuosikertomus/Fortum_vsk_ENG.pdf) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

Fortum Corporation (2004): *Annual Report 2003*. [Online abrufbar unter: [www.fortum.com/gallery/investors2004/vuosikertomus/vsk\\_2003\\_eng\\_1103.pdf](http://www.fortum.com/gallery/investors2004/vuosikertomus/vsk_2003_eng_1103.pdf) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

Fortum Corporation (2008a): *Annual Report 2007. Review of Operations*. [Online abrufbar unter: [www.fortum.com/gallery/Investors2008/Annual\\_Report\\_2007/Fortum\\_Review\\_of\\_Operations\\_07\\_eng.pdf](http://www.fortum.com/gallery/Investors2008/Annual_Report_2007/Fortum_Review_of_Operations_07_eng.pdf) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

Fortum Corporation (2008b): *Annual Report 2007. Financials*. [Online abrufbar unter: [www.fortum.com/gallery/Investors2008/Annual\\_Report\\_2007/Fortum\\_Financials\\_07\\_eng.pdf](http://www.fortum.com/gallery/Investors2008/Annual_Report_2007/Fortum_Financials_07_eng.pdf) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

Großkraftwerk Mannheim Aktiengesellschaft (2003): *Geschäftsbericht 2002*. [Online abrufbar unter: [www.gkm.de/media/?file=76\\_GB2002.pdf&download](http://www.gkm.de/media/?file=76_GB2002.pdf&download) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

Hafslund ASA (2008): *Hafslund årsrapport 2007. Gode historier*. [Online abrufbar unter: [www.hafslund.no/files/File/om\\_hafslund/investor/aarsrapport/pdf2007/aarsrapport\\_2007.pdf](http://www.hafslund.no/files/File/om_hafslund/investor/aarsrapport/pdf2007/aarsrapport_2007.pdf) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

Helsingin Energia (2007): *Annual Report 2006. The Report on Social Responsibility*. [Online abrufbar unter: [www.helen.fi/vuosi2006/print\\_e/ENG\\_VK\\_web.pdf](http://www.helen.fi/vuosi2006/print_e/ENG_VK_web.pdf) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

Iberdrola (2008): *Sustainability Report 2007*. [Online abrufbar unter: [www.iberdrola.es/wcorp/gc/en/doc/InformeSostenibilidad2007.pdf](http://www.iberdrola.es/wcorp/gc/en/doc/InformeSostenibilidad2007.pdf) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

IntercontinentalExchange (2008): *ICE Futures Europe - ICE Futures UK Electricity Futures Contract*. Stand Juli 2008. [Online abrufbar unter: [www.theice.com/publicdocs/IPE\\_UK\\_Electricity\\_futures\\_contract\\_specification.pdf](http://www.theice.com/publicdocs/IPE_UK_Electricity_futures_contract_specification.pdf) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

International Power plc (2003): *Annual report 2002*. [Online abrufbar unter: [www.internationalpowerplc.com/ipr/investors/reports/rep2002/ar02/ar02.pdf?t=popup](http://www.internationalpowerplc.com/ipr/investors/reports/rep2002/ar02/ar02.pdf?t=popup) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

Kemijoki Group (2008): *Annual Report 2007*. [Online abrufbar unter: [www.kemijoki.fi/Kemijoki/kemijoki.nsf/indexLan2](http://www.kemijoki.fi/Kemijoki/kemijoki.nsf/indexLan2) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]



