



# Sektoruntersuchung Stromerzeugung und -großhandel

Abschlussbericht gemäß § 32e GWB – Januar 2011



## Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis .....	7
Abkürzungsverzeichnis .....	9
A. Zusammenfassung.....	13
I. Begründung und Vorgehensweise .....	13
II. Rahmenbedingungen und Funktionsweise des deutschen Strommarktes.....	14
III. Analyseschwerpunkte und wesentliche Ergebnisse .....	16
1. Marktabgrenzung, Marktstruktur und Marktbeherrschung .....	16
2. Preisbildung, Kraftwerkseinsatz und Kapazitätszurückhaltung .....	20
3. Weitere Untersuchungsergebnisse.....	27
IV. Zusammenfassung, Verfahren, Handlungsempfehlungen und Ausblick .....	30
1. Effektivere Missbrauchsaufsicht, Einrichtung einer Markttransparenzstelle .....	31
2. Verbesserung der Marktstruktur und Verfahren .....	32
3. Marktintegration von EEG-Strom.....	32
B. Einführung.....	34
C. Der Deutsche Strommarkt .....	37
I. Besonderheiten des Strommarktes .....	38
II. Stromerzeugung.....	40
1. Erfasste Stromerzeugung und Kraftwerke .....	41
2. Kraftwerksbetreiber .....	45
III. Stromhandel und –vertrieb .....	46
1. Außerbörslicher Handel (Over-the-Counter-Handel) .....	48
2. Börslicher Handel.....	48
3. Regelenergie .....	53
4. Internationale Vernetzung: Import und Export.....	55
IV. Strompreisbildung und Kraftwerkseinsatzsteuerung .....	55
1. Preisbildung nach Grenzkosten.....	56
2. Kraftwerkseinsatzsteuerung .....	59
V. Strom aus EEG-Anlagen .....	63
1. Stetiger Zubau von EEG-Anlagen .....	63
2. Bisheriges und neues Ausgleichssystem.....	65
3. Kosten des EEG-Stroms .....	66
D. Marktabgrenzung und Marktbeherrschung .....	69

I.	Marktabgrenzung .....	69
1.	Sachliche Marktabgrenzung .....	69
a)	Stromerstabsatz und Stromhandel.....	69
b)	Keine Einbeziehung von Regelenergie .....	71
c)	Keine Einbeziehung von EEG-Strom .....	73
2.	Räumliche Marktabgrenzung.....	74
a)	Bisherige Marktabgrenzung Deutschland.....	74
b)	Einbeziehung von Österreich.....	75
aa)	Netzgebiet und Netzengpässe .....	75
bb)	Stromhandel .....	78
cc)	Nachfrageverhalten.....	79
dd)	Zwischenfazit.....	80
c)	Einbeziehung weiterer benachbarter Länder .....	81
II.	Marktbeherrschung.....	87
1.	Oligopolfeststellung in den Verfahren „E.ON / Eschwege“ und „Deutscher Stromgroßhandel“.....	88
a)	Voraussetzungen gemeinsamer Marktbeherrschung.....	88
b)	E.ON / Eschwege: Marktbeherrschung jedenfalls durch RWE und E.ON.....	89
2.	Entwicklung der Marktanteilsverteilung seit 2007.....	89
a)	Kapazität und Einspeisung 2007/2008 .....	89
b)	Konzentrationsgrad .....	91
3.	Aktuelle Entwicklungen .....	91
a)	Abgabe von Kapazitäten und Beteiligungen .....	91
b)	Beurteilung von Bezugsrechten .....	93
c)	Konsequenzen für die Oligopolthese.....	94
4.	Einzelmarktbeherrschung durch mehrere Unternehmen? .....	96
a)	Rechtliche Grundlagen .....	96
b)	Das Konzept des Residual Supply Index (RSI).....	98
c)	Die Berechnung des RSI .....	99
d)	Ergebnisse des RSI .....	103
e)	Bedeutung des RSI für die Feststellung der Normadressateneigenschaft.....	106
f)	Einbeziehung von Österreich in den räumlich relevanten Markt.....	110
g)	Berücksichtigung der Entwicklungen nach 2009.....	112
h)	Zwischenergebnis zu 4. ....	113
5.	Ergebnis .....	113
E.	Wettbewerbliche Untersuchungen (Verhaltensweisen).....	115
I.	Untersuchungsgegenstand und -konzept.....	115
1.	Kapazitätszurückhaltung als Form des Marktmachtmissbrauchs.....	115
a)	Physische Kapazitätszurückhaltung.....	115
b)	„Finanzielle“ Kapazitätszurückhaltung.....	117
c)	Kapazitätszurückhaltung als Form des Ausbeutungsmisbrauchs .....	119

2. Vorgegangene Verfahren der Europäischen Kommission und anderer europäischer Wettbewerbsbehörden .....	120
a) Verfahren der Kommission gegen E.ON, RWE, Vattenfall und EnBW .....	120
aa) Missbrauchsverfahren der Kommission .....	120
bb) Bedeutung der Kommissionsverfahren für die vorliegende Sektoruntersuchung .....	121
b) Verfahren anderer europäischer Kartellbehörden .....	121
3. Untersuchungskonzept .....	122
a) Ausgangspunkt .....	122
b) Datenerhebung .....	123
aa) Daten zur Erzeugung und zum Kraftwerkseinsatz .....	123
aaa) Angaben zum technischen Einsatz von Kraftwerksblöcken .....	124
bbb) Angaben zu Grenzkosten .....	125
bb) Weitere Kostendaten .....	128
cc) Weitere Daten .....	128
dd) Sonderfragen .....	128
4. Datenverarbeitung .....	129
a) Entwicklung einer Datenbank und Datenvalidierung .....	129
b) Visualisierung durch den DataSetViewer .....	131
II. Kapazitätszurückhaltung: Analysen und Ergebnisse .....	133
1. Physische Kapazitätszurückhaltung .....	133
a) Identifizierung nicht eingesetzter Leistung: Darstellung des Algorithmus .....	133
b) Ergebnisse der Optimierung .....	148
c) Fazit: Konsequenzen für die Missbrauchsaufsicht .....	159
2. Grenzkosten .....	161
a) Grenzkostenbildung .....	161
aa) Grundlagen .....	161
aaa) Brennstoffkosten .....	163
bbb) Betriebsmittelkosten .....	163
ccc) Anfahrkosten .....	164
ddd) Kosten der CO <sub>2</sub> -Emissionen .....	165
bb) Elemente der Grenzkosten nach Kraftwerksarten .....	166
aaa) Steinkohle .....	167
bbb) Erdgas .....	171
ccc) Braunkohle .....	176
ddd) Kernkraft .....	179
eee) (Pump-)Speicherkraftwerke .....	183
(1.) Technische Eigenschaften und Verwendung .....	183
(2.) Kostenstruktur .....	184
b) Berücksichtigungsfähigkeit von Opportunitätskosten .....	187
c) Berücksichtigungsfähigkeit einer Risikoausfallprämie .....	190
d) Mark-ups auf die Grenzkosten .....	191
aa) Rechtlicher Rahmen .....	191

bb)	Nach Unternehmensangaben derzeit keine Mark-ups.....	192
cc)	Rechtfertigung von Mark-ups? .....	193
III.	Weitere Analysen und Ergebnisse.....	195
1.	Analyse der Merit Order der gesamten Stromerzeugung .....	196
2.	Technische Restriktionen und Vorhaltung von Regel- und Reserveenergie .....	208
a)	Technische Restriktionen.....	209
aa)	Schwierigkeiten im Rahmen der Datenerhebung .....	209
bb)	Überblick über das Ausmaß technischer Restriktionen .....	210
cc)	Technische Restriktionen im Jahresverlauf.....	211
dd)	Technische Restriktionen in Peak- und Off-Peak-Zeiten .....	212
ee)	Technische Restriktionen und Spotmarktpreis.....	213
ff)	Betrachtung der unterschiedlichen Kraftwerksarten .....	215
gg)	Technische Restriktionen in im Geld befindlichen Kraftwerken .....	218
b)	Regelenergie.....	221
aa)	Schwierigkeiten im Rahmen der Datenerhebung .....	221
bb)	Umfang der positiven Regelenergievorhaltung .....	223
cc)	Anbieterstruktur .....	225
dd)	Vorhaltung von Regelenergie und Kraftwerkseinsatz.....	225
c)	Reserveenergie .....	231
aa)	Schwierigkeiten im Rahmen der Datenerhebung .....	231
bb)	Überblick über das Ausmaß der Reservevorhaltung.....	232
cc)	Reserveleistungsvorhaltung im Zeitverlauf .....	233
dd)	Reservevorhaltung und Kraftwerkseinsatz.....	235
d)	Fazit .....	239
3.	Import/Export .....	239
4.	EEG-Strom .....	249
a)	Auswirkung des EEG-Stroms auf die Merit Order.....	249
b)	Volatilität von EEG-Strom .....	251
c)	Bedeutung von Windprognosen und Prognosefehlern.....	253
d)	Einfluss der Windprognose auf den Day-Ahead-Preis .....	253
e)	Negative Preise .....	256
f)	Herausforderungen an den Kraftwerkspark durch den Zubau von EEG-Anlagen .....	259
5.	Kernkraftwerke.....	260
a)	Stromerzeugung.....	260
b)	Zur Ausgestaltung einer Laufzeitenverlängerung .....	263
c)	Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung auf den Erstabsatzmarkt.....	266
aa)	Konservierung der vermachteten Marktstruktur .....	266
bb)	Preisdämpfender Effekt.....	270
cc)	Festlegung von Restrommengen.....	273
d)	Auswirkungen der Kernbrennstoffsteuer .....	275
e)	Wettbewerbsstruktur.....	276
6.	Wärmegeführte Heizkraftwerke .....	276

---

a)	Positive Auswirkung auf die Merit Order aufgrund unlimitierter Angebote .....	277
b)	Fehlende Flexibilität bei hoher EEG-Erzeugung .....	279
c)	Wettbewerb durch Fringe-Anbieter .....	280
7.	Preisniveau und Investitionen.....	280
F.	Verfahren und Handlungsempfehlungen .....	284
I.	Effektivierung der Missbrauchsaufsicht.....	285
1.	Einrichtung einer Markttransparenzstelle.....	285
2.	Geplante REMIT-Verordnung der Europäischen Kommission.....	286
II.	Maßnahmen zur Verbesserung der Marktstruktur .....	288
1.	Abbau von Marktzutrittsschranken .....	288
a)	Institutionelle-politische Markteintrittsbarrieren.....	289
aa)	Beschleunigung von Genehmigungsverfahren.....	289
bb)	Lockerung von Schranken im Gemeindewirtschaftsrecht.....	289
cc)	Freistellung vom Vergaberecht für Sektorenauftraggeber .....	290
b)	Reserveverträge.....	291
2.	Verfahren zur Beseitigung von Wettbewerbsbeschränkungen .....	292
3.	Stärkere Marktintegration von EEG-Strom.....	294
	Anhang 1: Schätzungen Importe / Exporte: Output Sheets .....	296
	Anhang 2: Schätzungen Windprognose / Day-Ahead-Preis: Output Sheets.....	301

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Stromvertriebswege.....	15
Abbildung 2: Zusammensetzung des Endkundenpreises für Strom.....	16
Abbildung 3: Residual Supply Index (nähere Erläuterung siehe Abschnitt D.II.4.d) .....	19
Abbildung 4: Beispielhafte Merit Order des deutschen Strommarktes .....	21
Abbildung 5: Entwicklung der Grenzkosten von Neckarwestheim I (Block1) im Vergleich mit drei anderen Kernkraftwerken .....	26
Abbildung 6: Technische Restriktionen in den Jahren 2007 und 2008 .....	27
Abbildung 7: Zusammensetzung des Endkundenpreises für Strom.....	38
Abbildung 8: Nutzung der Kapazitäten ohne EEG-Anlagen .....	44
Abbildung 9: Stromvertriebswege.....	47
Abbildung 10: Preise und Handelsvolumina des Phelix Baseload Year Future (Cal12) an der EEX.....	50
Abbildung 11: Ergebnisse der Day-Ahead-Spotmarktauktionen für den 13.8.2010 an der EPEX.....	52
Abbildung 12: Schematische Darstellung der Merit Order .....	58
Abbildung 13: Beispielhafte Merit Order des deutschen Strommarktes .....	61
Abbildung 14: Entwicklung der installierten Leistung der EEG-Anlagen .....	64
Abbildung 15: Installierte Leistung von EEG-Anlagen je Energieträger zum 31.12.2008.....	65
Abbildung 16: Das Österreichische Stromübertragungsnetz .....	76
Abbildung 17: Geschätzte Stunden mit Engpässen an den Interkonnektoren in Prozent, Januar – Mai 2005 ...	82
Abbildung 18: Paarweise Korrelationen der Day-Ahead Spotmarktpreise verschiedener Länder mit dem entsprechenden deutschen Preis.....	84
Abbildung 19: Verlauf des RSI für die vier großen Stromerzeuger .....	104
Abbildung 20: Darstellung der Überschusskapazität im Markt.....	109
Abbildung 21: Erhöhung des Börsenpreises durch Zurückhaltung eines Braunkohleblocks.....	116
Abbildung 22: Erhöhung des Börsenpreises durch Zurückhaltung eines Braunkohleblocks.....	117
Abbildung 23: Erhöhung des Börsenpreises durch finanzielle Kapazitätszurückhaltung .....	118
Abbildung 24: Erhöhung des Börsenpreises durch finanzielle Kapazitätszurückhaltung .....	119
Abbildung 25: Erhebungsbogen „Kraftwerksbetrieb“ Spalten A-K; Abfrage des Betriebs .....	124
Abbildung 26: Erhebungsbogen „Kraftwerksbetrieb“ Spalten L-O; Abfrage der Grenzkosten.....	126
Abbildung 27: Datenbank Layout für die Sektoruntersuchung Stromgroßhandel .....	130
Abbildung 28: DataSetViewer.....	132
Abbildung 29: Deckungsbeitragskurve, Situation 1 .....	142
Abbildung 30: Deckungsbeitragskurve, Situation 2 .....	143
Abbildung 31: Deckungsbeitragskurve, Situation 3 .....	144
Abbildung 32: Deckungsbeitragskurve, Situation 4 .....	145
Abbildung 33: Deckungsbeitragskurve, Situation 5 .....	146
Abbildung 34: Nettoeinspeisung Steinkohlekraftwerke Juli 2008.....	167
Abbildung 35: Steinkohle-Benchmark für die Jahre 2007 und 2008 .....	169
Abbildung 36: Vergleich von Grenzkostenangaben und synthetischen Grenzkosten.....	171
Abbildung 37: Netzeinspeisung Gasturbinenkraftwerk .....	173
Abbildung 38: Grenzkostenbestandteile Gasturbinenkraftwerk .....	174
Abbildung 39: Netzeinspeisung Gasturbinenkraftwerk .....	178
Abbildung 40: Entwicklung der Grenzkosten von Neckarwestheim I (Block1).....	180
Abbildung 41: Merit Order am 2.5.2007, 14h .....	181
Abbildung 42: Merit Order am 2.1.2008, 14h .....	182
Abbildung 43: Freie Leistung des KKW Neckarwestheim 1.....	183
Abbildung 44: Einspeisung von (Pump-) Speicherkraftwerken und EEX-Preis .....	185
Abbildung 45: Grenzkostenangaben ausgewählter Pumpspeicherkraftwerke.....	187
Abbildung 46: Verlauf der erfassten Last 2007 und 2008.....	197
Abbildung 47: Beitrag einzelner Kraftwerksarten, EEG-Strom und Importen zur Deckung der erfassten Last 2007 und 2008.....	198
Abbildung 48: Erzeugung mit Grenzkosten > Marktpreis .....	199
Abbildung 49: Erzeugung im Geld 2007 und 2008.....	200
Abbildung 50: Erzeugung nicht im Geld 2007 und 2008.....	201
Abbildung 51: Durchschnittliche Erzeugung der Kraftwerksarten im Tagesverlauf.....	202
Abbildung 52: Durchschnittliche Erzeugung einzelner Kraftwerksarten im Geld im Tagesverlauf.....	203

Abbildung 53: Erzeugung einzelner Kraftwerksarten „nicht im Geld“ im Tagesverlauf .....	204
Abbildung 54: Die jeweils 500 Stunden mit den niedrigsten und höchsten MCP 2007 und 2008.....	206
Abbildung 55: Erzeugung nach Kraftwerksarten in den 500 teuersten Stunden.....	207
Abbildung 56: Erzeugung nach Kraftwerksarten in den 500 billigsten Stunden.....	208
Abbildung 57: Technische Restriktionen in den Jahren 2007 und 2008.....	211
Abbildung 58: Technische Restriktionen im Tagesverlauf in den Jahren 2007 und 2008.....	213
Abbildung 59: Zusammenhang von technischen Restriktionen und Day-Ahead-Preis der EEX in den Jahren 2007 und 2008.....	214
Abbildung 60: Technische Restriktionen in den 500 teuersten und billigsten Stunden der Jahre 2007 und 2008 .....	214
Abbildung 61: Durchschnittliche technische Restriktionen der verschiedenen Kraftwerksarten 2007 im Tagesverlauf.....	216
Abbildung 62: Durchschnittliche technische Restriktionen der verschiedenen Kraftwerksarten 2008 im Tagesverlauf.....	217
Abbildung 63: Durchschnittliche technische Restriktionen in Kraftwerken, die im Geld sind, im Jahr 2007 (ohne Pumpspeicherkraftwerke und wärmegeführte Heizkraftwerke).....	219
Abbildung 64: Durchschnittliche technische Restriktionen in Kraftwerken, die im Geld sind, im Jahr 2008 (ohne Pumpspeicherkraftwerke und wärmegeführte Heizkraftwerke).....	220
Abbildung 65: Verteilung der Vorhaltung von positiver Regelenergie auf die verschiedenen Kraftwerkstypen	226
Abbildung 66: Durchschnittliche positive Regelleistungsvorhaltung 2008 nach Kraftwerkstypen im Tagesverlauf .....	228
Abbildung 67: Durchschnittliche positive Regelleistungsvorhaltung 2008 nach Kraftwerksarten im Tagesverlauf .....	229
Abbildung 68: Reserveleistungsvorhaltung 2007 .....	233
Abbildung 69: Durchschnittliche Reserveleistungsvorhaltung 2007 und 2008 im Tagesverlauf.....	234
Abbildung 70: Verteilung der Vorhaltung von Reserveleistung auf die verschiedenen Kraftwerkstypen .....	235
Abbildung 71: Durchschnittliche Reserveleistungsvorhaltung 2008 nach Kraftwerkstypen im Tagesverlauf....	236
Abbildung 72: Durchschnittliche Reserveleistungsvorhaltung 2007 nach Kraftwerksarten im Tagesverlauf ....	237
Abbildung 73: Monatliche Im- und Exporte 2007.....	243
Abbildung 74: Monatliche Im- und Exporte 2008.....	244
Abbildung 75: Importe, Exporte und Börsenpreis.....	245
Abbildung 76: Stündliche Im- und Exporte 2007 und 2008.....	246
Abbildung 77: Stündliche Windstromerzeugung und technische Restriktionen 2007 und 2008.....	247
Abbildung 78: Auswirkungen von EEG-Mengen auf die Merit Order .....	250
Abbildung 79: Merit Order am 13.3.2008, 14h .....	252
Abbildung 80: Merit Order am 27.3.2008, 14h .....	252
Abbildung 81: Zusammenhang von Windprognose und Day-Ahead-Preis der EEX in den Jahren 2007 und 2008 .....	255
Abbildung 82: Einspeisung konventioneller Kraftwerke in Stunden mit negativen Preisen.....	259
Abbildung 83: KKW-Nettoeinspeisung im Zeitraum 22.12 .2008 – 29.12.2008 .....	263
Abbildung 84: Merit Order vom 10.12.2007, 7h .....	268
Abbildung 85: Merit Order vom 3.1.2008, 7h .....	269
Abbildung 86: Ausgangssituation .....	270
Abbildung 87: Auswirkungen der Herausnahme eines nuklearen Kraftwerksblocks .....	271
Abbildung 88: Entwicklung der Grenzkosten von Neckarwestheim I (Block1).....	273
Abbildung 89 Merit Order am 2.05.2007, 14h .....	274
Abbildung 90 Merit Order am 2.01.2008, 14h .....	274
Abbildung 91: Einspeisung wärmegeführter Heizkraftwerke im Jahresverlauf (2007 und 2008).....	278
Abbildung 92: Einspeisung wärmegeführter Heizkraftwerke im Tagesverlauf in den Jahren 2007 und 2008...	279



**Abkürzungsverzeichnis**

à	je, zu je
a.a.O.	am angegebenen Ort
Abs.	Absatz
ACER	Europäische Agentur für die Zusammenarbeit der Energierегulierungsbehörden
AEUV	Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union
a.F.	alte Fassung
Art.	Artikel
AtG	Atomgesetz
Aufl.	Auflage
AusglMechV	Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus
AusglMechAV	Verordnung zur Ausführung der Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus
Az.	Aktenzeichen
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BaFin	Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht
Bd.	Band
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BGBI.	Bundesgesetzblatt
BK	Beschlusskammer (Bundesnetzagentur)
CAISO	California Independent System Operator
CO <sub>2</sub>	Kohlendioxid
ct.	Cent
CWE	Central Western Europe
e.V.	eingetragener Verein

---

ebd.	ebendort
EBV	Erdölbevorratungsverband
EEG	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien
EEX	European Energy Exchange
EG	Europäische Gemeinschaft
EID	Energie Informationsdienst
EKFG	Energie- und Klimafond
endg.	endgültig
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EPEX	European Power Exchange
ERGEG	European Regulators' Group for Electricity and Gas
Erwgg.	Erwägungsgrund
ET	Energiewirtschaftliche Tagesfragen
et al	et alia (und andere)
EXAA	Energy Exchange Austria
f.	folgende
ff.	fortfolgende
GK	Grenzkosten
GO NRW	Gemeindeordnung Nordrhein-Westfalen
GuD	Gas und Dampf
GW	Gigawatt
GWB	Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen
GWh	Gigawattstunde
h	Stunde
HEL	Heizöl extra leicht
HHI	Herfindahl-Hirschmann-Index

---

HSL	Heizöl superleicht
i.e.	id est (das heißt)
i.H.v.	in Höhe von
i.S.v.	im Sinne von
i.V.m.	in Verbindung mit
IEG	Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung
IPPs	Independent Power Producers
KernbrStG	Kernbrennstoffsteuergesetz
kg/GJ	Kilogramm pro Gigajoule
KHSL	Kosten leichtes Heizöl
KKW	Kernkraftwerk
komm. Betr.	kommerzieller Betrieb
KV	Kilovolt
KW	Kilowatt
KWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWK-G	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
lit.	litera
lt.	laut
m. w. Nachw.	mit weiteren Nachweisen
MCP	Market Clearing Price
mHz	Millihertz
Mio.	Million
MJ	Megajoule
ML	Mindestlaufzeit
Mrd.	Milliarde
MS	Mindeststillstandzeit

---

MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NP	Network Provider (Anbieter von Netzwerkleistung)
NTC	Net Transfer Capacity
OTC	Over-the-Counter
p.a.	per anno (pro Jahr)
PSI	Privotal Supplier Index
PSW	Pumpspeicherkraftwerk
RDBMS	Relationales Datenbank Management System
REMIT	Regulation on energy market integrity and transparency
Rn.	Randnummer
RSI	Residual Supply Index
Rz.	Randziffer
SektVO	Sektorenvergabeverordnung
SKW	Steinkohlekraftwerke
Slg.	Sammlung
St. Rsp.	Ständige Rechtsprechung
SSNIP	Small but significant and non-transitory increase in price
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
TTF	Title Transfer Facility
TWh	Terrawattstunde
Tz.	Textziffer
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VIK	Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V.
VO	Verordnung
WIK	Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste GmbH
WuW	Wirtschaft und Wettbewerb

## A. Zusammenfassung

### I. Begründung und Vorgehensweise

Im März 2009 hat die 10. Beschlussabteilung des Bundeskartellamtes eine Sektoruntersuchung „Stromerzeugung und Stromgroßhandel“ auf der Grundlage von § 32e des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) eingeleitet. **Gegenstand** der Untersuchung sind die **Wettbewerbssituation und der Preisbildungsmechanismus** auf den deutschen Stromerzeugungs- und Stromgroßhandelsmärkten **in den Jahren 2007 und 2008**. Die Sektoruntersuchung wurde eingeleitet, weil trotz zahlreicher Beschwerden über die Strompreisentwicklung und der für missbräuchliches Verhalten anfälligen Marktstruktur keine für die Einleitung konkreter Missbrauchsverfahren hinreichenden Anhaltspunkte für missbräuchliches Verhalten einzelner Unternehmen vorlagen.