- Kernkraftwerk Gundremmingen GmbH (2008): *Ein Standort voller Energie. Kernkraftwerk Gundremmingen*. [Online abrufbar unter: [www.rwe.com/generator.aspx/rwe-power-icw/standorte/kernkraftwerke/gundremmingen/links\\_26downloads/property=Data/id=484206/down1.pdf](http://www.rwe.com/generator.aspx/rwe-power-icw/standorte/kernkraftwerke/gundremmingen/links_26downloads/property=Data/id=484206/down1.pdf) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]
- Konkurrencestyrelsen (2006): *Konkurrencenyt*. Ausgabe Nr. 2. April 2006. Scanprint AS Dänemark. [Online abrufbar unter: [www.ks.dk/index.php?id=18959](http://www.ks.dk/index.php?id=18959) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]
- Monopolies and Mergers Commission (1996): *National Power PLC and Southern Electric plc. A report on the proposed merger*. [Online abrufbar unter: [www.competition-commission.org.uk/rep\\_pub/reports/1996/384national.htm#full](http://www.competition-commission.org.uk/rep_pub/reports/1996/384national.htm#full) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]
- Janes, Mike (2005): *Digest of United Kingdom Energy Statistics 2005*. Hrsg.: National Statistics und Department for Business, Enterprise & Regulatory Reform. London: TSO. [Online abrufbar unter: [www.berr.gov.uk/files/file10737.pdf](http://www.berr.gov.uk/files/file10737.pdf) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]
- MacLeay, Iain et al. (2007): *Digest of United Kingdom Energy Statistics 2007*. Hrsg.: National Statistics und Department for Business, Enterprise & Regulatory Reform. London: TSO. [Online abrufbar unter: [http://stats.berr.gov.uk/energystats/dukes07\\_c5.pdf](http://stats.berr.gov.uk/energystats/dukes07_c5.pdf) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]
- National Power (2000): *National Power Report and Accounts 2000*. [Online abrufbar unter: [www.anpower.com/ipr/investors/reports/rep2000/np\\_ar00/np\\_ar00.pdf?t=popup](http://www.anpower.com/ipr/investors/reports/rep2000/np_ar00/np_ar00.pdf?t=popup) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]
- Nesa A/S (2006): *Annual report 2005*. [Online abrufbar unter: <http://nesa2005.webannualreport.com/log/multimedia/Nesagroup05.pdf> zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]
- Nordel (1990-2007): *Annual Statistics* der betreffenden Jahre. [Online abrufbar unter: [www.nordel.org](http://www.nordel.org) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]
- Nord Pool ASA: *Homepage, Memberlist*. [Online abrufbar unter: [www.nordpool.com/en/asa/clearing/Member-List/](http://www.nordpool.com/en/asa/clearing/Member-List/) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]
- Nord Pool ASA (2004a): *Nord Pool ASA Annual Report 2004*. [Online abrufbar unter: [www.nordpool.com/Documents/Communications/Publications/Annualreports/2004eng.pdf](http://www.nordpool.com/Documents/Communications/Publications/Annualreports/2004eng.pdf) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]
- Nord Pool ASA (2004b): *Trade at the Nordic Spot Market (Nord Pool Spot AS). The world's first international spot power exchange*. Stand 1. 4. 2004. [Online abrufbar unter: [www.nordpool.com/information/reports/Report%20Spot%20Market.pdf](http://www.nordpool.com/information/reports/Report%20Spot%20Market.pdf) zuletzt abgerufen am 27. 11. 2007.]
- Nord Pool ASA (2004c): *Trade at Nord Pool's Financial Markets*. [Online abrufbar unter: [www.nordpool.com/information/reports/Report%20Financial%20Market.pdf](http://www.nordpool.com/information/reports/Report%20Financial%20Market.pdf) zuletzt abgerufen am 27. 11. 2007.]

Nord Pool ASA (2007a): *Nord Pool Annual Report 2007*. [Online abrufbar unter: [www.nordpool.com/upload/Communications/Publications/Annualreports/2007eng.pdf](http://www.nordpool.com/upload/Communications/Publications/Annualreports/2007eng.pdf) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

Nord Pool ASA (2007b): *Trade at Nord Pool ASA's Financial Markets*. [Online abrufbar unter: [www.nordpool.com/information/reports/Report%20Financial%20Market.pdf](http://www.nordpool.com/information/reports/Report%20Financial%20Market.pdf) zuletzt abgerufen am 1. 5. 2008.]

Nord Pool Spot AS: *Homepage, History*. [Online abrufbar unter: [www.nordpoolspot.com/about/History/](http://www.nordpoolspot.com/about/History/) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

Nord Pool Spot AS: *Homepage, Ownership*. [Online abrufbar unter: [www.nordpoolspot.com/about/Ownership/](http://www.nordpoolspot.com/about/Ownership/) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

Nord Pool Spot AS: *Homepage, Participant List – Elspot*. [Online abrufbar unter: [www.nordpoolspot.com/about/Participant-list---Elspot/](http://www.nordpoolspot.com/about/Participant-list---Elspot/) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

Nord Pool Spot AS (2006): *Trade at the Nordic Spot Market. The world's first international spot power exchange*. [Online abrufbar unter: [www.nordpool.com/information/reports/Report%20Spot%20Market.pdf](http://www.nordpool.com/information/reports/Report%20Spot%20Market.pdf) zuletzt abgerufen am 1. 5. 2008.]