Mit der Sektoruntersuchung werden im Wesentlichen zwei **Ziele** verfolgt. Zum einen soll die Untersuchung dazu beitragen, ein **vertieftes Verständnis der Funktionsweise der betroffenen Märkte** und Marktstufen zu vermitteln. Nur so können die wesentlichen wirtschaftlichen Zusammenhänge nachvollzogen und die Preisbildung aus wettbewerblicher Sicht beurteilt werden. Zum anderen ist die Sektoruntersuchung auch als eine **Weiterentwicklung der durch die Europäische Kommission** gegen deutsche Erzeugungsunternehmen **geführten Verfahren** zu verstehen. Im Mittelpunkt der Untersuchung der Europäischen Kommission stand das **Problem einer möglicherweise missbräuchlichen Zurückhaltung von Kapazitäten**. Die Verfahren gegen die in Deutschland tätigen Unternehmen E.ON, RWE und Vattenfall wurden von der Europäischen Kommission eingestellt. E.ON hat sich wegen des Verdachts der missbräuchlichen Kapazitätszurückhaltung 2008 gegenüber der Europäischen Kommission dazu verpflichtet, Stromerzeugungskapazitäten im Umfang von 5.000 MW abzugeben. Die Verfahren gegen RWE und Vattenfall wurden dagegen ohne Verpflichtungszusagen eingestellt.

Das Bundeskartellamt hat zum Zweck dieser Untersuchung **umfangreiche Ermittlungen** durchgeführt. Für die Jahre 2007 und 2008 wurden von 80 Unternehmen umfassende Informationen für alle Kraftwerksblöcke mit einer Stromerzeugungskapazität von mehr als 25 MW erhoben. Insgesamt wurden **für 2007 und 2008 jeweils 340 Kraftwerksblöcke** analysiert, in denen **2007 etwa 93,6 % der gesamten Strommenge** erzeugt wurden **bzw. 92,9 % im Jahr 2008**. Die **Datenerhebung und Datenauswertung** gestaltete sich sowohl angesichts des Datenumfangs als auch aufgrund der zu analysierenden Sachverhalte **sehr komplex**. Neben der **aufwändigen Konsolidierung und Plausibilisierung von Daten** mussten ein **Datenbanksystem**, eine **eigene Software** sowie ein **Auswertungsalgorithmus** entwickelt werden.

Die Sektoruntersuchung ist wie folgt strukturiert. Ausgangspunkt der Analyse ist eine **Zusammenstellung der wesentlichen Rahmenbedingungen und Funktionsmechanismen** des deutschen Strommarkts. Hierauf aufbauend bilden einen ersten Analyseschwerpunkt zentrale **Fragen der Marktstruktur, insbesondere der sachlichen und räumlichen Marktabgrenzung sowie des Bestehens marktbeherrschender Stellungen** der führenden Erzeugungsunternehmen. Zweiter Schwerpunkt und empirischer Kern der Untersuchung ist die **Analyse des Angebotsverhaltens der Erzeugungsunternehmen im Stromgroßhandel in den Jahren 2007 und 2008**. Dies umfasst insbesondere die Untersuchung, ob Anhaltspunkte für eine missbräuchliche Zurückhaltung von Erzeugungskapazitäten vorliegen. Ergänzt werden diese beiden Untersuchungsschwerpunkte durch einige **weitere Analysen, die aktuelle energiewirtschaftliche und wettbewerbliche Fragen aufgreifen**. Die Ergebnisse der Untersuchung fließen abschließend in **konkrete Handlungsempfehlungen** ein.

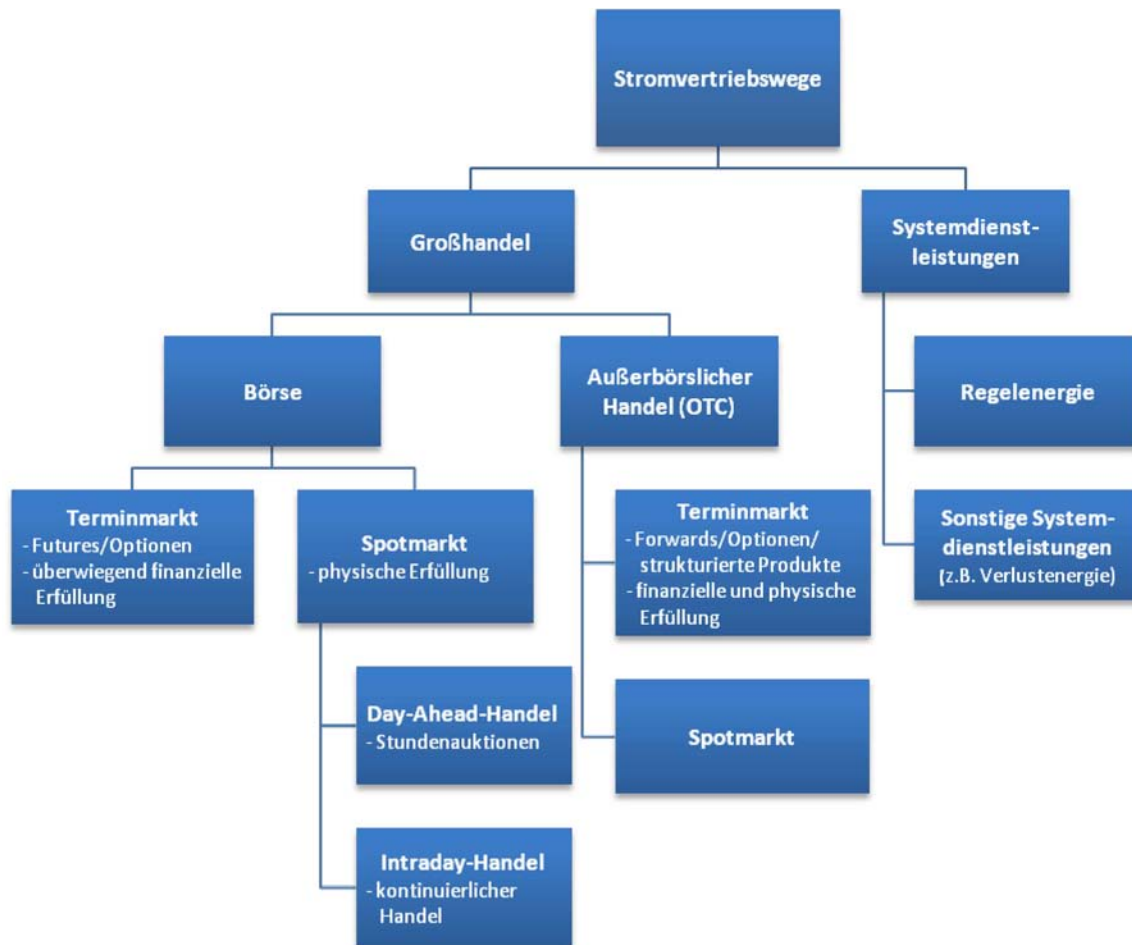
## II. Rahmenbedingungen und Funktionsweise des deutschen Strommarktes

Strommärkte sind generell durch **Besonderheiten** gekennzeichnet, die Auswirkungen auf die Markt- und Wettbewerbsprozesse haben. Im Gegensatz zu anderen Produkten ist **Strom** im Wesentlichen **nicht speicherbar**, weshalb sich **Angebot und Nachfrage** zu jeder Zeit entsprechen müssen. Hinzu kommt, dass die Stromnachfrage **starken tageszeitlichen und saisonalen Schwankungen** unterliegt und kurzfristig sehr **preisunelastisch** ist.

Die Stromerzeugung erfolgt in Deutschland in verschiedenen **Kraftwerksarten**, die jeweils **unterschiedliche Erzeugungskosten** aufweisen. Die Lieferung des in den Kraftwerken erzeugten Stroms erfolgt über physische **Netze, die regelmäßig natürliche Monopole darstellen**. Der deutsche Strommarkt ist über sogenannte Grenzkuppelstellen mit den benachbarten Ländern vernetzt, so dass – soweit keine Netzengpässe vorliegen – grenzüberschreitender Stromhandel möglich ist.

Die **Vermarktung** von Strom erfolgt in Deutschland **auf der Großhandelsebene über die Börse**, d.h. an den Spot- und Terminmärkten der European Energy Exchange AG (EEX) und der European Power Exchange S.E. (EPEX), **oder außerbörslich im Zuge von sogenannten Over-the-Counter-Geschäften (OTC)**. Der sich an der Strombörse einstellende Preis wird in der Regel auch bei außerbörslichen Geschäften als Referenzpreis dienen.

Abbildung 1: Stromvertriebswege



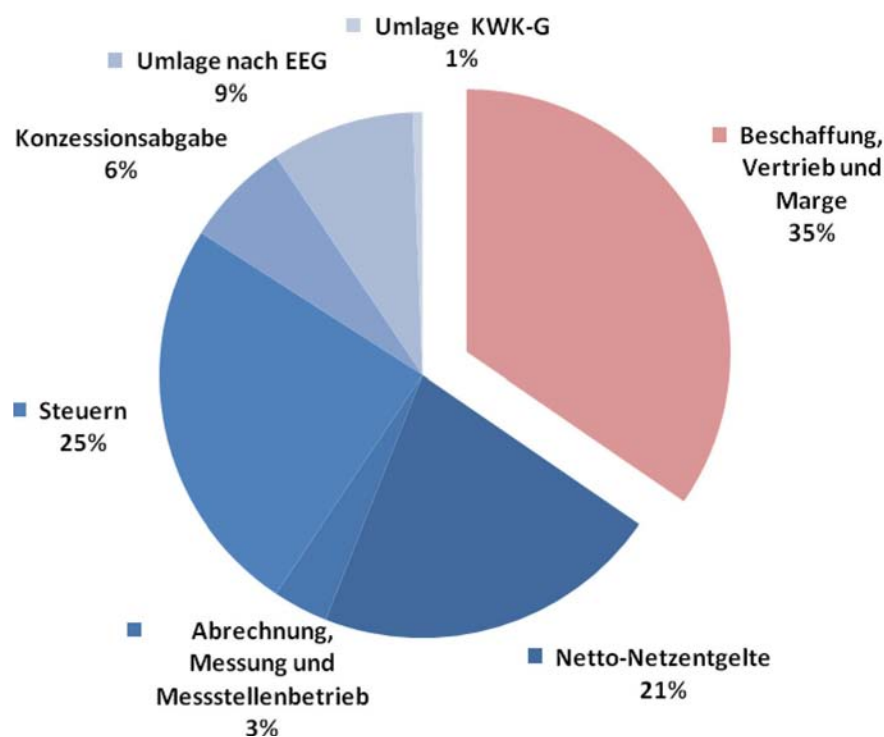
Quelle: eigene Darstellung

Neben der konventionellen Erzeugung spielt im deutschen Strommarkt die nach dem Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG) vergütete Erzeugung („**EEG-Strom**“) eine immer größere Rolle. Die Betreiber von EEG-Anlagen erhalten für ihre Erzeugung **gesetzlich festgelegte Vergütungssätze** von den Übertragungsnetzbetreibern und speisen daher unabhängig vom Börsenpreis ein. Die Übertragungsnetzbetreiber wiederum müssen den EEG-Strom unlimitiert, d.h. unabhängig vom Börsenpreis, an der Börse verkaufen. EEG-Strom wirkt sich somit auf die Preissetzung an der Börse, also auf den Verlauf der sogenannten Merit Order-Kurve, aus. Die für den EEG-Strom entstehenden **Mehrkosten** gegenüber dem „konventionell“ erzeugten Strom **müssen im Ergebnis von den Energieverbrauchern getragen werden.**<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Die Mehrkosten für die EEG-Strom-Erzeugung wurden von den Übertragungsnetzbetreibern für 2011 auf rund 13 Mrd. € prognostiziert (inkl. eines Fehlbetrags für das Jahr 2010). Der Anstieg der sogenannten EEG-Umlage von 2,047 Cent/kWh im Jahr 2010 auf 3,53 Cent/kWh im Jahr 2011 äußert sich in Form von Preiserhöhungen zum Jahresanfang 2011.

Grundsätzlich unterliegt zwar der gesamte Strompreis der Missbrauchsaufsicht durch die Kartellbehörden. Allerdings ist ein **Anteil von über 60 % des Endverbraucherstrompreises nicht von den Unternehmen beeinflussbar**. Zum einen handelt es sich bei den nicht beeinflussbaren Komponenten um Steuern oder andere staatlich veranlasste Abgaben wie z.B. die EEG-Umlage (ca. 41 %). Zum anderen handelt es sich bei ca. 24 % um Netz- und Messentgelte, die von den Regulierungsbehörden geprüft werden. Somit unterfallen letztlich gut 35 % des Endverbraucherstrompreises der kartellrechtlichen Wettbewerbsaufsicht.

Abbildung 2: Zusammensetzung des Endkundenpreises für Strom



Quelle: Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2010, S. 38 f.

### III. Analyseschwerpunkte und wesentliche Ergebnisse

#### 1. Marktabgrenzung, Marktstruktur und Marktbeherrschung

Im Rahmen der Sektoruntersuchung hat sich das Bundeskartellamt ausführlich mit der Frage auseinandergesetzt, wie den tatsächlichen Marktgegebenheiten durch eine sachgerechte Abgrenzung kartellrechtlich relevanter Märkte Rechnung getragen werden kann. **In sachlicher Hinsicht** kommt die Untersuchung zu dem Ergebnis, dass an der höchstrichterlich bestätigten **Abgrenzung eines Marktes für den Erstabatz von Strom** festgehalten werden kann. Dieser



umfasst die erzeugte Strommenge einschließlich der Stromimporte. Das Bundeskartellamt sieht dabei die **Erzeugung und Vermarktung von EEG-Strom und die Vermarktung von Erzeugungskapazitäten als Regelenergie nicht als Teil dieses Marktes** an. Ausschlaggebend hierfür ist insbesondere die Überlegung, dass die Erzeugung und Vermarktung von EEG-Strom nicht wettbewerblich organisiert ist, sondern unabhängig von Nachfrage- und Preissignalen aufgrund spezieller gesetzlicher Bestimmungen erfolgt. Die Vermarktung von Regelenergie ist – aufgrund von spezifischen Angebots- und Nachfragebedingungen – als sachlich separates Marktgeschehen anzusehen.

**In räumlicher Hinsicht** wird das Bundeskartellamt zukünftig **Österreich in den Erstabsatzmarkt einbeziehen**. Dafür sprechen das Fehlen von Engpässen an den Grenzkuppelstellen zwischen Deutschland und Österreich sowie das einheitliche Markt- und Preisgebiet an der EPEX. Die Erstreckung des räumlich relevanten Erstabsatzmarktes auf Österreich wird zu einem höheren Ermittlungsaufwand führen, da die österreichische Stromproduktion künftig mit erfasst werden muss. Die Einbeziehung der österreichischen Stromproduktion wird zu einem leichten Absinken der Marktanteile der deutschen Stromerzeuger führen. Die Ergebnisse der Sektoruntersuchung zeigen ferner, dass eine Einbeziehung weiterer an Deutschland angrenzender Markträume derzeit noch nicht angezeigt ist. Die Integration der Märkte ist bisher noch nicht so weit fortgeschritten, dass die Annahme eines gemeinsamen Marktes gerechtfertigt wäre.

Nach den **bisherigen Feststellungen** des Bundeskartellamtes, des Oberlandesgerichts Düsseldorf und des Bundesgerichtshofes im Fusionskontrollverfahren E.ON / Eschwege<sup>2</sup> sowie nach der vorläufigen Einschätzung der Europäischen Kommission im Verfahren „Deutscher Stromgroßhandel“ ist der deutsche Strommarkt **jedenfalls** durch **gemeinsame Marktbeherrschung** (§ 19 Abs. 2 S. 2 GWB) gekennzeichnet. Ein marktbeherrschendes Duopol oder Oligopol besteht, wenn zwischen zwei oder mehreren Unternehmen kein wesentlicher (Binnen-) Wettbewerb stattfindet und sie als Gesamtheit im Außenverhältnis keinem wesentlichen Wettbewerb ausgesetzt sind.

Nach den Ergebnissen der Sektoruntersuchung stellten sich die Stromerzeugungskapazitäten sowie die Anteile an der Nettostromerzeugung der vier größten Anbieter wie folgt dar:

---

<sup>2</sup> Oberlandesgericht Düsseldorf, Beschluss vom 6.7.2007, Az. VI-2 7/04, E.ON / Eschwege; Bundesgerichtshof, Beschluss vom 11.11.2008, Az. KVR 60/07, E.ON / Eschwege, S. 25; vgl. Bundeskartellamt, Beschluss vom 12.9.2003, E.ON/EAM/Eschwege, Az. B 8 – 21/03, S. 11 ff.