Nord Pool Spot AS (2007): *Annual Review 2007*. [Online abrufbar unter: [www.nordpoolspot.com/upload/NP%20Review07%20korrektur.pdf](http://www.nordpoolspot.com/upload/NP%20Review07%20korrektur.pdf) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

Office of Gas and Electricity Markets - Ofgem (2001): *The New Electricity Trading Arrangements, A review of the first three months*. August 2001. [Online abrufbar unter: [www.ofgem.gov.uk/Markets/WhlMkts/CustandIndustry/DemSideWG/Archive/391-31aug01.pdf](http://www.ofgem.gov.uk/Markets/WhlMkts/CustandIndustry/DemSideWG/Archive/391-31aug01.pdf) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

Office of Gas and Electricity Markets - Ofgem (2005): *Creating a single GB electricity market*. Factsheet vom 9. 2. 2005. [Online abrufbar unter: [www.ofgem.gov.uk/Media/FactSheets/Documents1/9595-bettaqa\\_update\\_jan05.pdf](http://www.ofgem.gov.uk/Media/FactSheets/Documents1/9595-bettaqa_update_jan05.pdf) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

Olje- og energidepartementet – OED (2004): *Faktaheftet 2004 om energi- og vassdragsvirksomheten*. Stand 12. 7. 2004. [Online abrufbar unter: [http://odin.dep.no/oed/norsk/dok/andre\\_dok/brosjyrer/026021-120008/dok-bn.html](http://odin.dep.no/oed/norsk/dok/andre_dok/brosjyrer/026021-120008/dok-bn.html) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

Olje- og energidepartementet – OED (2007a): *Industrikonsesjonsloven. Lov om erverv av vannfall, bergverk og annen fast eiendom m.v. (14917-12-14) LOV-1917-12-14-16*. Stand 25. 6. 2007. [Online abrufbar unter: [www.lovdata.no/index-lov.html](http://www.lovdata.no/index-lov.html) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

Olje- og energidepartementet - OED (2007b): *Provisorisk anordning om offentlig eierskap til vannkraften*. Beschluss 07/01527 vom 6.8.2007. [Online abrufbar unter: [www.regjeringen.no/upload/OED/pdf%20filer/2007-8335%20Utkast%20til%20foredrag%20til%20Provisorisk%20anordning%20om...pdf](http://www.regjeringen.no/upload/OED/pdf%20filer/2007-8335%20Utkast%20til%20foredrag%20til%20Provisorisk%20anordning%20om...pdf) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

PowerGen Ltd (2003): *Group Report and Accounts for the year ended 31 December 2002*. [Online abrufbar unter: [www.eon-uk.com/PowerGenLtd\\_report\\_2002.pdf](http://www.eon-uk.com/PowerGenLtd_report_2002.pdf) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

RWE AG (2001): *Geschäftsbericht 2000 der RWE AG. Rumpfgeschäftsjahr 1. Juli – 31. Dezember 2000*. [Online abrufbar unter: [Mediencenter/Archiv/Geschäftberichte Konzern/rwe\\_ag\\_bericht\\_kompl\[1\].pdf](http://Mediencenter/Archiv/Geschäftberichte_Konzern/rwe_ag_bericht_kompl[1].pdf) abrufbar unter [www.rwe.com/generator.aspx/investor-relations/finanzberichte/language=de/id=15704/page.html](http://www.rwe.com/generator.aspx/investor-relations/finanzberichte/language=de/id=15704/page.html) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

RWE AG (2002): *Geschäftsbericht 2001. Rumpfgeschäftsjahr Juli-Dezember*. [Online abrufbar unter: [Mediencenter/Archiv/Geschäftberichte Konzern/RWEGB2001Deut2\[1\].pdf](http://Mediencenter/Archiv/Geschäftberichte_Konzern/RWEGB2001Deut2[1].pdf) [www.rwe.com/generator.aspx/investor-relations/finanzberichte/language=en/id=15704/page.html](http://www.rwe.com/generator.aspx/investor-relations/finanzberichte/language=en/id=15704/page.html) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

RWE AG (2003): *Annual Report 2002. Integration: The Key to Success*. [Online abrufbar unter: [Mediencenter/Archiv/Geschäftberichte Konzern/gb\\_2002\\_holding\\_e\[1\].pdf](http://Mediencenter/Archiv/Geschäftberichte_Konzern/gb_2002_holding_e[1].pdf) [www.rwe.com/generator.aspx/investor-relations/finanzberichte/language=en/id=15704/page.html](http://www.rwe.com/generator.aspx/investor-relations/finanzberichte/language=en/id=15704/page.html) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

RWE Power AG (2007): *Ein Kurzporträt. Kraftwerke Lingen*. [Online abrufbar unter: [www.rwe.com/generator.aspx/rwe-power-icw/standorte/kernkraftwerke/emsland/links\\_26downloads/property=Data/id=484184/download2.pdf](http://www.rwe.com/generator.aspx/rwe-power-icw/standorte/kernkraftwerke/emsland/links_26downloads/property=Data/id=484184/download2.pdf) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

Skagerak Energi AS (2002): *Årsrapport 2001*. [Online abrufbar unter: [www.skagerakenergi.no/eway/pdf/Aarsrapport2001.pdf](http://www.skagerakenergi.no/eway/pdf/Aarsrapport2001.pdf) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

Statistisk sentralbyrå – SSB (1996-2006): *Elektrisitetsstatistikk 1996 - 2006*. [Online abrufbar unter: [www.ssb.no](http://www.ssb.no) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

Statkraft (2003): *Perspektiver. Statkraft årsrapport 2002*. [Online abrufbar unter: [www.statkraft.no/Images/aar\\_02\\_tcm3-1545.pdf](http://www.statkraft.no/Images/aar_02_tcm3-1545.pdf) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

Statkraft (2006): *Årsrapport - Bærekraft-Rapport 2005*. [Online abrufbar unter: [www.statkraft.no/Images/Statkraft%20%C3%85rsrapport%202005%20Norsk\\_tcm3-5104.pdf](http://www.statkraft.no/Images/Statkraft%20%C3%85rsrapport%202005%20Norsk_tcm3-5104.pdf) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

Statkraft (2007): *2006 Årsrapport - Bærekraft-Rapport. Det er på tide med ren energi*. [Online abrufbar unter: [www.statkraft.no/Images/Statkraft\\_06\\_nor\\_final\\_lr\\_tcm3-6873.pdf](http://www.statkraft.no/Images/Statkraft_06_nor_final_lr_tcm3-6873.pdf) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

Statkraft (2008a): *2007 Årsrapport - Bærekraft-Rapport. Du kan komme langt med ren energi*. [Online abrufbar unter: [www.statkraft.no/Images/AR-NOR-AS2007\\_tcm3-8664.pdf](http://www.statkraft.no/Images/AR-NOR-AS2007_tcm3-8664.pdf) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

Statkraft (2008b): *Facts - E.ON & Statkraft Swap*. [Online abrufbar unter: [www.statkraft.no/Images/E.ON%20facts%20v19\\_tcm3-9427.pdf](http://www.statkraft.no/Images/E.ON%20facts%20v19_tcm3-9427.pdf) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

STEAG AG (2001): *Geschäftsbericht 2000. Mit Energie Werte schaffen*. [Online abrufbar unter: [www.steag.de/steagde/pdf/STEAG\\_Geschaeftsbericht\\_2000.pdf](http://www.steag.de/steagde/pdf/STEAG_Geschaeftsbericht_2000.pdf) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

STEAG AG (2002): *Geschäftsbericht 2001*. [Online abrufbar unter: [www.steag.de/steagde/pdf/STEAG\\_Geschaeftsbericht\\_2001.pdf](http://www.steag.de/steagde/pdf/STEAG_Geschaeftsbericht_2001.pdf) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

STEAG AG (2003): *Geschäftsbericht 2002*. [Online abrufbar unter: [www.steag.de/steagde/pdf/STEAG\\_Geschaeftsbericht\\_2002.pdf](http://www.steag.de/steagde/pdf/STEAG_Geschaeftsbericht_2002.pdf) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

STEAG AG (2005): *Geschäftsbericht 2004*. [Online abrufbar unter: [www.steag.de/steagde/pdf/STEAG\\_Geschaeftsbericht\\_2004.pdf](http://www.steag.de/steagde/pdf/STEAG_Geschaeftsbericht_2004.pdf) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

STEAG AG (2006): *Mit Energie Werte schaffen. Gemeinschaftskraftwerk Bergkamen*. [Online abrufbar unter: [www.steag.de/steagde/pdf/20051221\\_KW\\_Bergkamen.pdf](http://www.steag.de/steagde/pdf/20051221_KW_Bergkamen.pdf) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

Svenska Kraftnät (2007): *The Swedish Electricity Market and the Role of Svenska Kraftnät*. Jänner 2007. [Online abrufbar unter: [www.svk.se/global/13\\_energy\\_market/pdf/elmarknaden\\_eng\\_2007\\_webb.pdf](http://www.svk.se/global/13_energy_market/pdf/elmarknaden_eng_2007_webb.pdf) zuletzt abgerufen am 20. 2. 2009.]