Tabelle 1: Kapazitätsverteilung und Gesamteinspeisung 2007/2008

Erzeuger	Kapazitätsverteilung (MW)		Gesamteinspeisung (TWh)	
	2007	2008	2007	2008
EnBW	11.199 (12 %)	11.379 (12 %)	54,6 (12 %)	49,2 (11 %)
E.ON	21.888 (23 %)	21.912 (23 %)	106,9 (23 %)	102,5 (22 %)
RWE	31.735 (34 %)	31.755 (33 %)	164,7 (35 %)	167,7 (36 %)
Vattenfall	15.606 (17 %)	15.662 (16 %)	77,3 (17 %)	71,0 (15 %)
<b>Summe</b>	<b>80.428 (85 %)</b>	<b>80.709 (84 %)</b>	<b>403,6 (86 %)</b>	<b>390,4 (84 %)</b>
<b>Marktvolumen</b>	<b>94.433 (100 %)</b>	<b>95.756 (100 %)</b>	<b>467,9 (100 %)</b>	<b>465,1 (100 %)</b>

Wie aus Erhebungen und weiteren Erkenntnissen des Bundeskartellamts hervorgeht, stellt sich die weitere Entwicklung für 2009 wie folgt dar:

Tabelle 2: Kapazitätsverteilung und Gesamteinspeisung 2009

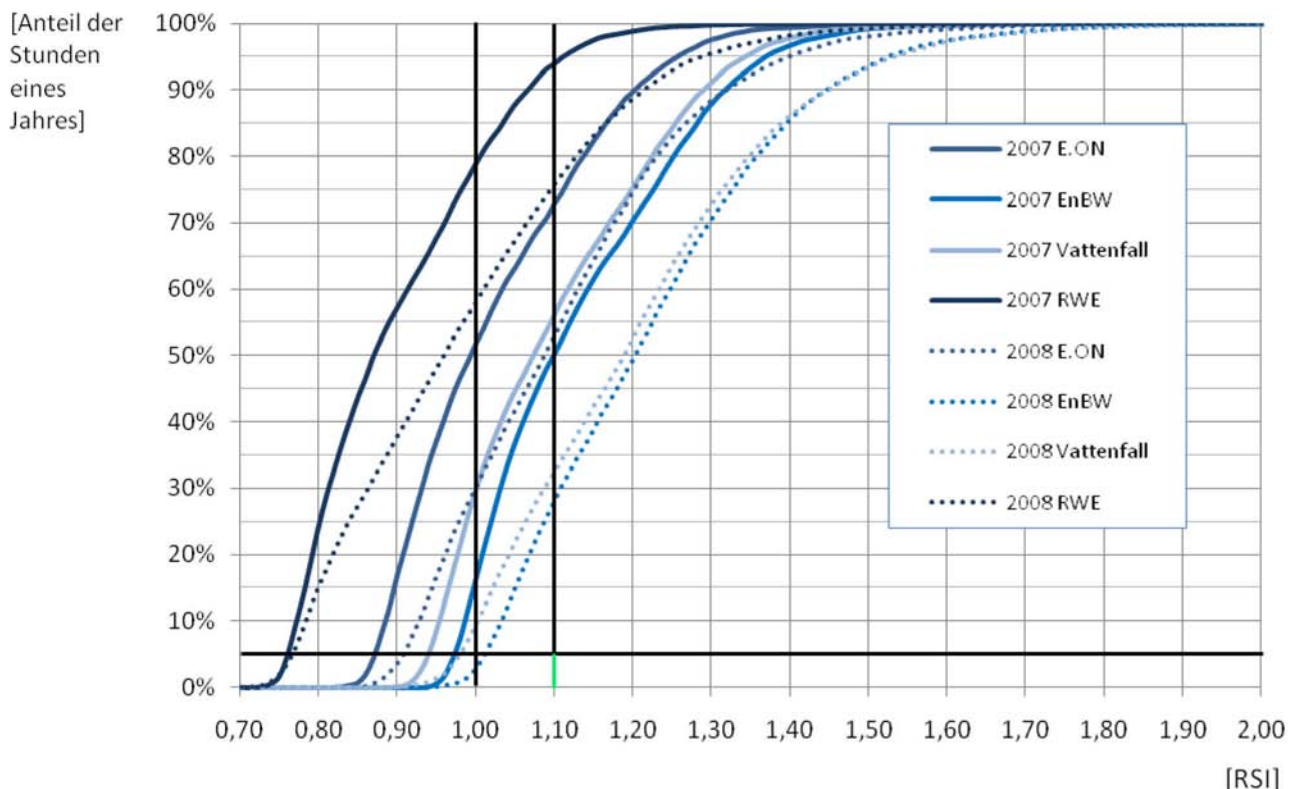
Erzeuger	Kapazitätsverteilung 2009	Gesamteinspeisung 2009
EnBW	14 %	14%
E.ON	19 %	21%
RWE	31 %	31%
Vattenfall	16 %	16%
<b>Summe</b>	<b>80 %</b>	<b>82 %</b>
<b>Marktvolumen</b>	<b>100 %</b>	<b>100 %</b>

Auch wenn in jüngerer Zeit insbesondere E.ON Kapazitäten und Stadtwerksbeteiligungen in nicht unerheblichem Umfang abgegeben hat, teilen sich nach wie vor lediglich vier Unternehmen gut 80 % des Erstabsatzmarktes.

Das Bundeskartellamt hat sich im Rahmen der Sektoruntersuchung verstärkt auf ökonometrische Ansätze für die Marktmachtmessung gestützt: Im Rahmen einer Pivotalanalyse wurde untersucht, **wie groß die verfügbare Kapazität eines Anbieters im Verhältnis zu der jeweiligen**

**Gesamtnachfrage ist.** Dieser Zusammenhang kann mittels zweier Kenngrößen – dem Pivotal Supplier Index (PSI) und dem Residual Supply Index (RSI) – veranschaulicht werden. Diese Form der Untersuchung trägt der Besonderheit Rechnung, dass Strom nicht speicherbar ist und stets die gleiche Menge an Strom ins Netz eingespeist werden muss, die zu diesem Zeitpunkt nachgefragt wird. Die Beschlussabteilung erachtet den **RSI als einen für die Messung von Marktmacht auf dem Stromer Absatzmarkt sachgerechten Indikator.**

Abbildung 3: Residual Supply Index (nähere Erläuterung siehe Abschnitt D.II.4.d)



Quelle: eigene Darstellung

Die Ergebnisse der wettbewerblichen Analyse deuten daraufhin, dass sich auf dem deutschen Erstabsatzmarkt **mindestens drei Unternehmen, wahrscheinlich sogar vier Unternehmen in einer Position befinden, die es ihnen ermöglicht, sich in einem nennenswerten Umfang unabhängig von ihren Wettbewerbern, Abnehmern und schließlich gegenüber den Verbrauchern zu verhalten** und dadurch den Wettbewerb auf dem Erstabsatzmarkt zu beeinträchtigen. So konnte 2007 und 2008 in einer signifikanten Anzahl von Stunden **die Stromnachfrage in Deutschland ohne die Kapazitäten von jeweils E.ON, RWE, Vattenfall und – jedenfalls in 2007 – EnBW nicht gedeckt werden.** Diese Unternehmen waren – jedes für sich – in

einer erheblichen Anzahl von Stunden für die Deckung der Stromnachfrage in Deutschland **unverzichtbar**.

**Auch wenn die Marktmacht der vier großen Erzeuger aufgrund des durch die Wirtschaftskrise bedingten Nachfragerückgangs im Jahre 2009 zwischenzeitlich zurückgegangen ist und E.ON Erzeugungskapazitäten veräußert hat, ist davon auszugehen, dass sich daraus für 2010 keine grundlegenden Veränderungen ergeben.**

Die Analyse der Kräfteverhältnisse auf dem Stromgroßhandelsmarkt und die Berücksichtigung seiner Besonderheiten (insbesondere der Nichtspeicherbarkeit) legen das Ergebnis nahe, dass in Deutschland **mehrere Anbieter (RWE, E.ON, Vattenfall und gegebenenfalls auch EnBW) individuell über eine marktbeherrschende Stellung verfügen.**

Dass im Einzelfall auch mehrere Unternehmen individuell marktbeherrschend sein können, hat der Bundesgerichtshof in anderem Zusammenhang ausdrücklich anerkannt. Haben mehrere Unternehmen neben- oder unabhängig voneinander die Möglichkeit, wirksamen Wettbewerb zu verhindern, so ist jedes von ihnen marktbeherrschend. Die besonderen Verhältnisse auf dem Stromer Absatzmarkt legen es nahe, auch hier von der Möglichkeit individueller Marktbeherrschung durch mehrere Unternehmen auszugehen.

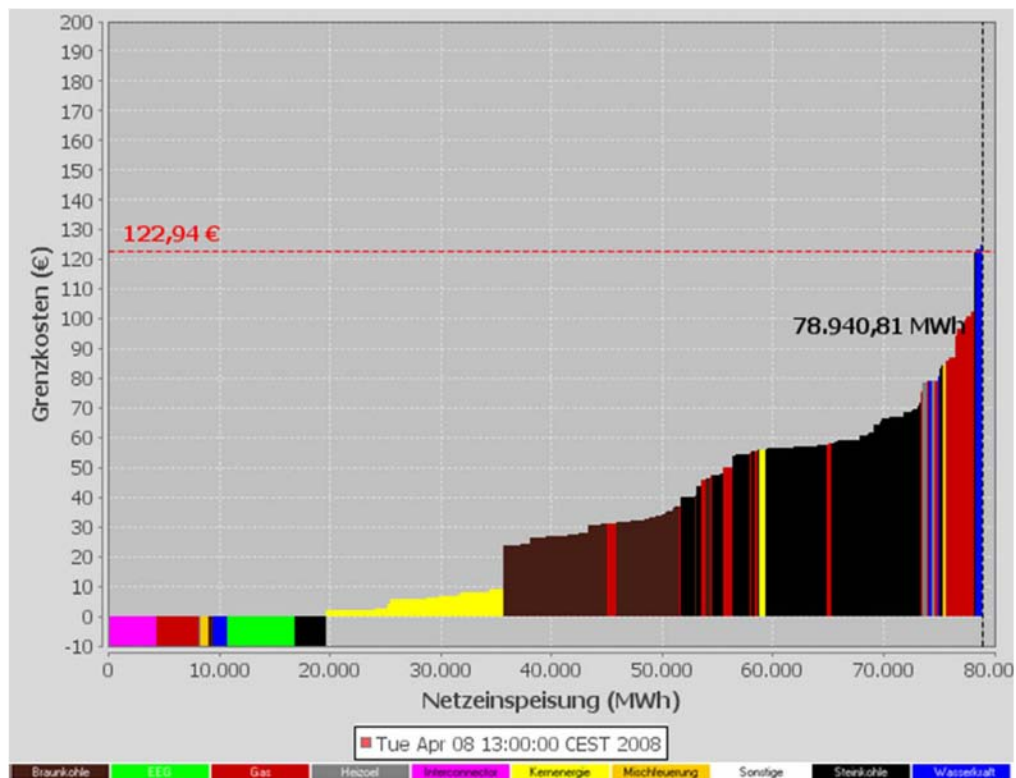
## **2. Preisbildung, Kraftwerkseinsatz und Kapazitätzurückhaltung**

Für die **Strompreisbildung** ist das Angebotsverhalten der Energieversorger **von ausschlaggebender Bedeutung**. Ein wesentliches Kriterium für den Einsatz eines Kraftwerks ist die **Gegenüberstellung des Day-Ahead-Spotmarktpreises und der für die Stromerzeugung im Kraftwerk anfallenden Grenzkosten**. Der Day-Ahead-Spotmarktpreis dient im Strommarkt vor allem aufgrund seiner guten Wahrnehmbarkeit als Referenzpreis für andere Vertriebswege. Die Grenzkosten sind die Kosten, die bei der Produktion einer weiteren Einheit eines Produktes entstehen.<sup>3</sup> Durch die Erfassung der Grenzkosten und der einsatzrelevanten technischen Parameter aller Kraftwerksblöcke in Deutschland über 25 MW kann die Merit Order-Kurve fast der gesamten deutschen Stromerzeugung in den Jahren 2007 und 2008 nachgebildet werden.

---

<sup>3</sup> Grenzkosten bestehen bei thermischen Kraftwerken im Wesentlichen aus Brennstoffkosten, Kosten für CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate sowie Einsatznebenkosten.

Abbildung 4: Beispielhafte Merit Order des deutschen Strommarktes



Quelle: eigene Darstellung

Bei normalem, wettbewerblich geprägtem Marktgeschehen würde man erwarten, dass jedwede Kapazität, die über ihren kurzfristigen Grenzkosten verkauft werden kann, auch zur Erzeugung genutzt wird, um einen Deckungsbeitrag zu erzielen.

Demgegenüber ist ein Missbrauch indiziert, wenn ein marktbeherrschender Anbieter Kapazität, die er über ihren kurzfristigen Grenzkosten verkaufen könnte, in der Erwartung zurückhält, durch die Verknappung der Angebotsmenge eine Verschiebung der Merit Order und damit einen höheren EEX-Spotmarktpreis zu bewirken, um so Zusatzgewinne durch höhere Deckungsbeiträge für sein übriges Kraftwerkportfolio zu erzielen. Denn eine solche Zurückhaltungsstrategie rechnet sich für einen Anbieter nur dann, wenn er über einen hinreichend großen und hinreichend diversifizierten Kraftwerkspark verfügt, der es ihm ermöglicht, trotz des für die zurückgehaltene Kapazität erlittenen Verlustes (i.e. des insoweit *entgangenen Deckungsbeitrags*) *diesen übersteigende Zusatzgewinne* für das übrige Kraftwerkportfolio zu generieren.

Die Beschlussabteilung geht insoweit von Marktmachtmissbrauch in Form **von physischer Kapazitätzurückhaltung aus**, wenn ein **Unternehmen in marktbeherrschender Stellung Strom**

aus **tatsächlich verfügbaren<sup>4</sup> Kapazitäten, der zu einem Preis über den jeweiligen kurzfristigen Grenzkosten verkauft werden könnte, ohne sachlichen Grund nicht am Markt anbietet.**

Der oben beschriebene Effekt (d.h. eine Verschiebung der Merit Order mit der Folge, dass alle Anbieter von einem höheren *Market Clearing* Preis profitieren) tritt auch dann ein, **wenn Erzeuger Kapazitäten, die nach ihren Grenzkosten „im Geld“ sind, mit einem Aufschlag dergestalt am Markt anbieten, dass sie bei der Zusammenführung von Angebot und Nachfrage nicht zum Zuge kommen.** Auch in diesem Fall ist eine missbräuchliche Kapazitätszurückhaltung indiziert (sog. **finanzielle Kapazitätszurückhaltung**).

Bei beiden Arten der Kapazitätszurückhaltung handelt es sich konzeptionell um eine Form des **Ausbeutungsmisbrauchs im Sinne von Art. 102 AEUV, § 19 Abs. 1 GWB.** Dabei lässt sich die „physische Kapazitätszurückhaltung“ als eine Einschränkung der Erzeugung zum Schaden der Verbraucher im Sinne von Art. 102 Abs. 2 lit. b AEUV begreifen. Der Tatbestand des Ausbeutungsmisbrauchs erfasst im Ergebnis auch die „finanzielle Kapazitätszurückhaltung“, wobei letztlich offenbleiben kann, ob es sich hierbei – im Hinblick auf die identische Wirkung – um eine Verknappung des Angebots oder schlicht um eine Modalität des Preishöhenmissbrauchs handelt.

Da keine hinreichenden Anhaltspunkte für die Einleitung von Missbrauchsverfahren gegen bestimmte einzelne Unternehmen vorlagen, wurde mit dieser Sektoruntersuchung die konkrete **Kraftwerkseinsatzsteuerung der Unternehmen in den Jahren 2007 und 2008 auf Hinweise auf eine möglicherweise missbräuchliche Kapazitätszurückhaltung untersucht.** Bei der Analyse musste bedacht werden, dass es zahlreiche **sachliche Gründe für den Nichteinsatz von Kraftwerken** gibt, deren Grenzkosten geringer sind als der Day-Ahead-Spotmarktpreis. Hierzu zählen etwa **technische Restriktionen, wie Revisionen oder ungeplante Kraftwerksausfälle, Mindestlauf- und Mindeststillstandszeiten, Netzrestriktionen sowie die Vorhaltung von Regel- und Reserveleistung.** Diese Faktoren wurden bereits bei der Datenerhebung separat abgefragt und bei den Analysen berücksichtigt.

Ausgehend von diesen Überlegungen hat die Beschlussabteilung mit Hilfe eines Sachverständigen einen **Algorithmus** entwickelt, **der darauf abzielt, retrospektiv die optimale Fahrweise jedes einzelnen Kraftwerksblockes hinreichend genau zu ermitteln.** Das Optimierungskriterium ist dabei der Deckungsbeitrag des einzelnen Kraftwerksblockes innerhalb eines Jahres.

Durch den Vergleich der tatsächlichen Fahrweise jedes Blocks mit der durch den Algorithmus optimierten Fahrweise wurde ermittelt, in welchem Umfang Kraftwerke nicht gelaufen sind, obwohl sie grundsätzlich aus wirtschaftlichen Gründen hätten erzeugen sollen.

---

<sup>4</sup> Zu den Gründen für die Nichtverfügbarkeit eines Kraftwerks zählen technische Restriktionen, wie Revisionen oder ungeplante Kraftwerksausfälle, Netzrestriktionen sowie Vorhaltung von Kraftwerken für Regel- und

Die folgende Tabelle zeigt den Umfang der mit Hilfe des Algorithmus ermittelten, durch die vier größten Erzeugungsunternehmen nicht eingesetzten Kraftwerksleistung über den gesamten Untersuchungszeitraum. Zunächst wird dabei die insgesamt nicht eingesetzte Leistung in MWh dargestellt. In der Zeile „Mittelwert“ wird die durchschnittlich nicht eingesetzte Erzeugungsleistung gezeigt, die dann in Verhältnis zur gesamten in der vorliegenden Untersuchung erfassten Kapazität gesetzt wird. Die dann folgenden Spalten zeigen, in wie vielen Stunden des Untersuchungszeitraums, der insgesamt 17.544 Stunden umfasst, jeweils eine Leistung von über 100, 300, 500, 800, 1.000 bzw. 1.500 MW nicht eingesetzt wurde.

**Tabelle 3: Durch die vier größten Erzeugungsunternehmen nicht eingesetzte Leistung im Untersuchungszeitraum**

GESAMT	Summe	Summe Steinkohle	Summe Braunkohle	Summe Gasturbine	Summe Kernkraft	Summe Sonstige
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
<b>Summe</b>	<b>5.874.317</b>	<b>988.228</b>	<b>3.278.055</b>	<b>135.718</b>	<b>803.718</b>	<b>670.767</b>
	MW	MW	MW	MW	MW	MW
Mittelwert	335	56	187	8	46	38
	%	%	%	%	%	%
Anteil der mittleren nicht eingesetzten Leistung an der erfassten Gesamtkapazität <sup>5</sup>	0,34	0,05	0,2	0,008	0,05	0,04
	Stunden	Stunden	Stunden	Stunden	Stunden	Stunden
Anzahl Stunden > 100 MW	16.394	3.391	12.586	341	1.773	110
Anzahl Stunden > 300 MW	6.923	675	2.890	183	1.341	27
Anzahl Stunden > 500 MW	3.333	223	938	52	104	1
Anzahl Stunden > 800 MW	1.094	44	200	28	87	0
Anzahl Stunden > 1000 MW	539	14	82	6	1	0
Anzahl Stunden > 1500 MW	76	1	0	0	1	0

Reserveleistung.

<sup>5</sup> Es handelt sich um die erfasste Gesamtkapazität ohne die installierte Leistung der EEG-Anlagen für das Jahr 2008 in Höhe von 95,8 GW.

Der durch den Algorithmus festgestellte geringe Mindereinsatz von Kraftwerken ist aber nicht mit einer missbräuchlichen Kapazitätszurückhaltung gleichzusetzen, da es **Gründe gibt, die einen Nichteinsatz von Kraftwerken** auch dann **rechtfertigen**, wenn mit ihnen ein positiver Deckungsbeitrag hätte erzielt werden können. Hierzu zählen insbesondere Handelsaktivitäten auf dem Intraday-Markt, der den Day-Ahead-Auktionen zeitlich nachgelagert ist und so zu abweichenden Einsatzentscheidungen führen kann.

Darüber hinaus ist zu beachten, dass in der vorliegenden Untersuchung eine retrospektive Optimierung unter Sicherheit vorgenommen wurde, wohingegen die durch die Unternehmen vor der konkreten Einsatzentscheidung durchzuführende Optimierung eine prospektive Optimierung unter Unsicherheit darstellt. Die Einsatzplanung unter Unsicherheit kann unter Umständen zu **Ineffizienzen beim Kraftwerkseinsatz** führen. Daher sind Abweichungen vom mit Hilfe des Algorithmus berechneten optimalen Fahrplan in Grenzen tolerierbar.

**Im Ergebnis geht die Beschlussabteilung davon aus, dass der in der vorliegenden Untersuchung festgestellte Nichteinsatz von Kraftwerken, die im Geld sind, unter Berücksichtigung der beschriebenen Unsicherheiten zu gering ist, um für den untersuchten Zeitraum konkrete Missbrauchsverfahren einzuleiten.**

Gleichwohl kann aus dem relativ geringen Umfang der ermittelten nicht eingesetzten Leistung nicht sicher geschlossen werden, dass im Untersuchungszeitraum keine Kapazitätszurückhaltungen stattgefunden haben und dass zukünftig keine diesbezügliche Begehungsfahr besteht.

Das liegt erstens daran, dass es aufgrund der Spezifika der deutschen Merit Order (sehr steiler Verlauf bei hohen Lasten) unter Umständen **auch mit der Zurückhaltung von Kapazitäten in relativ geringem Umfang möglich ist, einen spürbaren Preiseffekt zu erzielen**. Zweitens kann es sein, dass die Unternehmen seit den von der Europäischen Kommission geführten Verfahren **komplexere Bietstrategien** entwickelt haben, die dazu führen, dass nur in relativ wenigen Stunden, in denen ein erheblicher Preiseffekt durch eine Zurückhaltung erwartet werden kann, auch tatsächlich zurückgehalten wird. Und drittens kann nicht ausgeschlossen werden, dass insbesondere in den unternehmensseitig geltend gemachten **technischen Restriktionen und in den Angaben über die Grenzkosten Unsicherheiten enthalten sind**, die nicht vollends ausgeräumt werden können.

Die vorgenannten Punkte erfordern weitere sehr aufwändige Analysen. Vor dem Hintergrund, dass einige Erzeugungsunternehmen aufgrund ihrer marktbeherrschenden Stellung sowie ihrer diversifizierten Kraftwerkspportfolien **sowohl einen Anreiz als auch die Fähigkeit** haben, **den Strompreis maßgeblich zu beeinflussen**, erscheint es aus Sicht des Bundeskartellamtes angezeigt, in Zukunft im Rahmen einer fortlaufenden wettbewerblichen Kontrolle insoweit vertiefte Analysen vorzunehmen. Um solche Analysen innerhalb eines vertretbaren Zeitraums vornehmen zu können,



wäre auf der Basis der gewonnenen Erkenntnisse des Bundeskartellamtes die Einrichtung der von der Bundesregierung geplanten Markttransparenzstelle sinnvoll.

Die Belastbarkeit der Untersuchung auf eine mögliche Kapazitätszurückhaltung steht und fällt mit der **zutreffenden Angabe der Grenzkosten durch die Unternehmen**. Die Beschlussabteilung hat die Grenzkostenangaben einiger ausgewählter Kraftwerksblöcke einer stichprobenartigen Plausibilitätskontrolle unterzogen. Eine vollständige Überprüfung für alle 340 Kraftwerksblöcke war angesichts der Fülle der hinsichtlich jedes einzelnen Blocks relevanten Kostenpositionen für die Zwecke dieses Berichtes nicht darstellbar.

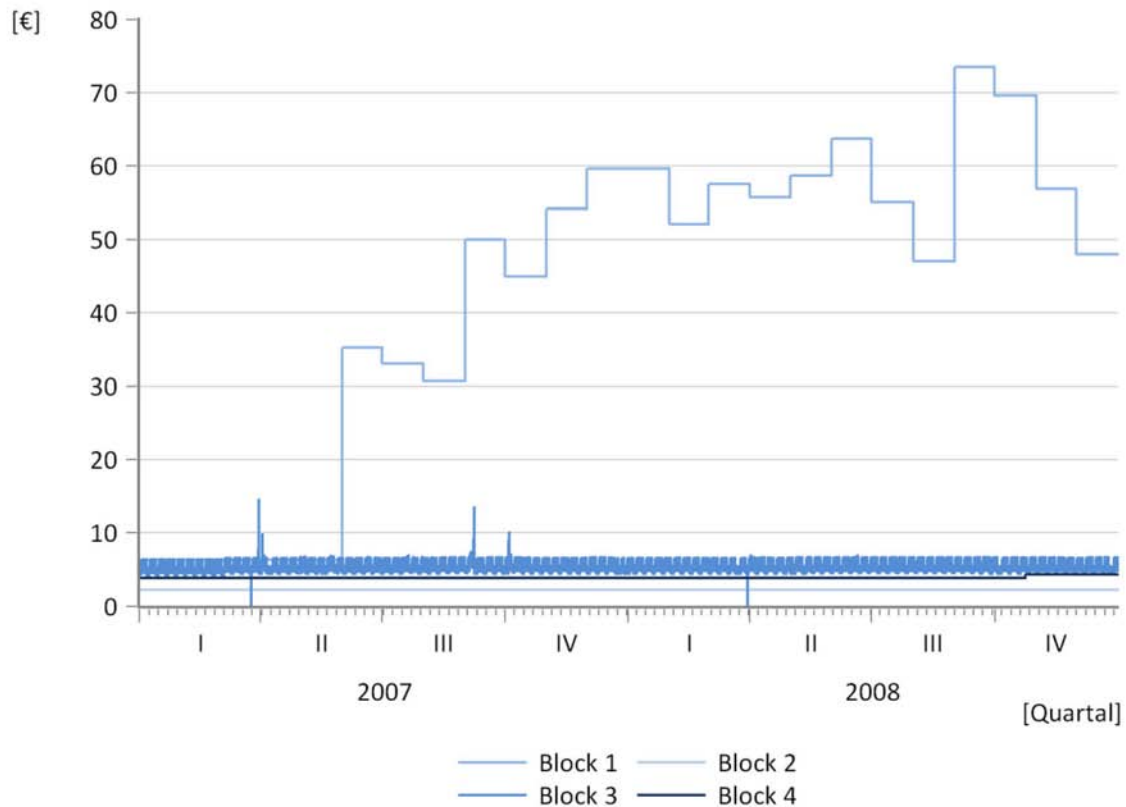
Die Untersuchung der Grenzkostenbestandteile hat gezeigt, dass bei einzelnen Kraftwerksarten und hier insbesondere denjenigen, deren Einsatz zeitlichen Beschränkungen jenseits der installierten Leistung unterliegt<sup>6</sup>, der Ansatz von **Opportunitätskosten eine erhebliche Rolle** spielen kann. Aus der Perspektive der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht ist der Ansatz von Opportunitätskosten dem Grunde nach **nicht zu beanstanden**. Voraussetzung ist, dass die Kalkulation **sachgerecht** erfolgt und **keine überhöhten Schattenpreise** angesetzt werden. Ein Vergleich der Unternehmensangaben hat allerdings gezeigt, dass die Erzeuger beim Ansatz von Opportunitätskosten sowohl hinsichtlich des *Ob* als auch des *Wie* faktisch einen **nicht unerheblichen Gestaltungsspielraum** in Anspruch nehmen.

Interessant ist insofern die Entwicklung der Grenzkosten des Kernkraftwerkes Neckarwestheim I, das wegen des damals bevorstehenden Atomausstieges nur eine sehr begrenzte Reststrommenge zur Verfügung hatte und für das deshalb ab Mitte 2007 von einem Tag auf den anderen sehr hohe Opportunitätskosten angesetzt wurden.

---

<sup>6</sup> Dies sind Atomkraftwerke in Bezug auf begrenzte Reststrommengen sowie (Pump-) Speicherkraftwerke im Hinblick auf die faktisch begrenzte Verfügbarkeit des Speicherinhalts.

Abbildung 5: Entwicklung der Grenzkosten von Neckarwestheim I (Block1) im Vergleich mit drei anderen Kernkraftwerken



Quelle: eigene Darstellung

Der Vergleich der verschiedenen Grenzkostenkalkulationen hat ferner gezeigt, dass **einzelne** Erzeugungsunternehmen zusätzlich eine sogenannte **Risikoausfallprämie von nicht unerheblicher Höhe** eingepreist haben. Nach der Systematik des § 29 GWB liegt die Darlegungslast für die Rechtfertigung dieser Besonderheit bei dem Unternehmen, das die Risikoprämie einpreist.

Über Einzelaspekte einer sachgerechten Grenzkostenbildung hinaus stellt sich grundsätzlich die **Frage nach der kartellrechtlichen Beurteilung sog. Mark-ups** (Aufschlägen, die zu einem *Day-Ahead-Angebotspreis* jenseits der Grenzkosten einer Erzeugungseinheit führen). Die vier großen Erzeugungsunternehmen hatten für nahezu alle ihre Kraftwerksblöcke Grenzkosten ausgewiesen, die mit den von ihnen angegebenen Day-Ahead-Angebotspreisen übereinstimmen.

Die Beschlussabteilung geht **im Ergebnis** davon aus, dass es bei Zugrundelegung des geltenden Auktionsmechanismus und der gegebenen Marktverhältnisse **den Normadressaten der §§ 19, 29 GWB, Art. 102 AEUV** (nur **marktbeherrschende** Unternehmen) **grundsätzlich verwehrt** ist, **zu einem Preis oberhalb ihrer Grenzkosten anzubieten, es sei denn**, das Unternehmen weist nach,

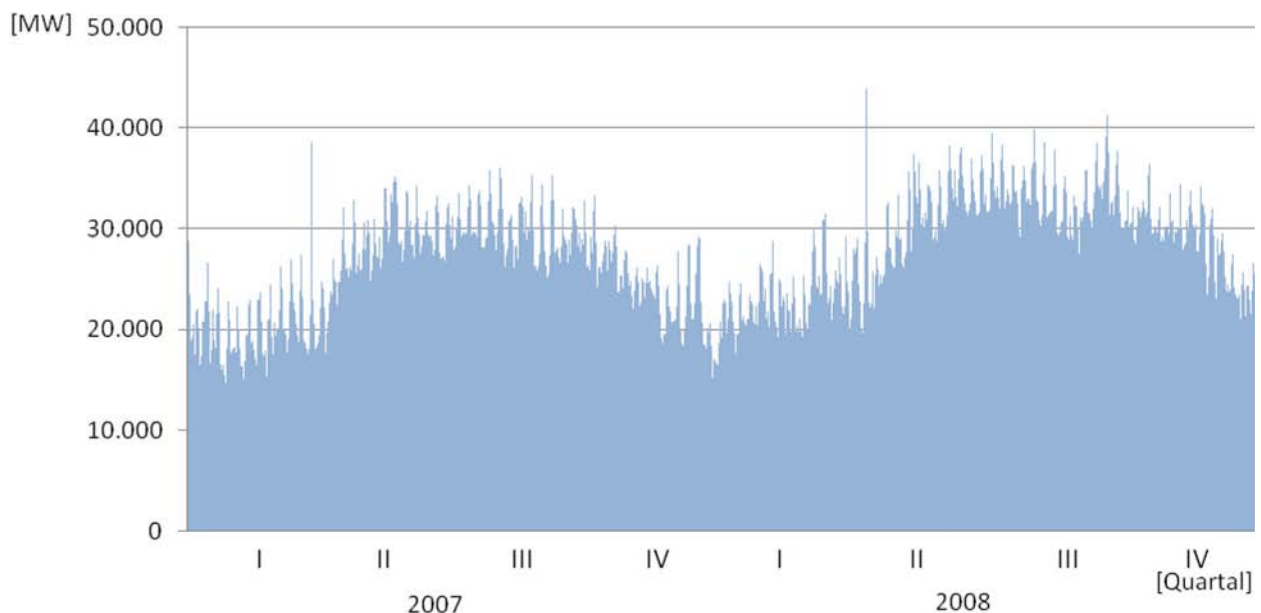
dass ein entsprechender *Mark-up* **erforderlich** ist, **um** seine –bezogen auf das gesamte Kraftwerksportfolio – **totalen Durchschnittskosten zu erwirtschaften.**

### 3. Weitere Untersuchungsergebnisse

Die Belastbarkeit der Untersuchung auf eine mögliche Kapazitätszurückhaltung hängt auch davon ab, ob die von den Unternehmen gemachten Angaben zu Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerkskapazitäten aufgrund von technischen Restriktionen sowie der Vorhaltung von Regel- und Reserveleistung richtig sind. Die Beschlussabteilung hat daher auch diese Daten ausgewertet. Eine nähere Plausibilisierung war jedoch aufgrund der Datenfülle nicht möglich. Es kann daher nicht ausgeschlossen werden, dass Erzeugungsunternehmen faktische Kapazitätszurückhaltungen im Rahmen der Datenerhebung als technische Restriktionen oder die Vorhaltung von Regel- und Reserveenergie ausgewiesen haben.

Bei den erhobenen Kraftwerksdaten war ein **erheblicher Anteil der Erzeugungskapazitäten aufgrund technischer Restriktionen nicht verfügbar** (durchschnittlich rund 25 %). Es zeigt sich, dass die technischen Restriktionen in den Sommermonaten tendenziell höher ausfielen als in den Wintermonaten und in Off-Peak-Stunden höher als in Peak-Stunden. Beides ist nachvollziehbar, da Revisionen verstärkt in den nachfrageschwächeren Sommermonaten und aufschiebbare Reparaturen nach Möglichkeit in Off-Peak-Zeiten durchgeführt werden.

Abbildung 6: Technische Restriktionen in den Jahren 2007 und 2008



Quelle: eigene Darstellung

Die im Rahmen der Sektoruntersuchung befragten Erzeugungsunternehmen hielten sowohl im Jahr 2007 als auch im Jahr 2008 knapp 6.000 MW an positiver Regelleistung vor. Die **Vorhaltung positiver Regelleistung erfolgte verstärkt in Kraftwerken mit hohen Grenzkosten**. Dies ist ökonomisch rational, da diese Kraftwerke entweder keine oder nur vergleichsweise niedrige Gewinnbeiträge im Stromgroßhandel erzielen können.

Die erfassten Kraftwerksblöcke hielten **2007/2008** durchschnittlich rund **2.900 MW** an **Reserveleistung** vor. **Rund 83 % hiervon** wurden **von den vier großen Erzeugern** vorgehalten. Die Auswertung der erhobenen Daten zeigt, dass der ganz **überwiegende Teil** der Reserveleistung in **Spitzenlastkraftwerken** vorgehalten wurde.

In den beiden untersuchten Jahren gab es **per Saldo Exportüberschüsse**. In jeder Stunde des Untersuchungszeitraums waren Lastflüsse in beide Richtungen zu beobachten. Die Importe aus den benachbarten Marktgebieten tragen dazu bei, die am Spotmarkt der EEX/EPEX auftretenden Preisspitzen abzumildern. Die Exporte erhöhen vor allem in Stunden mit niedrigen Preisen in Deutschland die Nachfrage nach Strom, was zu einer Preisstabilisierung führt. Eine regressionsanalytische Untersuchung hat einen **signifikanten Zusammenhang zwischen den technischen Restriktionen, der tatsächlichen Windeinspeisung und der Gesamtlast einerseits und den Im- bzw. Exporten andererseits** gezeigt.

Die Erzeugung von **EEG-Strom hat Einfluss auf die Preisbildung** im Stromgroßhandel und die Merit Order-Kurve. Aufgrund der vorrangigen Einspeisung des EEG-Stroms wird ein Teil der Stromnachfrage durch diesen gedeckt. Die Angebotskurve der konventionellen Kraftwerke wird hierdurch nach rechts verschoben, so dass die teuersten konventionellen Kraftwerke im Umfang der EEG-Mengen aus der Merit Order verdrängt werden. Dies führt kurzfristig zu einem niedrigeren markträumenden Preis (sogenannter **Merit Order-Effekt**). Eine vom Bundeskartellamt durchgeführte **Regressionsanalyse bestätigt den Einfluss der Windprognose auf den Day-Ahead-Preis der EEX**. Längerfristig ist jedoch zu berücksichtigen, dass **aufgrund der stetig zunehmenden EEG-Erzeugung** der Bedarf an Grundlastenerzeugung sinkt und der **Bedarf an flexiblen Erzeugungsanlagen mit höheren Grenzkosten steigen** wird. Ein entsprechend veränderter Kraftwerkspark wird mittel- und langfristige Effekte auf die Merit Order und auf die Strompreise haben.

Die **Verlängerung der Laufzeiten der Kernkraftwerke ist marktstrukturell ein Nachteil**. Sie **zementiert die Marktstärke der vier großen Erzeuger**. Die bisherige **Regelung über den Atomausstieg** hätte zur Konsequenz gehabt, dass bis zur Stilllegung des letzten Kernkraftwerkes (voraussichtlich 2024) ca. 20.000 MW an Erzeugungskapazität frei geworden wären. Damit **hätten mittelfristig ca. 23 % der Marktanteile sukzessive neu im Wettbewerb vergeben werden können**. Die zu erwartende Wettbewerbsbelebung wird durch die Erhöhung der Reststrommengen

zumindest deutlich verzögert. Aus diesen Gründen hatte das Bundeskartellamt angeregt, die Laufzeitverlängerung mit einer Verpflichtung der vier großen Kernkraftwerksbetreiber zur Abgabe anderer konventioneller Erzeugungskapazitäten zu verknüpfen.

Auf der anderen Seite **kann** sich die **Verlängerung der Laufzeiten** der Kernkraftwerke **dämpfend auf die Entwicklung des Preisniveaus auswirken**. So entspricht die nach dem Ausstiegsbeschluss vorzunehmende Beendigung der nuklearen Stromerzeugung einem sukzessiven Herausnehmen von Kapazitäten, was bei gleichbleibender Nachfrage zu einer Verschiebung der Merit Order und damit tendenziell zu einer Preiserhöhung führen kann.<sup>7</sup> Des Weiteren kann davon ausgegangen werden, dass sich eine Verlängerung der Laufzeiten dämpfend auf die Entwicklung der *CO<sub>2</sub>-Zertifikate-Preise* auswirken wird, mit der Folge, dass die Grenzkosten für die Stromerzeugung durch den übrigen – *fossilen* – Kraftwerkspark insgesamt niedriger liegen dürften als ohne Laufzeitverlängerung.

Zu berücksichtigen ist freilich, dass eine mit der Laufzeitverlängerung verbundene Perpetuierung der vermachteten Marktstruktur den Anreiz setzt, Gebote oberhalb der eigenen Grenzkosten abzugeben. Dies kann im Ergebnis den preisdämpfenden Effekt einer Laufzeitverlängerung abschwächen. Zudem wird die **Einführung einer Kernbrennstoffsteuer** zum 1.1.2011 mit 145 € pro Gramm Plutonium/Uran zu einer spürbaren Erhöhung der Grenzkosten der Kernkraftwerke führen. Wegen der sehr niedrigen Grenzkosten<sup>8</sup> waren Kernkraftwerke bisher sehr selten preissetzend. Mit der neuen Brennelementesteuer wird dies öfter der Fall sein, was sich **strompreiserhöhend** auswirken könnte.

Den Kernkraftwerken ist eine feste Reststrommenge für die Stromproduktion zugewiesen worden. Die Vorgabe fester Reststrommengen ist in der Vergangenheit in Einzelfällen zum Anlass genommen worden, Opportunitätskosten anzusetzen. Dies wäre bei einem **konkreten Laufzeitende** nicht möglich. Insoweit kann auch die erneute **Zuweisung fester Reststrommengen** zu höheren Grenzkosten von Kernkraftwerken führen und sich damit **unter Umständen strompreiserhöhend auswirken**.

**Wärmegeführte Heiz- und Industriekraftwerke** erzeugen gleichzeitig Elektrizität und Wärme, wobei die Wärmeproduktion die erzeugte Strommenge bestimmt. Da eine Optimierung der Stromproduktion in Abhängigkeit des erzielbaren Marktpreises nicht möglich ist, wird die Erzeugungsleistung wärmegeführter Heizkraftwerke typischerweise **unlimitiert an der Börse vermarktet**. Sie verdrängen demnach teurere Kraftwerksblöcke aus der Merit Order, was sich **grundsätzlich dämpfend auf den**

---

<sup>7</sup> Die Gutachter für das Energiekonzept der Bundesregierung kommen bei einer Laufzeitverlängerung von durchschnittlich 12 Jahren zu einer Senkung des Stromgroßhandelspreises gegenüber dem Ausstiegsszenario um 11 €/MWh bzw. (bei höheren Investitionen für Nachrüstungen) um 8 €/MWh für das Jahr 2020 (33 bzw. 36 €/MWh statt 44 €/MWh) und um 8 €/MWh bzw. (bei höheren Investitionen für Nachrüstungen) um 4 €/MWh für das Jahr 2030 (46 bzw. 50 €/MWh statt 54 €/MWh).

<sup>8</sup> Zu betonen ist, dass die vorliegende Betrachtung allein auf die wahrscheinliche Entwicklung der *kurzfristigen variablen Grenzkosten* abstellt; die absehbar beträchtlichen *Folgekosten* (Endlagerung, Risikokosten) bleiben in dieser Betrachtung außen vor.

**markträumenden Preis auswirkt.** Ein Nachteil wärmegeführter Heizkraftwerke ist dagegen, dass sie nicht flexibel auf Nachfrage- und Preissignale des Strommarktes reagieren können. Das führt dazu, dass sie bei negativen Preisen, insbesondere wenn eine hohe EEG-Erzeugung auf eine geringe Nachfrage trifft, weiter einspeisen. Wärmegeführte Heizkraftwerke gehören häufig Stadtwerken und Industrieunternehmen. Werden sie aus dem Markt gedrängt, wäre das nachteilig für die Marktstruktur.

Im Rahmen der Untersuchung wurden Bedenken geäußert, dass das vergangene und derzeitige **Preisniveau für Strom** zu niedrig sei, um langfristig Investitionen in neue Kraftwerke (insbesondere Gas- und Steinkohlekraftwerke) zu rechtfertigen. Nach Auffassung der Beschlussabteilung konnten Gas- und Steinkohlekraftwerke ohne Berücksichtigung von Opportunitätskosten der kostenfrei zugewiesenen CO<sub>2</sub>-Zertifikate in vier der fünf letzten Jahre positive Margen erzielen. Zudem sind Einkünfte aus der Bereitstellung von positiver und negativer Regelernergie zu berücksichtigen. Schließlich sind für den Zeitraum von 2010 bis 2020 Investitionen in neue Stromerzeugungskapazitäten im Umfang von 45,5 GW geplant. Dies zeigt, dass ein **wesentlicher Teil der Marktteilnehmer** durchaus **erwartet, dass die zukünftig erzielbaren Preise eine Amortisation von Investitionen in Erzeugungskapazitäten erlauben.**

#### **IV. Zusammenfassung, Verfahren, Handlungsempfehlungen und Ausblick**

Die Untersuchung hat gezeigt, dass die **Wettbewerbssituation auf dem Markt für den erstmaligen Absatz von Strom nach wie vor unbefriedigend** ist. Auch wenn in jüngerer Zeit insbesondere E.ON Kapazitäten und Stadtwerksbeteiligungen in nicht unerheblichem Umfang abgegeben hat, teilen sich nach wie vor lediglich **vier Unternehmen** gut 80 % des Erstabatzmarktes. Diese Unternehmen sind – jedes für sich – **in einer erheblichen Anzahl von Stunden für die Deckung der Stromnachfrage in Deutschland unverzichtbar.** Auch wenn sich auf Grundlage der – von den Unternehmen gelieferten – Angaben zur Kraftwerkseinsatzsteuerung und zur Kostensituation der einzelnen Kraftwerke eine signifikante Zurückhaltung von Erzeugungskapazitäten nicht nachweisen ließ, **eröffnet** die nach wie vor vermachtete Marktstruktur **Spielraum und Anreiz, durch nicht gerechtfertigte Kapazitätszurückhaltungen auf die Preisbildung Einfluss zu nehmen.**

Der **Nachweis derartiger missbräuchlicher Praktiken gestaltet sich in der Praxis ausgesprochen aufwändig**, setzt er doch die Kenntnis einer Fülle von Kraftwerkseinsatzdaten für jeden der 340 Kraftwerksblöcke über längere Zeiträume sowie die Möglichkeit einer effektiven Überprüfung dieser Daten und der häufig variierenden und sich jeweils aus einer Vielzahl einzelner Kostenpositionen zusammensetzenden Grenzkostenangaben der Unternehmen voraus. **Besondere Herausforderungen** ergeben sich auch daraus, dass die Unternehmen Kraftwerksleistung auch nicht unmittelbar blockweise, sondern auf Grundlage **komplexer stochastischer Optimierung aus einem Pool von Kraftwerksblöcken** anbieten. **Aufgrund dieses Befundes** bieten sich verschiedene **Ansatzpunkte** an, um die **wettbewerblichen Rahmenbedingungen auf den Energiemärkten zu**

**verbessern.** Dies gilt sowohl in Bezug auf die Effektivierung der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht als auch hinsichtlich der Marktstruktur.