Swedish Energy Agency (2002): *The Electricity Market 2002*. [Online abrufbar unter: [www.swedishenergyagency.se/web/biblshop\\_eng.nsf/FilAtkomst/ET10\\_02.pdf/](http://www.swedishenergyagency.se/web/biblshop_eng.nsf/FilAtkomst/ET10_02.pdf/) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

Swedish Energy Agency (2005): *The Swedish Energy Market 2005. Theme: The Storm Gudrun*. Malmö: Elanders Berlings Malmö 2005. [Online abrufbar unter: [www.swedishenergyagency.se/web/biblshop.nsf/FilAtkomst/ET2005\\_22.pdf/\\$FILE/ET2005\\_22.pdf?OpenElement](http://www.swedishenergyagency.se/web/biblshop.nsf/FilAtkomst/ET2005_22.pdf/$FILE/ET2005_22.pdf?OpenElement) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

Swedish Energy Agency (2006): *Energy in Sweden 2006*. [Online abrufbar unter: [www.swedishenergyagency.se/web/biblshop\\_eng.nsf/FilAtkomst/ET2006\\_45.pdf/\\$FILE/ET2006\\_45.pdf?OpenElement](http://www.swedishenergyagency.se/web/biblshop_eng.nsf/FilAtkomst/ET2006_45.pdf/$FILE/ET2006_45.pdf?OpenElement) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

Swedish National Energy Administration (1998): *Swedish electricity market 1998*. Sundbyberg: Alf-Print AB. [Online abrufbar unter: [www.swedishenergyagency.se/web/biblshop.nsf/FilAtkomst/el98eng.pdf/\\$FILE/el98eng.pdf?OpenElement](http://www.swedishenergyagency.se/web/biblshop.nsf/FilAtkomst/el98eng.pdf/$FILE/el98eng.pdf?OpenElement) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

Sydkraft AB (2004): *Åå som i årsredovisning 2003*. [Online abrufbar unter: [www.sydkraft.se/upload/eon-se-2-0/dokument/om\\_eon/presscenter/ekonomiska\\_rapporter/arsredovisning\\_2003\\_sv.pdf](http://www.sydkraft.se/upload/eon-se-2-0/dokument/om_eon/presscenter/ekonomiska_rapporter/arsredovisning_2003_sv.pdf) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

The Electricity Pool: *Homepage – About the Electricity Pool*. [Online abrufbar unter: [www.elecpool.com/about/about\\_f.html](http://www.elecpool.com/about/about_f.html) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]

- The Electricity Pool (1998): *Annual Review 1997/98*. [Online abrufbar unter: [www.elecpool.com/publications/pdf/pool\\_annual\\_review\\_8.pdf](http://www.elecpool.com/publications/pdf/pool_annual_review_8.pdf) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]
- The ICE: *Homepage – About ICE, Company*. [Online abrufbar unter: [www.theice.com/profile.jhtml](http://www.theice.com/profile.jhtml) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]
- Teollisuuden Voima Oyi (2008): *Annual Report 2007*. [Online abrufbar unter: [www.tvo.fi/uploads/File/2008/TVO\\_VSK\\_2007\\_EN\\_final.pdf](http://www.tvo.fi/uploads/File/2008/TVO_VSK_2007_EN_final.pdf) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]
- Vattenfall AB (2003): *Annual Report 2002. Generating power – transmitting possibilities*. [Online abrufbar unter: [www.vattenfall.com/www/vf\\_com/vf\\_com/Gemeinsame\\_Inhalte/DOCUMENT/360168vatt/386239fina/2002-AnnualReport.pdf](http://www.vattenfall.com/www/vf_com/vf_com/Gemeinsame_Inhalte/DOCUMENT/360168vatt/386239fina/2002-AnnualReport.pdf) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]
- Vattenfall AB (2007): *Årsredovisning 2006*. [Online abrufbar unter: [www.vattenfall.se/www/vf\\_se/vf\\_se/Gemeinsame\\_Inhalte/DOCUMENT/196015vatt/815691omxv/819786fina/P0297490.pdf](http://www.vattenfall.se/www/vf_se/vf_se/Gemeinsame_Inhalte/DOCUMENT/196015vatt/815691omxv/819786fina/P0297490.pdf) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]
- Vattenfall AB (2008): *Forsmarks Kraftgrupp AB. Ägarförhållanden*. [Online abrufbar unter: [www.vattenfall.se/www/vf\\_se/vf\\_se/Gemeinsame\\_Inhalte/DOCUMENT/196015vatt/815691omxv/819774vxrx/876156vxrx/876168fors/P02117418.pdf](http://www.vattenfall.se/www/vf_se/vf_se/Gemeinsame_Inhalte/DOCUMENT/196015vatt/815691omxv/819774vxrx/876156vxrx/876168fors/P02117418.pdf) zuletzt abgerufen am 19. 3. 2008.]
- VEBA AG (2000): *Geschäftsbericht 1999*. [Online abrufbar unter: [www.eon.com/de/downloads/VEBA\\_Geschaeftsbericht\\_1999.pdf](http://www.eon.com/de/downloads/VEBA_Geschaeftsbericht_1999.pdf) zuletzt abgerufen am 21. 9. 2008.]
- Verband der Netzbetreiber - VDN (2002): *Leistungsbilanz der allgemeinen Stromversorgung in Deutschland – Rückschau 2001*. [Online abrufbar unter: [www.vdn-berlin.de/global/downloads/Publikationen/LB/VDN\\_LB\\_RS\\_2001.pdf](http://www.vdn-berlin.de/global/downloads/Publikationen/LB/VDN_LB_RS_2001.pdf) zuletzt abgerufen am 4. 4. 2008.]
- Verband der Netzbetreiber - VDN (2003): *Leistungsbilanz der allgemeinen Stromversorgung in Deutschland zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2002*. [Online abrufbar unter: [www.vdn-berlin.de/global/downloads/Publikationen/LB/JHoechstlast\\_2002.pdf](http://www.vdn-berlin.de/global/downloads/Publikationen/LB/JHoechstlast_2002.pdf) zuletzt abgerufen am 4. 4. 2008.]
- Verband der Netzbetreiber - VDN (2004): *Leistungsbilanz der allgemeinen Stromversorgung in Deutschland zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2003*. [Online abrufbar unter: [www.vdn-berlin.de/global/downloads/Publikationen/LB/JHoechstlast\\_2003.pdf](http://www.vdn-berlin.de/global/downloads/Publikationen/LB/JHoechstlast_2003.pdf) zuletzt abgerufen am 4. 4. 2008.]
- Verband der Netzbetreiber - VDN (2005): *Leistungsbilanz der allgemeinen Stromversorgung in Deutschland zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2004*. [Online abrufbar unter: [www.vdn-berlin.de/global/downloads/Publikationen/LB/JHoechstlast\\_2004.pdf](http://www.vdn-berlin.de/global/downloads/Publikationen/LB/JHoechstlast_2004.pdf) zuletzt abgerufen am 4. 4. 2008.]

Verband der Netzbetreiber - VDN (2006): *Leistungsbilanz der allgemeinen Stromversorgung in Deutschland zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2005*. [Online abrufbar unter: [www.vdn-berlin.de/global/downloads/Publikationen/LB/JHoechstlast\\_2005.pdf](http://www.vdn-berlin.de/global/downloads/Publikationen/LB/JHoechstlast_2005.pdf) zuletzt abgerufen am 4. 4. 2008.]

Verband der Netzbetreiber - VDN (2007): *Daten und Fakten*. Stromnetze in Deutschland 2007. Stand 1. 4. 2007. [Online abrufbar unter: [www.vdn-berlin.de/global/downloads/Publikationen/DatenFakten/Daten+Fakten2007.pdf](http://www.vdn-berlin.de/global/downloads/Publikationen/DatenFakten/Daten+Fakten2007.pdf) zuletzt abgerufen am 4. 4. 2008.]

VIAG Aktiengesellschaft (2000): *Wir gestalten Märkte. Fusion. Geschäftsbericht 1999*. [Online abrufbar unter: [www.eon.com/de/downloads/VIAG\\_Geschaeftsbericht\\_1999.pdf](http://www.eon.com/de/downloads/VIAG_Geschaeftsbericht_1999.pdf) zuletzt abgerufen am 4. 4. 2008.]

### **7.3 Statistische Quellen**

Danmarks statistik (DST), [www.dst.dk](http://www.dst.dk)

Department for Business & Regulatory Reforms UK (BERR), [www.berr.gov.uk](http://www.berr.gov.uk)

Energiamarkkinavirasto (Finish Energy Market Authority), [www.energiainmarkkinavirasto.fi](http://www.energiainmarkkinavirasto.fi)

Energimyndigheten (Swedish Energy Agency), [www.swedishenergyagency.se](http://www.swedishenergyagency.se) bzw. [www.energimyndigheten.se](http://www.energimyndigheten.se)

Energistyrelsen (Danish Energy Agency), [www.ens.dk](http://www.ens.dk) bzw. [www.energistyrelsen.dk](http://www.energistyrelsen.dk)

Eurostat, <http://ec.europa.eu/eurostat/>

Nordel, [www.nordel.org](http://www.nordel.org)

Norges vassdrags- og energidirektorat (Norwegian Water Resources and Energy Directorate), [www.nve.no](http://www.nve.no)

Platts, [www.platts.com](http://www.platts.com)

Statistisches Bundesamt, [www.destatis.de](http://www.destatis.de)