## 1. Effektivere Missbrauchsaufsicht, Einrichtung einer Markttransparenzstelle

Die Sektoruntersuchung verdeutlicht, dass aufgrund der Besonderheiten der Stromerzeugungs- und Stromgroßhandelsmärkte eine **ausschließlich retrospektive Analyse der Preisbildungsmechanismen viele Schwierigkeiten** mit sich bringt. Insbesondere leidet die Validität der Daten darunter, dass die Unternehmen ex-post nicht immer in der Lage sind, die erforderliche **Datenqualität** zur Verfügung zu stellen und Besonderheiten des Kraftwerkseinsatzes zu erklären. Aus diesem Grund ist eine **zeitnahe und kontinuierliche Erhebung von Daten** und Informationen, die die Preisbildungsprozesse auf den Strommärkten beeinflussen, für eine effektivere Missbrauchsaufsicht über diese Märkte unerlässlich. Die Datenqualität und Datenkonsistenz können durch eine Vorab-Festlegung der zugrunde zu legenden Datendefinitionen und –formate sowie den regelmäßigen Dialog mit den Unternehmen deutlich verbessert werden. Auch würde es eine kontinuierliche Datenabfrage ermöglichen, die Daten zeitnah zu plausibilisieren und Auffälligkeiten kurzfristig nachzugehen. Nur so können Verstöße auf den Stromerzeugungs- und Stromgroßhandelsmärkten schnell festgestellt und von den zuständigen Behörden sanktioniert werden.

Die von der Bundesregierung in ihrem Energiekonzept und ihrem 10-Punkte-Sofortprogramm geforderte Einrichtung einer **Markttransparenzstelle beim Bundeskartellamt sollte daher zügig auf den Weg gebracht werden**, nicht zuletzt um das Vertrauen der Verbraucher in die Funktionsfähigkeit der Energiemärkte wiederherzustellen bzw. zu stärken.

Demgegenüber stellt eine **Regulierung der Stromerzeugungs- und Stromgroßhandelsmärkte in keiner Weise eine Alternative** für eine effektive kartellbehördliche Missbrauchsaufsicht über diese wettbewerblich organisierten Märkte dar. Im Dezember 2010 hat die Europäische Kommission einen Vorschlag über eine Verordnung über die Integrität und Transparenz auf den Energiemärkten (Regulation on energy market integrity and transparency - „REMIT“) vorgelegt. Auch wenn das Bundeskartellamt das dem REMIT-Entwurf zugrunde liegende Anliegen zur Sicherung von Integrität und Transparenz im Energiehandel teilt, bedarf der Entwurf noch einiger Modifikationen. Der vorliegende Entwurf beinhaltet Regelungen, die auch die Energieerzeugung betreffen. Ohne dass dem Entwurf die intendierte Regulierung des Stromgroßhandels unterstellt werden kann, eröffnen jedenfalls einige im Entwurf vorgesehene weitgehende Ermächtigungsnormen die Möglichkeit einer Regulierung der wettbewerblich organisierten Märkte, die sich nachhaltig negativ auf die künftige Entwicklung der Marktstruktur im Erzeugungsbereich auswirken würde. Zudem bedarf die im Entwurf vorgesehene Datenerfassungs- und Zuständigkeitsstruktur einer klaren Öffnung für nationale

Initiativen, wie etwa der Markttransparenzstelle. Das Bundeskartellamt hält es nach seinen Erfahrungen der Sektoruntersuchung für wichtig, dass die künftige Beobachtung von Energieerzeugung und –großhandel marktnah und ohne Doppelerhebungen/-zuständigkeiten erfolgt. Das Bundeskartellamt geht davon aus, dass sich die aufgezeigten Konfliktlinien mit der Markttransparenzstelle widerspruchsfrei lösen lassen.

## 2. Verbesserung der Marktstruktur und Verfahren

Die bisweilen langwierigen **Genehmigungsverfahren** zur Errichtung von konventionellen Kraftwerken **sollten beschleunigt werden**, um neuen Wettbewerbern den Zutritt zu den Stromerzeugungsmärkten zu erleichtern.

Um vorstoßenden Wettbewerb auch von kommunalen Energieversorgern über Gemeindegrenzen hinweg zu ermöglichen, wird eine **Überarbeitung** bestehender, die energiewirtschaftlichen Handlungsmöglichkeiten kommunaler Unternehmen **einschränkender Bestimmungen des Gemeindegewirtschaftsrechts** angeregt.

Eine **Freistellung** von im Bereich der Stromerzeugung und des Stromhandels tätigen Sektorenauftraggebern **vom Vergaberecht könnte** vor allem öffentlichen Auftraggebern, insbesondere den Stadtwerken, ein **Tätigwerden auf diesen Märkten erleichtern** und die gegenüber den privaten Stromerzeugungsunternehmen E.ON und RWE resultierenden strukturellen Nachteile verringern. Das Bundeskartellamt wird dazu nach der Sektorenvergabeverordnung auf einen geplanten Antrag des BDEW hin gegenüber der Europäischen Kommission Stellung nehmen.

Die **Herausbildung eines funktionierenden Marktes für Reserveverträge** würde **kleineren Stromerzeugern** ein besseres Agieren im Wettbewerb ermöglichen.

Die Beschlussabteilung hat im Laufe der Sektoruntersuchung ein **Verfahren wegen möglicher Wettbewerbsbeschränkungen durch Rückvergütungsklauseln** für Kapitaldienstleistungen in **Strombezugsrechtsverträgen** zwischen Evonik und RWE eingeleitet. RWE hält an seiner Rechtsposition fest, dass seine auf der Übernahme von Investitionen und wirtschaftlichen Risiken beruhende eigentümerähnliche Stellung die Rückvergütungsklauseln rechtfertigt. Beide Unternehmen haben jedoch die Klauseln für gegenstandslos erklärt, so dass das Verfahren eingestellt wird. Dadurch können Residualmengen aus Evonik-Kraftwerken nunmehr frei an Dritte vermarktet werden, was zu einer höheren Liquidität im Stromgroßhandelsmarkt und zu mehr Wettbewerb führt.

## 3. Marktintegration von EEG-Strom

Die Einspeisung Erneuerbarer Energien ist planwirtschaftlich organisiert. Die Einspeisung erfolgt unabhängig von Nachfrage- und Preissignalen. Aufgrund der zunehmenden Bedeutung von EEG-



Strom an der Gesamtstromerzeugung sollte die von der Bundesregierung in ihrem Energieprogramm geforderte „**Marktintegration**“ von **EEG-Strom zügig vorangetrieben** werden. Im Mittelpunkt der Marktintegration sollte dabei die bedarfsgerechtere Erzeugung von EEG-Strom stehen sowie eine **Vermarktung, die sich an den Marktmechanismen orientiert**. Auf das Grünstromprivileg in der derzeitigen Form sollte verzichtet werden.

## B. Einführung

Die mit Einführung des Gesetzes zur Bekämpfung von Preismissbrauch im Bereich der Energieversorgung eingerichtete 10. Beschlussabteilung des Bundeskartellamts hat im Jahr 2009 eine Sektoruntersuchung „Stromerzeugung und Stromgroßhandel“ gemäß § 32e GWB eingeleitet. Gegenstand der Untersuchung waren die Wettbewerbssituation und die Preisbildung auf dem deutschen Stromerzeugungs- und Stromgroßhandelsmarkt in den Jahren 2007 und 2008.

Für die Jahre 2003 bis 2005 hatte bereits die Europäische Kommission die Marktverhältnisse auf dem deutschen Stromgroßhandelsmarkt einer umfangreichen Sektoruntersuchung unterzogen. Im Rahmen dieser Sektoruntersuchung hatte die Europäische Kommission ein Konsortium aus Beratungsunternehmen unter der Leitung des Beratungsunternehmens London Economics mit weitergehenden Analysen zur Wettbewerbssituation auf mehreren europäischen Strommärkten beauftragt.

Auf Basis der durch die Sektoruntersuchung und bei mehreren Durchsuchungen gewonnenen Erkenntnisse eröffnete die Kommission Missbrauchsverfahren gegen mehrere deutsche Stromerzeugungsunternehmen. Kernvorwurf der Verfahren war, dass die betroffenen Unternehmen den Strompreis am Spotmarkt der deutschen Strombörse European Energy Exchange AG (EEX) in den Jahren 2001 bis 2006 durch die Zurückhaltung von Erzeugungskapazitäten künstlich in die Höhe getrieben hätten. Das entsprechende Verfahren gegen E.ON wurde 2008 nach Art. 9 VO 1/2003 gegen die Zusage, 5.000 MW Erzeugungskapazität abzugeben, eingestellt.<sup>9</sup> Die Abgabe dieser Stromerzeugungskapazitäten ist mittlerweile umgesetzt.<sup>10</sup> Die Verfahren gegen RWE und Vattenfall stellte die Kommission mangels Anhaltspunkten für Kapazitätszurückhaltungen in den betreffenden Jahren ein. EnBW wurde von der Kommission im tatrelevanten Zeitraum nicht als marktbeherrschend i.S.v. Art. 102 AEUV bzw. Art. 82 EG angesehen.

Ungeachtet der von der Kommission durchgeführten Sektoruntersuchung und Verfahren konnte in den Jahren 2007 und 2008 weiterhin ein stetiger Anstieg der Strompreise in Deutschland beobachtet werden, der nach Auffassung des Bundeskartellamtes nicht vollständig durch die Verteuerung der Primärenergieträger oder die steigenden Preise für CO<sub>2</sub>-Zertifikate zu erklären war. Darüber hinaus blieb die Marktstruktur des Erstabsatzmarktes für Strom trotz der Desinvestitionen von E.ON weiterhin stark konzentriert. Diese Faktoren bestärkten das Misstrauen vieler Marktteilnehmer gegenüber der Preisbildung im deutschen Stromgroßhandel. Insbesondere der Spotmarkt an der EEX

---

<sup>9</sup> Vgl. Europäische Kommission, Entscheidung vom 26.11.2008. COMP/39.388, 39.389, Deutscher Stromgroßhandelsmarkt und Deutscher Regelenergiemarkt (E.ON).

<sup>10</sup> Vgl. hierzu Abschnitt D.II.3.a).

war wiederholt dem Verdacht ausgesetzt, dass der sich dort einstellende Preis nicht wettbewerbsanalog sei und gezielt durch große Erzeugungsunternehmen manipuliert würde.

Mangels hinreichenden Anfangsverdachts für die Eröffnung konkreter Missbrauchsverfahren gegen bestimmte Unternehmen hat die Beschlussabteilung eine Sektoruntersuchung gemäß § 32e GWB eingeleitet. Dieses Instrument ermöglicht es der Kartellbehörde in Fällen, in denen vermutet wird, dass der Wettbewerb im Inland möglicherweise eingeschränkt ist, die umfassende Untersuchung eines bestimmten Wirtschaftszweiges oder – Sektor übergreifend – einer bestimmten Art von Vereinbarungen durchzuführen.

Die Beschlussabteilung hat die Sektoruntersuchung Stromerzeugung / Stromgroßhandel auf die Jahre 2007 und 2008 erstreckt. Im Zuge der Ermittlungen wurden über 80 Unternehmen befragt. Gegen die zugrundeliegenden Auskunftsbeschlüsse haben fünf der betroffenen Unternehmen Beschwerde beim Oberlandesgericht Düsseldorf eingelegt. <sup>11</sup> Sämtliche Beschwerdeführer haben ihre Beschwerden jedoch zurückgenommen, nachdem die Bedenken der Unternehmen ausgeräumt werden konnten.

Im Mittelpunkt der Abfrage standen die Determinanten der Kraftwerkseinsatzsteuerung. Dazu hat die Beschlussabteilung Daten zum Kraftwerksbetrieb (insbesondere Nettoleistung, Einspeisung, technische Restriktionen, Regel- und Reserveenergie) sowie betriebswirtschaftliche Informationen abgefragt. Insgesamt wurden im Rahmen der Sektoruntersuchung ca. 95 % der deutschen Stromerzeugung innerhalb des Untersuchungszeitraums erfasst.

Der Bericht der Sektoruntersuchung stellt im Kapitel C wesentliche Rahmenbedingungen und Funktionsmechanismen des deutschen Strommarktes dar. In diesem Kapitel werden auch die Besonderheiten des Strommarktes erläutert.

Das sich anschließende Kapitel D geht auf die Marktstruktur des deutschen Strommarktes sowie die Fragen der Marktabgrenzung und Marktbeherrschung ein. Es bildet den ersten Schwerpunkt der Untersuchung. Die sachliche Marktabgrenzung beinhaltet Ausführungen zum Erstabatzmarkt für Strom. In räumlicher Hinsicht wird vor allem die Einbeziehung von Österreich in den räumlich relevanten Markt thematisiert. Bei der Marktbeherrschung analysiert das Bundeskartellamt die aktuelle Marktanteilsentwicklung der großen vier Stromerzeuger. Einen wichtigen Teil dieser Untersuchung bildet die erstmalige Anwendung der Pivotalanalyse auf den deutschen Strommarkt. Dabei wird mittels quantitativer Methoden untersucht, wie hoch die jeweils verfügbare Kapazität der großen vier Stromerzeuger im Verhältnis zu der im Zeitablauf stark schwankenden Gesamtnachfrage nach Strom ist.

Den zweiten Schwerpunkt der Sektoruntersuchung bildet die Analyse der Strompreisbildung und den hierbei relevanten Verhaltensweisen der Marktteilnehmer in Kapitel D. Die von den Unternehmen erhobenen Daten wurden mit Hilfe einer MySQL-Datenbank ausgewertet und über einen DataSetViewer visualisiert. Dadurch wird erstmalig eine Darstellung und Analyse der tatsächlichen deutschen Merit Order-Kurve für jede Viertelstunde in 2007 und 2008 ermöglicht. Die Beschlussabteilung hat ferner untersucht, inwieweit Stromerzeugungskapazitäten mit dem Ziel zurückgehalten worden sind, die Strompreise in die Höhe zu treiben. Dazu wurde ein Berechnungsalgorithmus entworfen, der darauf abzielt, retrospektiv die optimale Fahrweise jedes einzelnen Kraftwerksblockes hinreichend genau zu ermitteln. Weiterhin wurden die von den Unternehmen angegebenen Grenzkosten für verschiedene Kraftwerksarten analysiert und stichprobenartig plausibilisiert. Im Kontext dieser Analyse wird ferner auf strittige Fragen wie die Bedeutung von Opportunitätskosten, Risikoausfallprämien und Mark-ups eingegangen. Anschließend werden die erhobenen Daten zu technischen Restriktionen sowie der Vorhaltung von Regelenergie und Reserveenergie ausgewertet. In weiteren Abschnitten wird die Bedeutung von Im- und Exporten, der Einspeisung von EEG-Strom, Kernkraftwerken und wärmegeführten Heizkraftwerken analysiert. Das Kapitel endet mit einem Abschnitt zur Bedeutung des Preisniveaus für den Anreiz für Investitionen.

Der Bericht schließt mit einem Kapitel zu aufgrund von Erkenntnissen aus der Sektoruntersuchung eingeleiteten Verfahren und Handlungsempfehlungen.

Das Bundeskartellamt ist an einem Dialog mit den Marktteilnehmern, Verbänden und politischen Kreisen interessiert. Hierzu erhalten alle Beteiligten die Gelegenheit, zu dem Bericht der Sektoruntersuchung „Stromerzeugung und Stromgroßhandel“ bis zum 15. März 2011 schriftlich Stellung zu nehmen.

---

<sup>11</sup> Stadtwerke Chemnitz AG, Az.: VI-2 Kart 1/09 (V); Duisburger Versorgungs- und Verkehrsgesellschaft mbH, Az.: VI-2 Kart 2/09 (V); Stadtwerke Duisburg AG, Az.: VI-2 Kart 3/09 (V); Trianel GmbH, Az.: VI-2 Kart 4/09 (V); Kraftwerke Mainz Wiesbaden AG, Az. VI-2 Kart 5/09 (V).

### C. Der Deutsche Strommarkt

Bis zu den ersten Liberalisierungsanstrengungen ab dem Jahre 1998 war der deutsche Strommarkt maßgeblich durch das vorrangige Ziel der Versorgungssicherheit sowie die Anerkennung des gesamten Strommarktes als natürliches Monopol gekennzeichnet. Im Laufe der Zeit hat sich allerdings die ordnungspolitische Auffassung durchgesetzt, dass erhebliche Teile der Wertschöpfungskette wettbewerblich organisiert sein sollten.<sup>12</sup>

Insbesondere die der Netzebene vorgelagerte Stromerzeugung und der der Netzebene nachgelagerte Stromhandel und Stromvertrieb wurden als Wettbewerbsmärkte identifiziert, wohingegen die netzgebundene Stromübertragung aufgrund der wirtschaftlich nicht duplizierbaren Netzinfrastruktur ein dauerhaft regulierter Markt blieb. Wesentliches Ziel war es, durch verstärkten Wettbewerb die Erzeugung und den Vertrieb von Strom effizienter und Strom damit insgesamt günstiger zu machen. Nach anfänglichen Erfolgen und bis 2002 sinkenden Strompreisen zeigte die Tendenz der Endkundenpreise bis Ende 2008 deutlich nach oben. Während ein Teil des Strompreisanstiegs auf höhere staatlich veranlasste Steuern und Abgaben<sup>13</sup> zurückzuführen ist, weckt der Anstieg des auf die Erzeugung, den Vertrieb und die Marge der Versorgungsunternehmen entfallenden Teils des Strompreises in weiten Teilen der Wirtschaft und Bevölkerung erhebliches Misstrauen in die wettbewerbliche Funktionsweise des deutschen Strommarktes.

Insgesamt bleibt allerdings festzuhalten, dass der Teil des Strompreises, der auf Erzeugung, Vertrieb und die Marge der Versorgungsunternehmen entfällt, lediglich ein gutes Drittel des gesamten Endverbraucherpreises ausmacht. Steuern und andere staatlich veranlasste Abgaben belaufen sich auf etwa 41 %<sup>14</sup>. 24 % des Strompreises werden durch die Netznutzungsentgelte und Messentgelte determiniert, die in erster Linie von den Regulierungsbehörden (Bundesnetzagentur und Landesregulierungsbehörden) geprüft und genehmigt werden.<sup>15</sup> Letztlich sind rund 35 % des gesamten Strompreises durch wettbewerbsrechtliche Maßnahmen beeinflussbar.<sup>16</sup>

---

<sup>12</sup> Vgl. Borchert et al., Stromhandel – Institutionen, Marktmodelle, Pricing und Risikomanagement, 2006, S. 7.

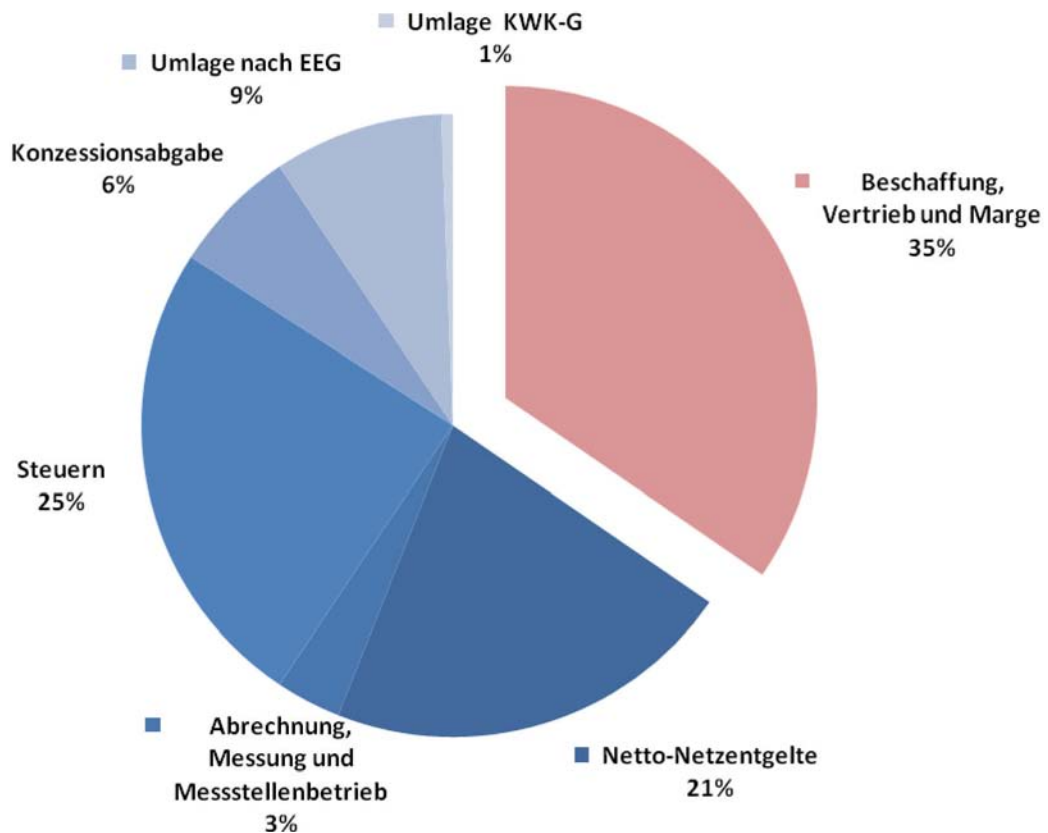
<sup>13</sup> Hierzu zählen z. B. die 1999 eingeführte und später mehrfach erhöhte Stromsteuer (oder auch Ökosteuer), die Anfang 2007 auf 19 % erhöhte Mehrwertsteuer oder die zuletzt deutlich gestiegene EEG-Umlage von derzeit 3,53 ct./KWh.

<sup>14</sup> Aufgrund des Wechsels von der physischen zur finanziellen Wälzung von EEG-Strom Anfang 2010 dürfte es zu einer kleineren Verschiebung von den Netznutzungsentgelten hin zu den Aufwendungen für die Förderung von EEG-Strom kommen. Dies ist in den vorliegenden Zahlen noch nicht enthalten.

<sup>15</sup> Die hier genannten Zahlen schwanken je nach Netzgebiet, Anbieter und Tarif in gewissem Umfang.

<sup>16</sup> Allerdings hat das Bundeskartellamt auch im Bereich der Konzessionsabgaben bereits gegen einige Kommunen erfolgreich Verfahren geführt. vgl. z. B. Bundeskartellamt, Beschluss vom 16.9.2009, Az. B10-11/09, GAG Ahrensburg.

Abbildung 7: Zusammensetzung des Endkundenpreises für Strom



Quelle: Monitoringbericht 2010 der Bundesnetzagentur, S. 38 f.

Maßgeblich zur Herausbildung des Stromhandels und der Erhöhung der Liquidität des Handels haben die Bestimmungen des § 20 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) beigetragen, die die Gewährleistung eines diskriminierungsfreien Netzzugangs sowie eine Reduzierung von Transaktionskosten für die Netznutzung bewirkten.

## I. Besonderheiten des Strommarktes

Zwar gilt auf Strommärkten grundsätzlich auch die ökonomische Gesetzmäßigkeit, wonach bei vollkommenem Wettbewerb der Preis den Grenzkosten entspricht, allerdings sind bei der Erzeugung und dem Handel von Strom eine Reihe von Spezifika zu beachten.<sup>17</sup> Im Gegensatz zu den meisten anderen Handelswaren ist Strom **nur in sehr eingeschränktem Umfang lager- und speicherbar**. Lediglich Pumpspeicherkraftwerke bieten bislang in größerem Umfang die Möglichkeit, Strom

<sup>17</sup> Vgl. Ockenfels, Strombörse und Marktmacht, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 2007/5, S. 44.

wirtschaftlich zu speichern.<sup>18</sup> Dies führt dazu, dass intertemporale Preisschwankungen, etwa durch eine Produktion im Vorfeld von Nachfragespitzen, nur in sehr begrenztem Umfang ausgenutzt werden können. Physische Arbitrage ist auf dem Strommarkt kaum möglich.

Die physikalischen Eigenschaften der Ware Strom führen dazu, dass sich **Angebot und Nachfrage zu jeder Zeit exakt entsprechen** müssen. Ein zeitliches Auseinanderfallen von Erzeugung und Verbrauch würde zu einer Veränderung der Netzspannung führen, die Netzinstabilität zur Folge haben kann. Gleichzeitig **unterliegt die Nachfrage nach Strom starken tageszeitlichen und saisonalen Schwankungen**. So ist die Nachfrage nach Strom tendenziell nachts und an Feiertagen niedrig, während tagsüber, insbesondere an Werktagen, eher hohe Lasten zu erwarten sind. Dies hat zur Folge, dass ein Teil der Erzeugungskapazitäten in Schwachlastzeiten brachliegen, was wiederum die Systemkosten der Stromerzeugung insgesamt erhöht.

Die relativ starken Schwankungen der Netzlast werden durch eine **kurzfristig in hohem Maße preisunelastische Nachfrage** verstärkt. Die geringe Elastizität ist u. a. durch die Tatsache begründet, dass Preissignale aus dem Großhandel in der Regel aufgrund von längerfristig laufenden Verträgen mit Festpreisen nicht kurzfristig an den Endkunden weitergegeben werden können. Aus Endkundensicht ist die Preisentwicklung am Großhandelsmarkt daher für die kurzfristige individuelle Konsumententscheidung unerheblich.

Aus diesen Umständen folgt, dass die Laststeuerung im Wesentlichen angebotsseitig über den gezielten Einsatz von Kraftwerkskapazitäten erfolgt, indem der jeweiligen Situation entsprechend Kraftwerke zu- oder abgeschaltet bzw. in ihrer Leistung angepasst werden.<sup>19</sup>

Die **Lieferung von elektrischer Energie erfolgt zwangsläufig über physische Netze**. Alternative Transportmöglichkeiten sind durch die physikalischen Eigenschaften des Produktes – insbesondere der Nichtspeicherbarkeit – ausgeschlossen. Das deutsche Stromnetz umfasst eine Länge von 1,65 Millionen Kilometern und ist in vier Spannungsebenen - Höchst-, Hoch-, Mittel- und Niederspannung - eingeteilt. Es besteht aus zahlreichen miteinander verbundenen Einzelnetzen, die in vier Regelzonen zusammengefasst sind. Diese werden von jeweils einem Übertragungsnetzbetreiber ausgeregelt. Zwischen den Regelzonen bestehen regelmäßig keine Kapazitätsengpässe.

Gemäß den Regelungen des § 20 Abs. 1a EnWG werden Stromtransporte über Netznutzungsverträge bzw. Lieferantenrahmenverträge mit dem Einspeise- und dem Ausspeisenetzbetreiber abgewickelt, unabhängig von der jeweiligen Regelzone. Die netzartige Struktur der physischen Stromleitungen führt dazu, dass in der Regel mehrere redundante

---

<sup>18</sup> Leonhard stellt verschiedene Methoden zur Speicherung elektrischer Energie dar, vgl. Leonhard, Energiespeicher für eine nachhaltige und zuverlässige Energieversorgung, ew – das magazin für die energie wirtschaft, 2007/19, S. 2-6.

<sup>19</sup> Vgl. z.B. Gleave, Die Marktabgrenzung in der Elektrizitätswirtschaft, ZfE, 2008, S. 120-126.

Transportwege vom Erzeuger zum Endverbraucher existieren. Gleichzeitig wird die Flussrichtung des Stromes durch physikalische Gesetze bestimmt. Auf den Transportweg hat der Netznutzer keinen Einfluss. Das führt dazu, dass der Erzeuger die von ihm generierte Strommenge in das Netz einspeist und der Verbraucher durch seinen Vertrag mit einem Stromversorger lediglich das Recht erwirbt, eine bestimmte Strommenge aus der gesamten sich im Netz befindlichen Elektrizitätsmenge zu entnehmen. Eine direkte Zuordnung der an einen Stromabnehmer gelieferten Strommenge zu einer bestimmten Erzeugungsanlage ist nicht möglich, ebenso wenig wie es möglich ist, die in einem Kraftwerk erzeugte Elektrizität gezielt an einen bestimmten Endverbraucher zu liefern.<sup>20</sup>

## II. Stromerzeugung

Die zur Stromerzeugung eingesetzten Kraftwerke werden nach ihren technischen und ökonomischen Eigenschaften in Grund-, Mittel-, und Spitzenlast-Kraftwerke unterschieden. Grundlastkraftwerke zeichnen sich in der Regel dadurch aus, dass sie über längere Zeiträume ununterbrochen am Netz sind. Sie weisen zumeist relativ geringe variable Kosten auf, können aber nicht ohne weiteres kurzfristig an- und abgefahren werden. Diese Kraftwerke speisen dauerhaft verhältnismäßig konstante Leistungen ein und werden nur für Revisionszwecke vom Netz genommen. Typische Grundlastkraftwerke sind Braunkohle-, Kernkraft- und Laufwasserkraftwerke. Mittellastkraftwerke haben regelmäßig höhere variable Kosten als Grundlastkraftwerke, können aber oft dynamischer gefahren werden. Diese Kraftwerke werden dazu genutzt längerfristige Lastschwankungen abzudecken und laufen z. B. tagsüber an Werktagen. Für die Mittellast werden vor allem Steinkohlekraftwerke aber auch Gas- und Dampfkraftwerke eingesetzt. In Zeiten besonders hoher Nachfrage werden außerdem die Spitzenlastkraftwerke angefahren, die dadurch gekennzeichnet sind, dass sie sehr schnell an- und abfahrbar sind, zumeist aber im Betrieb sehr hohe variable Kosten verursachen. Typischerweise handelt es sich hierbei um Gasturbinenkraftwerke oder Speicherkraftwerke.<sup>21</sup>

Nach Angaben des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) betrug die Nettoelektrizitätserzeugung<sup>22</sup> in Deutschland im Jahr 2007 598,8 TWh und im Jahr 2008 598,9 TWh. Die Nettoelektrizitätserzeugung teilte sich wie folgt auf:

---

<sup>20</sup> Vgl. z.B. Gleave, Die Marktabgrenzung in der Elektrizitätswirtschaft, ZfE, 2008, S. 120-126.

<sup>21</sup> Vgl. z. B. Monopolkommission, Sondergutachten 54, Strom und Gas 2009 – Energiemärkte im Spannungsfeld von Politik und Wettbewerb, Rn. 46.

<sup>22</sup> Die Nettoelektrizitätserzeugung ist die um ihren Eigenverbrauch reduzierte Brutto-Elektrizitätserzeugung einer Erzeugungseinheit. Vgl. VDEW, Begriffe der Versorgungswirtschaft, Teil B Elektrizität und Fernwärme, Heft 1, Elektrizitätswirtschaftliche Grundbegriffe, 7. Ausgabe 1999.



Tabelle 4: Nettoelektrizitätserzeugung 2007 und 2008

Nettoelektrizitätserzeugung	2007 in TWh	2008 in TWh	$\Delta$ absolut in TWh	$\Delta$ in %
Kraftwerke der Allgemeinen Versorgung	489,3	488,6	-0,7	-0,14
Private Erzeugung	60,5	64,8	4,3	7,11
Industrielle Erzeugung	49,0	45,5	-3,5	-7,14
<b>Summe (Gesamte Elektrizitätswirtschaft)<sup>23</sup></b>	<b>598,8</b>	<b>598,9</b>	<b>0,0</b>	<b>0,00</b>

## 1. Erfasste Stromerzeugung und Kraftwerke

Die in der vorliegenden Untersuchung erfasste Stromerzeugung beträgt insgesamt für das Jahr 2007 534,9 TWh und für das Jahr 2008 537 TWh. Hierin sind sowohl die nach dem Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG) vergütete Erzeugung enthalten als auch die industrielle Stromerzeugung, soweit sie in das Netz der Allgemeinen Versorgung eingespeist wurde. Grund für die Erfassung nur derjenigen Industriestrommengen durch das Bundeskartellamt, die in das Netz der Allgemeinen Versorgung eingespeist wurden, ist, dass der durch die Industrie selbst produzierte und sofort verbrauchte Strom keinen direkten Einfluss auf die untersuchten Märkte und Marktprozesse hat. Die entsprechende Erzeugung wird nicht über die üblichen Großhandelsmärkte vertrieben. Die entsprechende Nachfrage muss ebenfalls nicht über die Großhandelsmärkte gedeckt werden. Insofern kann dieser Strom hier außer Acht bleiben.

Die Untersuchung erreicht damit, bezogen auf die gesamte Nettoelektrizitätserzeugung ohne selbstverbrauchten Industriestrom, folgende Abdeckungsquoten:

<sup>23</sup> Angaben des BDEW.

Tabelle 5: Abdeckungsquote nach erzeugter Leistung

Abdeckungsquote der erfassten Stromerzeugung		2007 in TWh	2008 in TWh	
1	Erfasste Nettoelektrizitätserzeugung ohne EEG-Stromerzeugung	467,9	465,1	
2	Erfasste EEG-Stromerzeugung	67,0	71,9	
3	Erfasste Nettostromerzeugung gesamt	534,9	537,0	Zeile 1 + Zeile 2
4	Erfasste Industriestromerzeugung (in das Netz der Allgemeinen Versorgung eingespeist)	21,4	24,5	
5	Gesamte Nettostromerzeugung lt. BDEW	598,8	598,9	
6	Industrielle Erzeugung lt. BDEW	49,0	45,5	
7	Nettostromerzeugung lt. BDEW ohne Industriestromerzeugung, soweit sie nicht in das Netz der Allgemeinen Versorgung eingespeist wurde	571,2	577,9	Zeile 5 ./ (Zeile 6 ./ Zeile 4)
8	Nettostromerzeugung lt. BDEW ohne EEG-Stromerzeugung sowie Industriestromerzeugung, soweit sie nicht in das Netz der Allgemeinen Versorgung eingespeist wurde	504,3	506	Zeile 7 ./ Zeile 2
9	<b>Abdeckungsquote ohne EEG-Stromerzeugung und Industriestromerzeugung soweit sie nicht in das Netz der Allgemeinen Versorgung eingespeist wurde</b>	<b>92,8 %</b>	<b>91,9 %</b>	<b>(Zeile 1 / Zeile 8) * 100</b>
10	<b>Abdeckungsquote gesamt</b>	<b>93,6 %</b>	<b>92,9 %</b>	<b>(Zeile 3 / Zeile 7) * 100</b>

Der Anteil der erfassten installierten Leistung (Erzeugungskapazität) der Kraftwerke der Allgemeinen Versorgung stellt sich für den Untersuchungszeitraum näherungsweise folgendermaßen dar:

Tabelle 6: Abdeckungsquote nach installierter Leistung

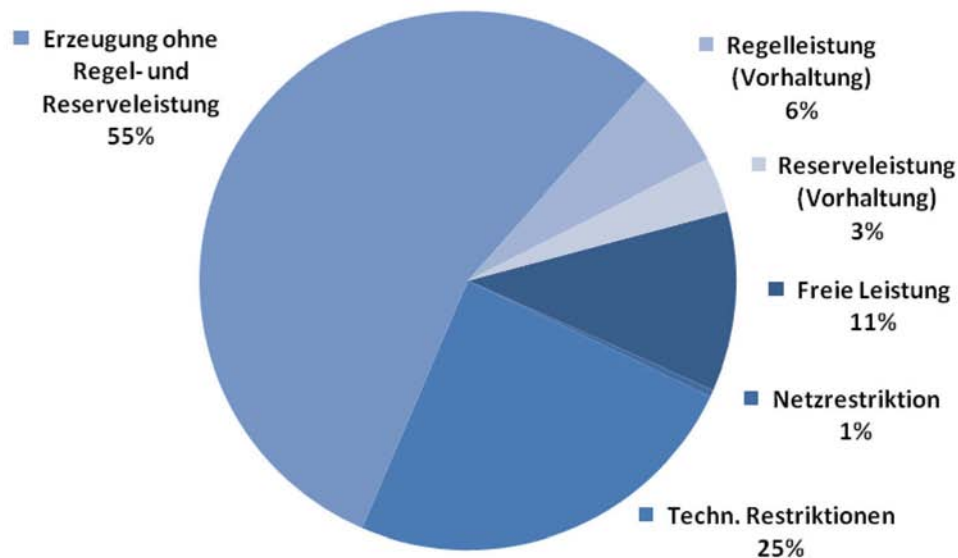
Abdeckungsquote der installierten Leistung <sup>24</sup>		2007 in GW	2008 in GW	
1	Erfasste installierte Leistung ohne EEG-Anlagen	94,4	95,8	
2	Erfasste installierte Leistung von EEG-Anlagen	31,5	34,2	
3	Erfasste installierte Leistung gesamt	125,9	130,0	Zeile 1 + Zeile 2
4	Erfasste installierte Leistung industrieller Anlagen	3,8	4,6	
5	Gesamte installierte Leistung lt. BDEW	144,7	148,8	
6	Installierte Leistung industrieller Anlagen lt. BDEW	10,2	10,4	
7	Installierte Leistung ohne EEG-Anlagen sowie Industriestromerzeugung	103,0	104,2	Zeile 5 ./. Zeile 2 ./. Zeile 6
8	<b>Abdeckungsquote ohne EEG-Anlagen sowie industrielle Anlagen</b>	<b>88,0 %</b>	<b>87,5 %</b>	<b>(Zeile 1 ./. Zeile 4) / Zeile 7 * 100</b>
9	<b>Abdeckungsquote gesamt</b>	<b>87,0 %</b>	<b>87,4 %</b>	<b>Zeile 3 / Zeile 5 * 100</b>

Die Abweichungen der erfassten Stromerzeugung und der erfassten installierten Leistung von den BDEW-Werten resultieren in erster Linie daraus, dass das Bundeskartellamt im Rahmen der Sektoruntersuchung lediglich Erzeugungskapazitäten mit einer Blockleistung von über 25 MW erfasst hat.

Die im Rahmen der Untersuchung erfassten Kapazitäten werden über den gesamten Untersuchungszeitraum wie folgt genutzt:

<sup>24</sup> Installierte Leistung als Netto-Engpassleistung.

Abbildung 8: Nutzung der Kapazitäten ohne EEG-Anlagen



Quelle: eigene Darstellung

Hierbei fällt zunächst der insgesamt recht hohe Anteil der technischen Restriktionen auf.<sup>25</sup> Die verfügbare, aber nicht tatsächlich zur Erzeugung eingesetzte Kapazität beträgt über den gesamten Untersuchungszeitraum 11 % der gesamten erfassten Kapazität.

Im Folgenden beziehen sich die Aussagen dieses Abschnittes - sofern nicht anders angegeben - auf die vom Bundeskartellamt erhobenen Daten. Das Bundeskartellamt geht dabei davon aus, dass sich die Ergebnisse auf die gesamte deutsche Erzeugung bzw. die gesamte in Deutschland installierte Kapazität übertragen lassen.

Nach Angaben des Umweltbundesamtes existierten zum 10.7.2009 in Deutschland 347 Kraftwerksblöcke bzw. Windparks mit mindestens 100 MW elektrischer Bruttoleistung. Darüber hinaus hat die Bundesnetzagentur 72 Kraftwerksblöcke mit einer Bruttonennleistung von 22 MW bis 100 MW Bruttonennleistung erfasst.

Die Untersuchung des Bundeskartellamtes umfasst insgesamt rund 340 Kraftwerksblöcke mit einer Leistung ab 25 MW je Anteilseigner. Nicht als gesonderte Blöcke erfasst wurden dabei Kraftwerke und Windparks, die nach dem EEG vergütet wurden, sowie Anlagen, die ausschließlich oder weitestgehend zur Erzeugung von Bahnstrom eingesetzt wurden. Außerdem nicht in der

<sup>25</sup> Vgl. hierzu Abschnitt E.II.2.a).

Sektoruntersuchung erfasst wurden Industriestromanlagen, die fast ausschließlich Strom für den direkten Eigenverbrauch innerhalb eines Objektnetzes erzeugt haben.<sup>26</sup>

Von der Sektoruntersuchung ganz oder teilweise erfasst wurden auch einige Kraftwerke, die auf dem Territorium der Nachbarstaaten Österreich und Luxemburg liegen.<sup>27</sup> Dabei handelt es sich ausschließlich um Speicherkraftwerke, die sich entweder im Besitz von deutschen Energieversorgungsunternehmen befinden, oder an denen wesentliche Bezugsrechte deutscher Versorger bestehen. Ein Teil dieser ausländischen Kraftwerkskapazitäten ist darüber hinaus direkt in eine der deutschen Regelzonen eingebunden oder über Stromdirektleitungen verbunden.<sup>28</sup>

## 2. Kraftwerksbetreiber

Die Zahl der Kraftwerksbetreiber ist in Deutschland – auch im Vergleich zu den meisten europäischen Nachbarländern – relativ groß. Allerdings befindet sich nach wie vor der Großteil der Erzeugungskapazitäten in den Händen der vier großen Energieunternehmen RWE AG, E.ON AG, EnBW AG und Vattenfall Europe AG. Von den im Rahmen der Sektoruntersuchung erfassten Kraftwerksblöcken können die vier größten Versorgungsunternehmen im Untersuchungszeitraum über rund 250 Kraftwerksblöcke ganz oder teilweise verfügen.

Darüber hinaus kann festgestellt werden, dass sich insbesondere größere Erzeugungsanlagen im Untersuchungszeitraum noch immer fast ausschließlich in der Hand der etablierten Anbieter befanden.

---

<sup>26</sup> Kriterium für die Erfassung solcher Anlagen war, dass in den Jahren 2007 und 2008 in mindestens einer Stunde 25 MW oder mehr in das Netz der Allgemeinen Versorgung eingespeist wurde.

<sup>27</sup> Hierbei handelt es sich um das Pumpspeicherkraftwerk Vianden in Luxemburg, die Kraftwerksgruppe Sellrain-Silz mit den Speicherkraftwerken Kühtai und Silz, das Speicherkraftwerk Kautertal sowie die Vorarlberger Illwerke.

<sup>28</sup> Die erfassten Importe wurden um die Strommengen bereinigt, die in ausländischen Kraftwerken erzeugt wurden, es sei denn, die im Ausland gelegenen Kraftwerke waren direkt in das deutsche Stromnetz eingebunden oder mit Direktleitungen angebunden.

Tabelle 7: Liste der 25 größten deutschen Kraftwerke

Rang	Kraftwerk	Betreiber	Art	Leistung in MW
1.	Niederaußem	RWE	Braunkohle	3.864
2.	Jänschwalde	Vattenfall	Braunkohle	3.000
3.	Gundremmingen	RWE / E.ON	Kernkraft	2.572
4.	Frimmersdorf	RWE	Braunkohle	2.413
5.	Biblis	RWE	Kernkraft	2.407
6.	Philippsburg	EnBW	Kernkraft	2.384
7.	Weisweiler	RWE	Braunkohle	2.285
8.	Isar I + II	E.ON	Kernkraft	2.278
9.	Neckarwestheim	EnBW	Kernkraft	2.240
10.	Voerde	Staeg / RWE	Steinkohle	2.222
11.	Neurath	RWE	Braunkohle	2.205
12.	Scholven	RWE / E.ON	Steinkohle / Öl	2.056
13.	Großkrotzenburg	E.ON	Steinkohle	2.000
14.	Boxberg	Vattenfall	Braunkohle	1.900
15.	Lippendorf	Vattenfall	Braunkohle	1.840
16.	Gersteinwerk	RWE	Steinkohle / Gas	1.680
17.	Schwarze Pumpe	Vattenfall	Braunkohle	1.600
18.	Brokdorf	Vattenfall / E.ON	Kernkraft	1.370
19.	Grohnde	E.ON	Kernkraft	1.360
20.	Grafenrheinfeld	E.ON	Kernkraft	1.345
21.	Unterweser	E.ON	Kernkraft	1.345
22.	Emsland	E.ON	Kernkraft	1.329
23.	Krümmel	Vattenfall	Kernkraft	1.260
24.	Rheinhafen-	EnBW	Gas	1.260
25.	Altbach/Deizisau	EnBW	Steinkohle	1.200
<b>Gesamtleistung</b>				<b>49.415</b>

Würden diese 25 Kraftwerke mit unterstellten 7.800 Benutzungsstunden einspeisen, deckten sie mit ca. 385 TWh bereits über 64 % der deutschen Stromnachfrage von insgesamt ca. 600 TWh ab.