Statistisk sentralbyrå (Statistisches Zentralbüro Norwegen), [www.ssb.no](http://www.ssb.no)

Statistiska centralbyrån (Statistisches Zentralbüro Schweden), [www.scb.se](http://www.scb.se)

Tilastokeskus (Statistik Finnland), [www.stat.fi](http://www.stat.fi)

UK Statistics Authority, [www.statistics.gov.at](http://www.statistics.gov.at)

#### ***7.4 Börsen der einzelnen Länder***

APX Group, [www.apxgroup.com](http://www.apxgroup.com)

APX Power UK, [www.apxgroup.com/index.php?id=11](http://www.apxgroup.com/index.php?id=11)

European Energy Exchange, [www.eex.com](http://www.eex.com)

ICE Futures, [www.theice.com](http://www.theice.com)

Nord Pool ASA, [www.nordpool.com](http://www.nordpool.com)

The Electricity Pool of England and Wales, [www.elecpool.com](http://www.elecpool.com)

UK Power Exchange – UKPX, [www.ukpx.co.uk](http://www.ukpx.co.uk)

#### ***7.5 Netzbetreiber der einzelnen Länder***

Energinet, [www.energinet.dk](http://www.energinet.dk)

Fingrid, [www.fingrid.fi](http://www.fingrid.fi)

Nationalgrid, [www.nationalgrid.com](http://www.nationalgrid.com)

Statnett, [www.statnett.no](http://www.statnett.no)

Svenska Kraftnät, [www.svk.se](http://www.svk.se)

VDN, [www.vdn-berlin.de](http://www.vdn-berlin.de)

#### ***7.6 Jahresberichte und Homepage der Unternehmen***

Hugin Online, [www.huginonline.com](http://www.huginonline.com)

AES Corporation, [www.aes.com](http://www.aes.com)

Agder Energi, [www.ae.no](http://www.ae.no)

American Electric Power, [www.aep.com](http://www.aep.com)

Barsebäck Kraft AB, [www.barsebackkraft.se](http://www.barsebackkraft.se)

Bergenshalvøens Kommunale Kraftselskap, [www.bkk.no](http://www.bkk.no)

Birka Energi, [www.fortum.com](http://www.fortum.com)

British Energy, [www.british-energy.com](http://www.british-energy.com)  
British Nuclear Fuels Ltd., [www.bnfl.com](http://www.bnfl.com)  
Centrica plc, [www.centrica.com](http://www.centrica.com) bzw. [www.centricaenergy.com](http://www.centricaenergy.com)  
ČEZ Group a.s., [www.cez.cz](http://www.cez.cz)  
DONG Energy, [www.dong.dk](http://www.dong.dk)  
Drax Power Ltd., [www.draxgroup.plc.uk](http://www.draxgroup.plc.uk)  
E.ON AG, [www.e-on.com](http://www.e-on.com)  
E.ON Energy, [www.eon-uk.com](http://www.eon-uk.com)  
Eastern Electric, keine HP  
E-CO Vannkraft, [www.e-co.no](http://www.e-co.no)  
EDF Energy, [www.edfenergy.com](http://www.edfenergy.com) und [www.edf.fr](http://www.edf.fr)  
EDF, [www.edf.fr](http://www.edf.fr)  
Edison First Mission, [www.edison.com](http://www.edison.com)  
Edison SpA, [www.edison.it](http://www.edison.it)  
Electrabel, GDF SUEZ Group, [www.electrabel.com](http://www.electrabel.com)  
Elsam, [www.elsam.com](http://www.elsam.com) bzw. [www.dong.dk](http://www.dong.dk)  
EnBW AG, [www.enbw.de](http://www.enbw.de)  
Endesa, [www.endesa.es](http://www.endesa.es)  
Enel SpA, [www.enel.it](http://www.enel.it)  
Energi E2, [www.e2.dk](http://www.e2.dk) bzw. [www.dong.dk](http://www.dong.dk)  
Evonik Steag GmbH, [www.steag.de](http://www.steag.de)  
Fortum, [www.fortum.com](http://www.fortum.com)  
Gräningeverkens AB, [www.graninge.se](http://www.graninge.se) bzw. [www.statkraft.no](http://www.statkraft.no)  
Gullspångs Kraft, keine Homepage  
Hafslund, [www.hafslund.no](http://www.hafslund.no)  
Helsingin Energia, [www.helen.fi](http://www.helen.fi)  
Iberdrola Group, [www.iberdrola.es](http://www.iberdrola.es)  
Innogy/RWE npower, [www.npower.com](http://www.npower.com)



International Power, [www.internationalpower.com](http://www.internationalpower.com)  
Kemijoki Oy, [www.kemijoki.fi](http://www.kemijoki.fi)  
Kernkraftwerk Gundremmingen, [www.kkw-gundremmingen.de](http://www.kkw-gundremmingen.de)  
Kristiansand E-Verk, keine Homepage  
Lyse Energi AS, [www.lyse.no](http://www.lyse.no)  
Magnox Electric Ltd, [www.magnoxelectric.com](http://www.magnoxelectric.com)  
National Power, [www.npower.com](http://www.npower.com)  
NESA, [www.dongenergy.dk](http://www.dongenergy.dk)  
Nord Pool ASA, [www.nordpool.com](http://www.nordpool.com)  
Nord Pool Spot AS, [www.nordpoolspot.com](http://www.nordpoolspot.com)  
Nord-Trøndelag Energiverk, [www.nte.no](http://www.nte.no)  
Norsk Hydro ASA, [www.hydro.com](http://www.hydro.com)  
Oslo Energi Produksjon, [www.oep.no](http://www.oep.no)  
Pohjolan Voima Oy, [www.pvo.fi](http://www.pvo.fi)  
PowerGen, [www.eonenergy.com](http://www.eonenergy.com)  
Public Power Corporation S.A., [www.dei.gr](http://www.dei.gr)  
RWE AG, [www.rwe.com](http://www.rwe.com)  
Scottish & Southern Energy, [www.scottish-southern.co.uk](http://www.scottish-southern.co.uk)  
Scottish Power Ltd, [www.scottishpower.com](http://www.scottishpower.com)  
Skagerak Energi AS, [www.skagerakenergi.no](http://www.skagerakenergi.no) bzw. [www.statkraft.no](http://www.statkraft.no)  
Skellefteå Kraft AB, [www.skekraft.se](http://www.skekraft.se)  
Statkraft AS, [www.statkraft.no](http://www.statkraft.no)  
STEAG GmbH, [www.steag](http://www.steag)  
Stockholm Energi AB, keine Homepage  
Stora Enso, [www.storaenso.com](http://www.storaenso.com)  
Sydkraft AB/E.ON Sverige AB, [www.sydkraft.se](http://www.sydkraft.se) bzw. [www.eon.se](http://www.eon.se)  
Teollisuuden Voima Oyj, [www.tvo.fi](http://www.tvo.fi)  
Trondheim Energiverk, [www.tev.no](http://www.tev.no)

TXU Energy, [www.txu.com](http://www.txu.com)

Vattenfall AB, [www.vattenfall.se](http://www.vattenfall.se) bzw. [www.vattenfall.com](http://www.vattenfall.com)

Vattenfall Europe Berlin, [www.vattenfall.de](http://www.vattenfall.de)

Verbund (Österreichische Elektrizitätswirtschafts-AG), [www.verbund.at](http://www.verbund.at)

Vestfold Kraft, [www.skagerakerenergi.no](http://www.skagerakerenergi.no)

## Lebenslauf

<b>Name:</b>	Barbara Josef		
<b>Geburtsdatum, - ort:</b>	06. 01. 1979, Oberpullendorf		
<b>Ausbildung:</b>	1993-1998	HBLA für wirtschaftliche Berufe	Oberwart
	Ausbildungsschwerpunkt: Fremdsprachen und Wirtschaft		
	Juni 1998	Absolvierung der Matura	Oberwart
	1998-2009	Universität Wien	Wien
	<b>Studium: Internationale Betriebswirtschaft</b>		
	– Internationales Management		
	– Internationales Energie- und Umweltmanagement		
	1998-2009	Universität Wien	Wien
	<b>Studium: Skandinavistik - Wahlfachkombination</b>		
	– Hauptsprache: Norwegisch.		
	– <i>Diplomarbeitsthema:</i> Dag Soldstad und das „Norwegische“ – eine kulturwissenschaftliche Analyse		
<b>Auslandsaufenthalte:</b>	2004-2005	Austauschjahr	Oslo/Norwegen
	2001	Praktikum	Hallingdal/Norwegen
	2000	Erasmusstudent	Bergen/Norwegen
	1997, 1998, 1999	Sprachaufenthalte	Birchington/UK
<b>Berufserfahrung:</b>	seit 2000 im In- und Ausland berufstätig mit Erfahrung u. a. in den Bereichen:		
	– Projektmanagement (Assistenz, Projektabrechnung, Abwicklung von Projekten der EU und der Weltbank)		
	– Marketing (BTL, Direct Marketing, Kooperationen, Online Marketing, Datenmanagement, Eventmanagement, CRM)		