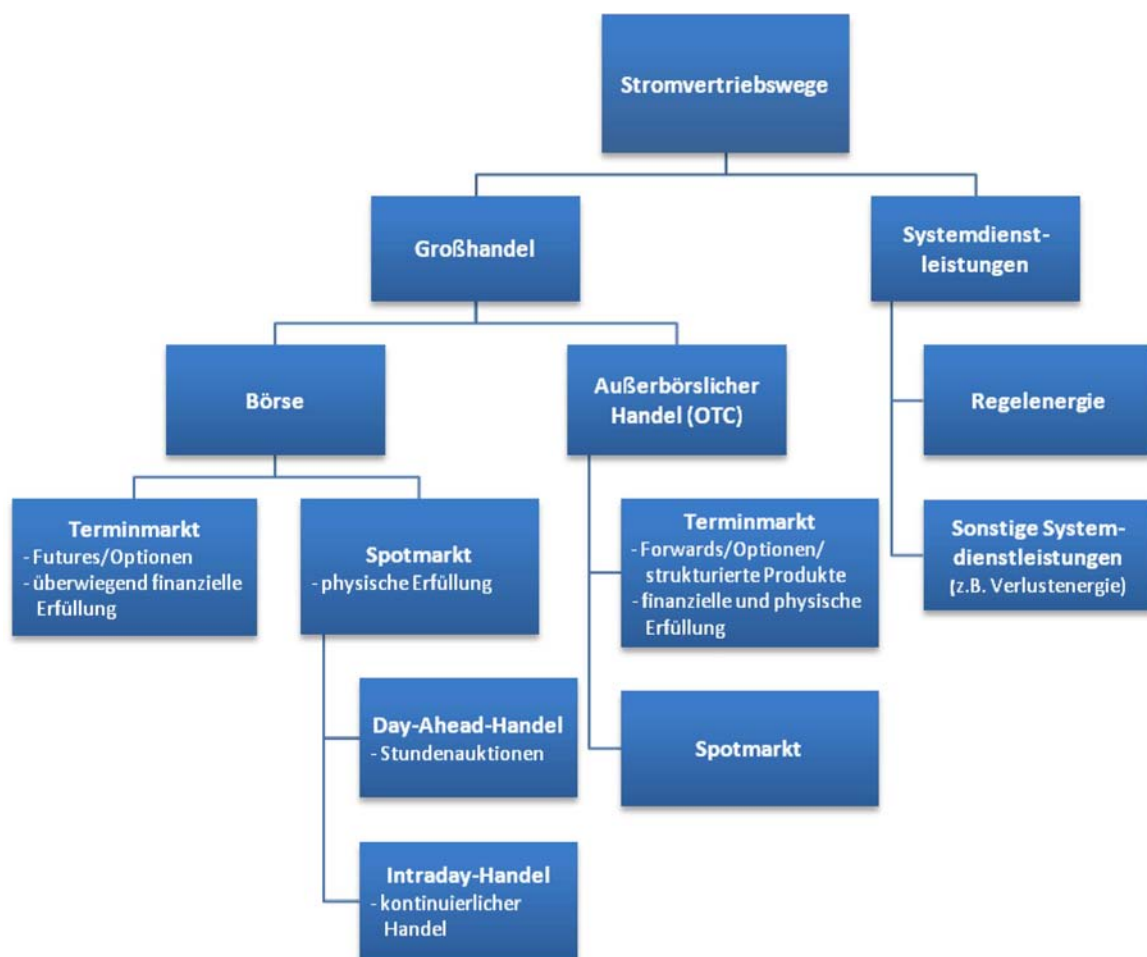
### III. Stromhandel und –vertrieb

Strom stellt zunächst für die weitaus meisten Nachfrager auf dem Markt für Stromgroßhandel ein vollständig homogenes Gut dar. Es kommt für den durchschnittlichen Marktteilnehmer nicht darauf

an, auf Basis welcher Erzeugungstechnologie der bezogene Strom produziert wurde. Auch die Identität des den Strom verkaufenden Vertragspartners spielt in der Regel für die Kaufentscheidung keine Rolle.<sup>29</sup> Insofern kann davon ausgegangen werden, dass der zu einem bestimmten Zeitpunkt erzeugte und verbrauchte Strom einen einheitlichen Preis hat. Gleichwohl können Stromerzeuger den von ihnen produzierten Strom über eine ganze Reihe von Vertriebswegen vermarkten. Diese Vertriebswege unterscheiden sich in erster Linie hinsichtlich des Zeitpunktes des Verkaufs, der Abwicklungsmodalitäten des jeweiligen Geschäfts oder der notwendigen Flexibilität der Erzeugung, aber auch hinsichtlich der zugrundeliegenden Preisbildungsmechanismen.

Die folgende Darstellung gibt einen Überblick über die wichtigsten Vertriebswege für Strom:<sup>30</sup>

Abbildung 9: Stromvertriebswege



Quelle: eigene Darstellung

<sup>30</sup> Dabei müssen die zum Zwecke der Übersichtlichkeit gegliederten Vertriebswege nicht zwingend sachlich eigenständige Märkte im Sinne des Wettbewerbsrechts darstellen.

## 1. Außerbörslicher Handel (Over-the-Counter-Handel)

Über den Over-the-Counter-Handel (OTC) wird der weitaus größte Teil der deutschen Stromerzeugung gehandelt.<sup>31</sup> Der OTC-Handel bezeichnet den außerbörslichen, nicht-standardisierten Handel, der bilateral zwischen Handelspartnern stattfindet und häufig unter Einbeziehung von Intermediären, wie etwa Brokern, abgewickelt wird. Das Kontrahentenausfallrisiko tragen grundsätzlich die jeweiligen Handelspartner.<sup>32</sup> Die Identität des Kontrahenten ist bereits im Vorfeld des Handels bekannt oder wird – im Falle des Handels über einen Intermediär – nach Abschluss des Handels bekannt.

Beim OTC-Handel kann man nach den Zeiträumen der Erfüllung der jeweiligen Geschäfte den Spotmarkt und den Terminmarkt unterscheiden. Im Spotmarkt werden vor allem Kontrakte gehandelt, die eine kurzfristige Erfüllung, etwa innerhalb einer einzelnen Stunde des laufenden oder des kommenden Tages, vorsehen. Die Erfüllung erfolgt meist unmittelbar als Ware gegen Geld, also physisch.

Die auf dem Terminmarkt gehandelten Forwards sehen eine Erfüllung in weiter in der Zukunft liegenden Zeiträumen vor. Typische Forwards beziehen sich auf Quartals- oder Jahreslieferungen einer bestimmten Strommenge. Die Erfüllung der Geschäfte kann sowohl physisch als auch finanziell erfolgen.

Während der OTC-Handel ursprünglich stark von physischen Handelsinteressen dominiert wurde, treten inzwischen u.a. durch die Einrichtung von Internetplattformen mit offenen Orderbüchern insbesondere im Terminhandel neben Stromerzeugern, großen Stromverbrauchern und Weiterverteilern auch Spekulanten als Marktteilnehmer auf.

## 2. Börslicher Handel

Beim Handel über die Börse werden standardisierte Produkte gehandelt. Die Handelsteilnehmer schließen die Kontrakte direkt mit der Börse ab. Die abgeschlossenen Geschäfte werden gecleart, womit das Kontrahentenrisiko für die Handelsteilnehmer entfällt. Der Handel erfolgt vollständig anonym.

Eine der liquidesten Strombörsen Europas ist die EEX mit Sitz in Leipzig. Beim Börsenhandel kann, analog zum außerbörslichen Handel, zwischen dem kurzfristigen Spothandel und dem längerfristig orientierten Terminhandel unterschieden werden. Die EEX bot im Analysezeitraum verschiedene

---

<sup>31</sup> Im Jahre 2009 wurden laut RWE in Deutschland gut 3.100 TWh außerbörslich gehandelt. Dabei ist zu beachten, dass diese Menge die tatsächliche Erzeugung und den Verbrauch in Deutschland deutlich übersteigt, da Strom bis zum tatsächlichen Erfüllungszeitpunkt mehrfach gehandelt werden kann.

<sup>32</sup> Allerdings ist auch ein Clearing für OTC-Geschäfte möglich. Beim OTC-Clearing wird eine Clearingbank Handelspartner für alle Verträge und deckt das Kontrahentenrisiko für eine Gebühr ab.



Termin- und Spotmarktprodukte an.<sup>33</sup> Dabei bilden die vier deutschen Regelzonen gemeinsam mit den österreichischen Regelzonen ein Marktgebiet mit einheitlichen Börsenpreisen.

Über die Börse wurden in Deutschland im Jahr 2009 über 1.100 TWh Strom gehandelt. Davon entfielen auf den Terminmarkt etwa 1.000 TWh. Über den Spotmarkt des in Paris angesiedelten Unternehmens EPEX Spot SE (EPEX) wurden im Rahmen des deutschen Stromgroßhandels rund 140 TWh verkauft<sup>34</sup>. Zwar wird damit nur ein relativ kleiner Teil des gesamten deutschen Stromverbrauchs über den Spotmarkt der Börse gehandelt. Der Day-Ahead Spotpreis hat jedoch eine besondere Referenzfunktion für den deutschen Strommarkt. Gründe hierfür sind vor allem das hohe Maß an Wahrnehmbarkeit und die Arbitragemöglichkeiten zwischen den einzelnen Vertriebswegen. Wenn nämlich die Möglichkeit besteht an der Börse zu handeln, wird kein Marktteilnehmer einen Preis akzeptieren, der zu seinen Ungunsten vom Börsenpreis abweicht. Grundsätzlich kann davon ausgegangen werden, dass der Spotpreis, wie er sich an der Börse ergibt, sowohl für den Kraftwerkseinsatz als auch für den Handel mit Strom als Referenzpreis eine wichtige Rolle spielt.<sup>35</sup>

Am Terminmarkt der Börse werden Futures und Optionen im fortlaufenden Handel gehandelt. Die Erfüllung erfolgt überwiegend finanziell, wobei eine physische Erfüllung grundsätzlich möglich ist. Bezüglich der Fälligkeiten der finanziell abgewickelten Futures werden Kontrakte für den aktuellen und die kommenden neun Monate, die nächsten elf Quartale und die nächsten sechs Jahre gehandelt.<sup>36</sup> Die folgende Abbildung 10 zeigt beispielhaft den Kursverlauf des Phelix Baseload Year Futures Cal12 an der Strombörse für das deutsche Marktgebiet bis zum 13.8.2010.

---

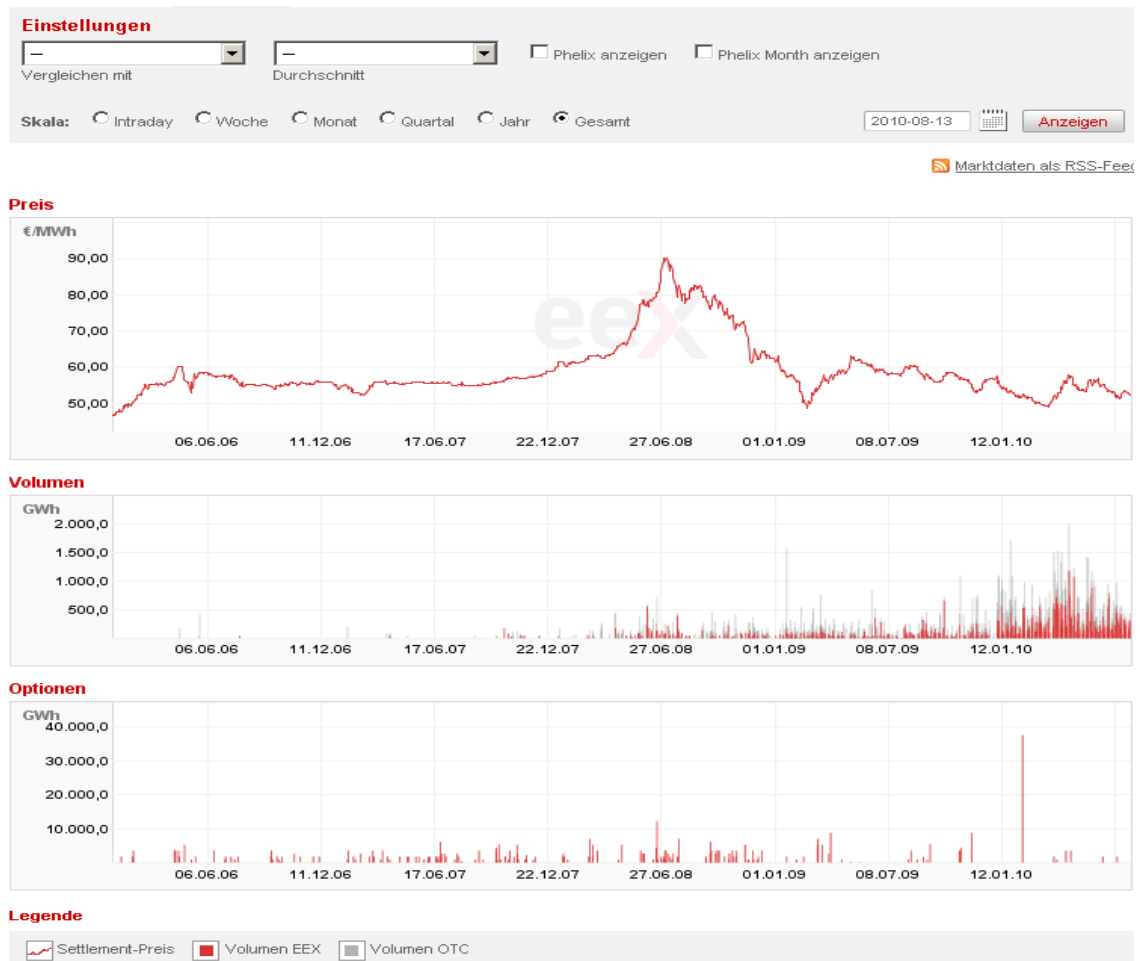
<sup>33</sup> Das deutsche Spotgeschäft wird seit 2008/2009 über die EPEX Spot SE, Paris, einer 50 %igen Tochtergesellschaft der European Energy Exchange AG und der französischen Powernext AG abgewickelt.

<sup>34</sup> Der gesamte deutsche Stromverbrauch betrug 2009 rund 520 TWh. Der Unterschied zwischen Handelsvolumina und physischem Stromverbrauch resultiert vor allem daraus, dass Strommengen im Zeitablauf mehrfach gehandelt werden können.

<sup>35</sup> Vgl. Ockenfels et al., Strommarktdesign – Preisbildungsmechanismus im Auktionsverfahren für Stromstundenkontrakte an der EEX, Gutachten im Auftrag der European Energy Exchange AG vom 11.3.2008, S. 4.

<sup>36</sup> Bei Optionen die nächsten fünf Monate, sechs Quartale und drei Jahre.

Abbildung 10: Preise und Handelsvolumina des Phelix Baseload Year Future (Cal12) an der EEX



Quelle: EEX, <http://www.eex.com/de/Marktdaten/Handelsdaten/Strom/>

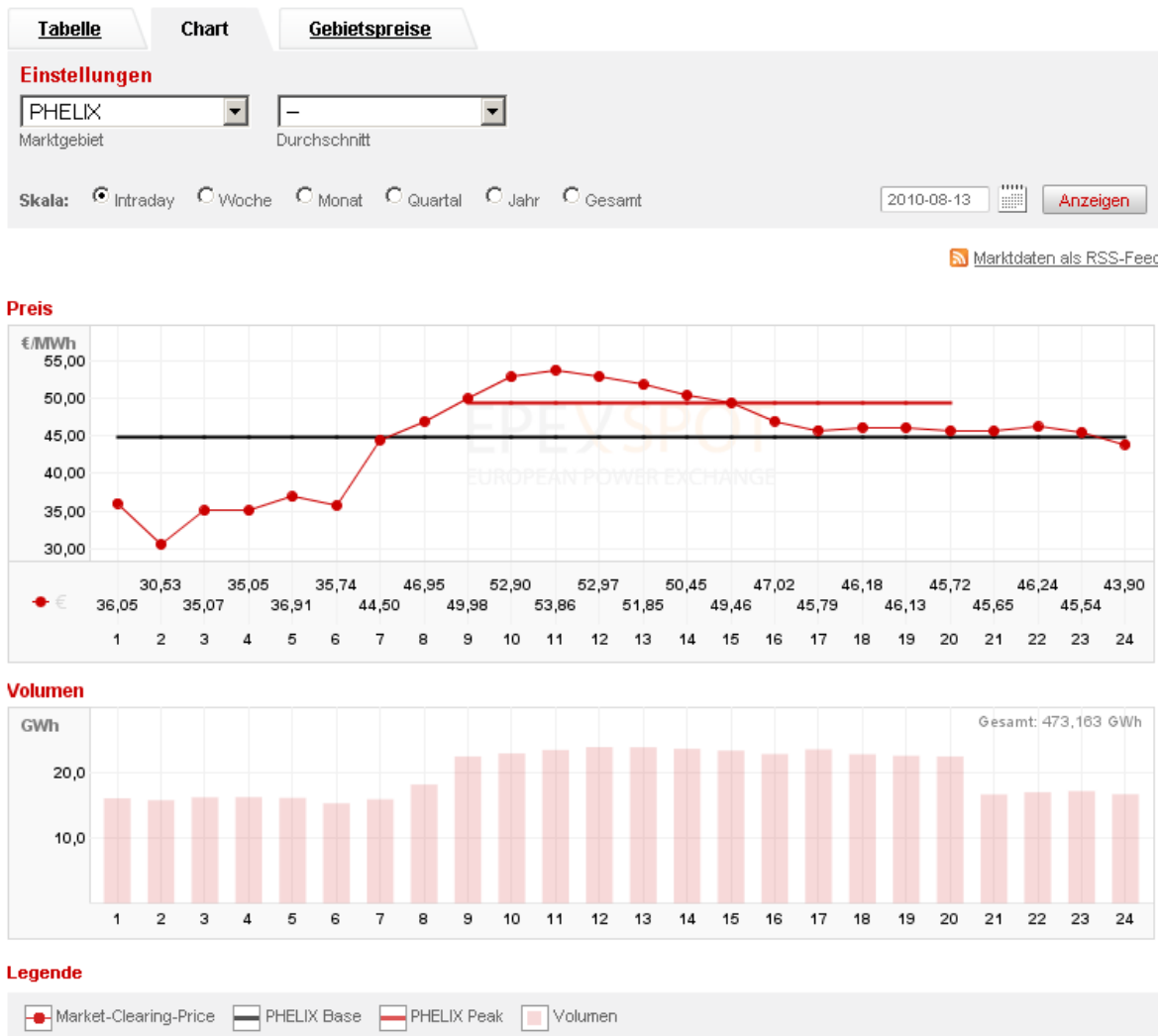
Terminmärkte dienen in erster Linie der Absicherung beider Marktseiten – der Erzeuger auf der einen und der Weiterverteiler sowie großen Stromverbraucher auf der anderen Seite – gegen das Preisänderungsrisiko. Viele Stromerzeuger verkaufen einen wesentlichen Teil ihrer erzeugten Strommengen bereits weit im Voraus des Erfüllungszeitpunktes auf Termin, um sich von den oftmals recht großen Preisschwankungen am Spotmarkt unabhängiger zu machen. Allerdings nehmen neben Unternehmen, die ein Interesse an der Risikoabsicherung ihres Kerngeschäftes haben, auch Spekulanten am Terminhandel teil, die von unterschiedlichen Markterwartungen und Preisschwankungen profitieren wollen. Die finanzielle Erfüllung von Termingeschäften erleichtert den Zugang von Marktakteuren, die kein Interesse an einer physischen Stromlieferung haben, zu den Stromterminmärkten. Zu diesen gehören in den vergangenen Jahren z.B. vermehrt auch Banken.

Der Spotmarkt umfasst den Day-Ahead-Markt und den Intraday-Markt. Im Rahmen des Day-Ahead-Handels finden täglich um 12 Uhr Stundenauktionen für physische Lieferungen in den 24 Stunden des kommenden Tages statt. Die Gebote können seit dem 1.9.2008 in der Spanne zwischen -3.000

€/MWh und 3.000 €/MWh abgegeben werden. Zuvor waren ausschließlich die Abgabe von Geboten zwischen 0 €/MWh und 3.000 €/MWh möglich. Bei den Stundenauktionen handelt es sich um Einheitspreisauktionen, d.h. alle gehandelten Einheiten werden zu einem einheitlichen Markträumungspreis ge- und verkauft. In den Auktionen können sowohl Gebotsfunktionen (die Abgabe erfolgt über sogenannte Bidding-Sheets, die es ermöglichen bis zu 200 Preis-Mengenkombinationen einzutragen) für jede einzelne Stunde als auch für bestimmte Stundenblöcke abgegeben werden, die mehrere aufeinanderfolgende Stunden umfassen. Neben einigen von der Börse definierten Standardblöcken können auch benutzerdefinierte Blöcke angeboten werden. Die Blockgebote werden nach dem Prinzip „alles oder nichts“ ausgeführt, so dass ein Block entweder für alle angebotenen Stunden oder in keiner Stunde ausgeführt wird.

Abbildung 11 zeigt beispielhaft für den 13.8.2010 die Ergebnisse der Day-Ahead-Spotmarktauktion an der Strombörse EPEX für das Marktgebiet Deutschland/Österreich. Im unteren Teil der Abbildung sind die gehandelten Volumina ersichtlich.

Abbildung 11: Ergebnisse der Day-Ahead-Spotmarktauktionen für den 13.8.2010 an der EPEX



Quelle: EEX, <http://www.eex.com/de/Marktdaten/Handelsdaten/Strom/>

Nach Abgabe der Gebote werden diese aggregiert und zu linear interpolierten Kaufs- und Verkaufskurven umgewandelt. Blockgebote werden dabei zunächst als unlimitierte Gebote einbezogen. Der Marktpreis ergibt sich aus dem Schnittpunkt dieser beiden Kurven. In einem weiteren Schritt werden anschließend sukzessiv diejenigen Blockgebote ausgeschlossen, die bei den im ersten Schritt ermittelten Börsenpreisen den höchsten Verlust machen würden. Blockgebote werden letztlich nur dann ausgeführt, wenn sie insgesamt einen Preis erzielen, der über der

Preisforderung liegt. Das kann dazu führen, dass ganze Blockgebote abgewiesen werden, auch wenn sie in einzelnen Stunden durchaus hätten bedient werden können.<sup>37</sup>

Im Intraday-Markt erfolgt ein kontinuierlicher Handel für eine Stromlieferung am selben oder nächsten Tag. Gebote können – ähnlich dem Day-Ahead-Markt – für einzelne Stunden oder bestimmte Blöcke abgegeben werden, wobei jede Stunde und jeder Block bis 75 Minuten vor Lieferbeginn gehandelt werden kann. Ab 15 Uhr jeden Tages können sämtliche Stunden des Folgetages gehandelt werden. Die Preisspanne, innerhalb der Gebote abgegeben werden können, beträgt -9.999 €/MWh und 9.999 €/MWh.

### 3. Regelenergie

Ein Teil der Kraftwerkskapazitäten wird von den Erzeugungsunternehmen nicht im Stromgroßhandel, sondern als Regelenergie an die Übertragungsnetzbetreiber vermarktet.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben die Aufgabe, das Leistungsgleichgewicht zwischen Stromerzeugung und -abnahme ständig aufrecht zu erhalten. Ungleichgewichte können sich sowohl auf der Abnehmerseite aus Ungenauigkeiten der Lastprognose als auch auf der Seite der Erzeugung durch Kraftwerksausfälle oder die unstete EEG-Einspeisung ergeben. Um das Leistungsgleichgewicht jederzeit gewährleisten zu können, benötigen die Übertragungsnetzbetreiber von den Erzeugungsunternehmen positive und negative Regelenergie. Durch den Einsatz positiver Regelenergie wird dem Stromnetz im Falle eines Leistungsmangels, d.h. einer Unterspeisung, elektrische Energie zugeführt. Durch den Einsatz negativer Regelenergie wird dem Stromnetz im Falle eines Leistungsüberschusses, d.h. einer Überspeisung, elektrische Energie entzogen.

Es gibt drei verschiedene Qualitäten von Regelenergie – Primärregelung, Sekundärregelung sowie Minutenreserve - die sich hinsichtlich des Abrufprinzips und ihrer zeitlichen Aktivierung unterscheiden. Die **Primärregelung** greift innerhalb von 30 Sekunden bei Frequenzabweichungen ein, die größer als 10 mHz sind. Der Einsatz erfolgt vollautomatisiert durch den Primärregler, der sich in den Erzeugungseinheiten der Primärregelungsanbieter befindet. Die **Sekundärregelung** löst die Primärregelung ab. Sie dient dazu, innerhalb von fünf Minuten die Frequenz auf ihren Sollwert zurückzuführen. Die Aktivierung erfolgt durch den zentralen Leistungs-Frequenz-Regler der jeweiligen Regelzone. Die **Minutenreserve** wird bei länger andauernden Störungen im Netz hinzu geschaltet. Sie wird telefonisch durch den jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber abgerufen. Ihre vollständige Aktivierung erfolgt binnen 15 Minuten. Sie ist ein Fahrplanprodukt, d.h. sie wird durch Bandlieferung à 15 Minuten erbracht.

---

<sup>37</sup> Vgl. z. B. Ockenfels et al., Strommarktdesign – Preisbildungsmechanismus im Auktionsverfahren für Stromstundenkontrakte an der EEX, Gutachten im Auftrag der European Energy Exchange AG, 11.3.2008, S. 7 ff.

Gemäß § 6 Abs. 1 Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) sind die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, die jeweilige Regelenergieart im Rahmen einer gemeinsamen regelzonenübergreifenden anonymisierten **Ausschreibung über eine Internetplattform** zu beschaffen. Die Ausschreibungsmodalitäten wurden von der Bundesnetzagentur festgelegt.<sup>38</sup> Danach wird die Minutenreserve seit dem 1.12.2006, die Primärregelung und die Sekundärregelung seit dem 1.12.2007 im Zuge einer gemeinsamen Ausschreibung der Übertragungsnetzbetreiber über die Internetplattform [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net) beschafft. Während die Minutenreserve täglich ausgeschrieben wird,<sup>39</sup> werden die Primärregelung<sup>40</sup> und die Sekundärregelung<sup>41</sup> monatlich ausgeschrieben. Bei den Auktionen handelt es sich um Gebotspreisauktionen (Pay-as-Bid-Auktionen). Die Zuschlagerteilung erfolgt auf der Basis des Leistungspreises, beim Abruf der Minutenreserve und der Sekundärregelung fällt zusätzlich ein Arbeitspreis an.

**Anbieter** bei den Ausschreibungen sind sowohl Kraftwerksbetreiber als auch Stromkunden (abschaltbare Einheiten). Um bei den Ausschreibungen als Anbieter teilnehmen zu können, ist eine Präqualifikation der jeweiligen technischen Einheit erforderlich.

Der **ausgeschriebene Bedarf an Regelleistung** aller deutschen Übertragungsnetzbetreiber belief sich im Jahr 2007 auf 660-661 MW Primärregelung, 2.200-2.470 MW negativer Sekundärregelung, 3.030-3.350 MW positiver Sekundärregelung, 1.800-2.250 MW negativer Minutenreserve und 2.760-3.420 MW positiver Minutenreserve<sup>42</sup>, im Jahr 2008 auf 660-661 MW Primärregelung, 2.340-2.470 MW negativer Sekundärregelung, 2.860-3.050 MW positiver Sekundärregelung, 1.559-2.090 MW negativer Minutenreserve und 2.668-3.440 MW positiver Minutenreserve.<sup>43</sup> Infolge der Einführung einer einheitlichen Berechnungsmethodik für die Sekundärregelung und die Minutenreserve durch das von der Bundesnetzagentur in Auftrag gegebene Gutachten zur Höhe des Regelenergiebedarfs<sup>44</sup> sowie der Einführung des Netzregelverbunds<sup>45</sup> hat sich der ausgeschriebene Bedarf an Regelenergie mittlerweile verringert.

---

<sup>38</sup> Vgl. Bundesnetzagentur, Beschluss vom 29.8.2006, Az. BK6-06-012; Bundesnetzagentur, Beschluss vom 31.8.2007, Az. BK6-06-065; Bundesnetzagentur, Beschluss vom 31.8.2007, Az. BK6-06-066.

<sup>39</sup> In sechs Zeitscheiben à vier Stunden getrennt nach positivem und negativem Regelenergiebedarf.

<sup>40</sup> Nicht getrennt nach positivem und negativem Regelenergiebedarf.

<sup>41</sup> In zwei Zeitscheiben (Haupt- und Nebenzeit) getrennt nach positiven und negativem Regelenergiebedarf.

<sup>42</sup> Vgl. Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2008, S. 48.

<sup>43</sup> Vgl. Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2009, S. 35.

<sup>44</sup> Vgl. Consentec, Gutachten zur Höhe des Regelenergiebedarfs, Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur vom 10.12.2008, abrufbar unter <http://www.bundesnetzagentur.de/cae/servlet/contentblob/102556/publicationFile/5861/Gutachten%20zur%20H%C3%B6he%20des%20Regelenergiebedarfes.pdf>.

<sup>45</sup> Vgl. Bundesnetzagentur, Beschluss vom 16.3.2010, Az. BK6-08-111.

Die Kosten der Regelleistungsvorhaltung (777 Mio. € im Jahr 2007 und 810 Mio. € im Jahr 2008)<sup>46</sup> werden über die Netzentgelte auf die Netznutzer umgelegt. Die Kosten der Regelarbeit tragen die Bilanzkreisverantwortlichen über die von ihnen jeweils in Anspruch genommene Ausgleichsenergie.

#### 4. Internationale Vernetzung: Import und Export

Das deutsche Stromnetz ist darüber hinaus über internationale Kuppelstellen, bzw. Interkonnektoren mit dem Stromnetz der meisten Nachbarstaaten verbunden. Laut des European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) gab es im Sommer 2007 eine Net Transfer Capacity (NTC) nach Deutschland von rund 18.000 MW.<sup>47</sup>

Allerdings konnte nach den Angaben der deutschen Übertragungsnetzbetreiber im Berichtszeitraum in keiner Stunde ein Nettoimport von mehr als 6.545 MWh<sup>48</sup> beobachtet werden, obwohl davon auszugehen ist, dass in einzelnen Stunden ein ausreichend großer ökonomischer Anreiz bestanden haben muss, die Importkapazitäten nach Deutschland vollständig auszunutzen. Der höchste im Berichtszeitraum beobachtete Preis am deutschen Day-Ahead-Markt betrug im Berichtszeitraum 821,90 €<sup>49</sup>. Zum gleichen Zeitpunkt wurde kein höherer Preis an den Börsen der wichtigsten Nachbarländer beobachtet. Eine solche Konstellation sollte grundsätzlich dazu führen, dass die Importkapazitäten nach Deutschland weitestgehend genutzt werden, es sei denn, es kommt zu einer Nivellierung des Preisniveaus mit einem oder mehreren Nachbarn. Das Bundeskartellamt sieht hierin ein Indiz, dass nach wie vor erhebliche Friktionen bestehen, die verhindern, dass die NTC kurzfristig in vollem Umfang genutzt werden. Die wettbewerbliche Würdigung dieser Umstände erfolgt in einem späteren Abschnitt.

#### IV. Strompreisbildung und Kraftwerkseinsatzsteuerung

Vor Beginn der Liberalisierung erfolgte die Stromerzeugung im Wesentlichen durch eine reine Laststeuerung der zur Verfügung stehenden Erzeugungskapazitäten. Vorrangige Aufgabe der Erzeuger war es, die erzeugte Leistung dem jeweils aktuellen Stromverbrauch anzupassen. Im Rahmen der Liberalisierung des Strommarktes erfolgte eine Umstellung des Kraftwerkseinsatzes auf eine stärker an Marktpreisen orientierte Kraftwerkseinsatzsteuerung.<sup>50</sup> Demnach erfolgt der Einsatz

---

<sup>46</sup> Vgl. Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2009, S. 34.

<sup>47</sup> Die ENTSO-E definiert die NTC als „the maximum exchange programme between two areas compatible with security standards applicable in both areas and taking into account the technical uncertainties on future network conditions.“, vgl.

[https://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/\\_library/ntc/entsoe\\_transferCapacityDefinitions.pdf](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/ntc/entsoe_transferCapacityDefinitions.pdf).

<sup>48</sup> Dieser Wert wurde am 23.7.2007 in der Stunde von 11 bis 12 Uhr erreicht. Die Exporte betragen in dieser Stunde in dieser Stunde 2.219 MWh, die Importe 8.764 MWh.

<sup>49</sup> Dieser Preis wurde am 15.11.2007 für die Stundenauktion von 17 bis 18 Uhr notiert.

<sup>50</sup> Vgl. Curtius, Kraftwerkseinsatz und Erzeugungsvermarktung, in Bartsch et al., Stromwirtschaft – Ein Praxishandbuch, 2. Auflage 2008, S. 423.

eines Kraftwerks immer dann, wenn die durch den Einsatz entstehenden (Mehr-)Kosten mindestens durch den erzielbaren Preis gedeckt werden.

## 1. Preisbildung nach Grenzkosten

Unter den Voraussetzungen vollkommenen Wettbewerbs würde im Gleichgewicht der erzielbare Preis den Grenzkosten entsprechen. Grenzkosten sind diejenigen Kosten, die durch die Produktion einer weiteren Einheit eines Gutes entstehen. Bei der Stromerzeugung werden die Grenzkosten sowohl durch die variablen Kosten der Produktion einer zusätzlichen Einheit, also beispielsweise die Kosten des zusätzlichen Brennstoffeinsatzes, als auch durch Opportunitätskosten bestimmt.<sup>51</sup> Nach dem Konzept der Opportunitätskosten sind bei einer ökonomischen Entscheidung grundsätzlich diejenigen Kosten einzubeziehen, die den entgangenen Nutzen, den ein eingesetzter Faktor in einer alternativen Verwendung gestiftet hätte, bewerten. Die korrekte Einbeziehung von Opportunitätskosten gewährleistet eine volkswirtschaftlich optimale Allokation von Ressourcen. Die Investitionskosten und die übrigen Fixkosten des Betriebs eines Kraftwerkes sind hingegen für die kurzfristige Einsatzentscheidung irrelevant, da sie durch die Einsatzentscheidung nicht beeinflusst werden. Insbesondere die Investitionskosten sind im Wesentlichen irreversibel und daher hinsichtlich der kurzfristigen Einsatzentscheidung als versunkene Kosten anzusehen.

Bei funktionierendem Wettbewerb agieren alle Marktteilnehmer als Preisnehmer.<sup>52</sup> Der Marktpreis wird als gegeben akzeptiert und die Marktteilnehmer passen lediglich die von ihnen abgenommene oder angebotene Menge an den Marktpreis an. Durch ein solches Verhalten wird das gesamtwirtschaftliche Wohlfahrtsoptimum erreicht. Ein gewinnmaximierender Anbieter wird unter diesen Bedingungen stets die Angebotsmenge seines Produkts so lange ausweiten, bis die Grenzerlöse den Grenzkosten entsprechen. In einem vollkommenen Markt wäre es für jeden Anbieter rational, seine Erzeugungskapazitäten zu den jeweiligen Grenzkosten anzubieten.<sup>53</sup> Liegt der Marktpreis über den Grenzkosten seines teuersten Kraftwerks, wird ein Anbieter seine vorhandenen Kapazitäten in vollem Umfang im Markt anbieten. Bezogen auf den Gesamtmarkt müsste der sich einstellende Strompreis im Ergebnis dann den Grenzkosten des teuersten zur Lastdeckung notwendigen Kraftwerks im Markt (des Grenzkraftwerks) entsprechen. Alle infra-marginalen Kraftwerke mit entsprechend niedrigeren Grenzkosten als das jeweils einschlägige, zur Deckung der Nachfrage erforderliche Grenzkraftwerk erzielen aufgrund des Gesetzes eines einheitlichen

---

<sup>51</sup> Zur Ermittlung der Grenzkosten verschiedener Kraftwerksarten s. auch Abschnitt. E.II.2.

<sup>52</sup> Vgl. Kerber/Schwalbe, Ökonomische Grundlagen des Wettbewerbsrechts, in Hirsch et al., Münchner Kommentar zum Europäischen und Deutschen Wettbewerbsrecht, Bd.1, 2007, Rn. 1068-1081.

<sup>53</sup> Bei einem Angebot unterhalb der Grenzkosten liefe ein Anbieter Gefahr einen negativen Deckungsbeitrag im unten beschriebenen Sinne zu erwirtschaften. Böte ein Anbieter oberhalb seiner Grenzkosten, bestünde die Gefahr, dass ein Kraftwerk, das sich im Geld befindet und daher einen positiven Deckungsbeitrag erwirtschaften könnte, nicht zum Zuge kommt.



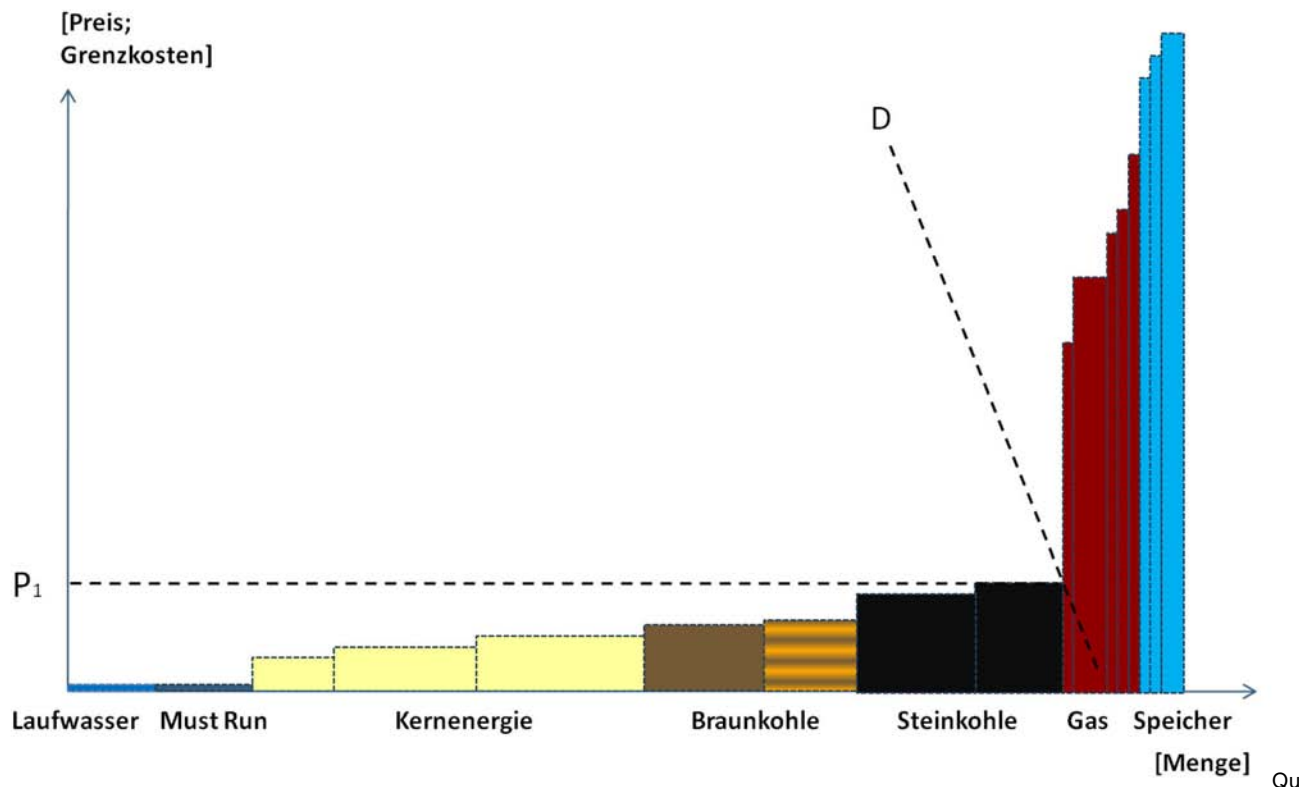
Marktpreises auch bei vollkommenem Wettbewerb allerdings durchaus Preise, die oberhalb der jeweiligen kraftwerks- oder anbieterspezifischen Grenzkosten liegen können. Insoweit kann die Erzielung eines über den Grenzkosten eines bestimmten Kraftwerks liegenden Preises durch einzelne Anbieter nicht per se als Hinweis auf Marktmacht gewertet werden. Allerdings kann eine Abweichung von der auf den Markt insgesamt bezogenen Regel, dass bei vollkommenem Wettbewerb bezogen auf das teuerste und daher zuletzt zugeschaltete Grenzkraftwerk die Grenzkosten dem Marktpreis entsprechen müssen, auf das Vorliegen von Marktmacht hindeuten und als Indiz für fehlenden Wettbewerb gewertet werden.

Der deutsche Strommarkt ist durch einen komplexen Kraftwerkspark gekennzeichnet. Grund hierfür ist zum einen die tageszeitlich und saisonal stark schwankende Nachfrage nach Strom und zum anderen dessen Nichtspeicherbarkeit. Dies führt dazu, dass zur Deckung der verschiedenen Lasten technisch stark unterschiedliche Kraftwerke mit entsprechend unterschiedlicher Kostenstruktur eingesetzt werden. So werden zur Deckung der durchgehend erforderlichen Grundlast Kraftwerke eingesetzt, die aufgrund der großen notwendigen Investitionen zwar hohe Investitionskosten verursachen, dafür aber bei der Erzeugung relativ geringe Grenzkosten aufweisen, während die Spitzenlast eher mit flexibel fahrbaren Kraftwerken gedeckt wird, deren Investitionskosten relativ geringer sind, die aber im Betrieb verhältnismäßig hohe Grenzkosten verursachen. Die folgende Abbildung veranschaulicht die Grenzkostenkurve des deutschen Kraftwerksparks zu einem bestimmten Zeitpunkt.<sup>54</sup>

---

<sup>54</sup> Zur besseren Anschaulichkeit wurden konstante Grenzkostenverläufe bei den einzelnen Kraftwerken unterstellt.

Abbildung 12: Schematische Darstellung der Merit Order



Quelle: eigene Darstellung

Der für den Kraftwerkseinsatz relevante erzielbare Marktpreis ist in Deutschland der sich an der EEX bzw. EPEX ergebende Day-Ahead-Spotmarktpreis. Der Strompreis  $P_1$  ergibt sich aus dem Schnittpunkt zwischen der Angebotskurve und der Nachfrage (D). Das teuerste gerade noch zur Lastdeckung notwendige Kraftwerk setzt mit seinen Grenzkosten den Marktpreis für alle Anbieter. Die Kraftwerke links des Schnittpunkts von Angebot und Nachfrage werden für die Stromerzeugung eingesetzt (infra-marginale Kraftwerke und das Grenzkraftwerk), während die Kraftwerke rechts des Schnittpunkts Grenzkosten aufweisen, die über dem erzielbaren Preis liegen und somit von den Anbietern nicht genutzt werden.

An der Strombörse können Anbieter am Day-Ahead-Spotmarkt für die 24 Stunden des Folgetages ein so genanntes Bidding Sheet abgeben, auf dem bis zu 200 Preis-Mengen-Kombinationen für den Handel an der Börse angegeben werden können. Aus diesen Angeboten aller Marktteilnehmer wird durch die Ordnung der Gebote der Höhe nach die Angebotsfunktion aggregiert. Unter den Bedingungen des Modells des vollkommenen Wettbewerbs sollten alle Anbieter physischer Erzeugungskapazitäten diese Kapazitäten zu den jeweiligen Grenzkosten anbieten. Ein Gebot unterhalb der Grenzkosten könnte dazu führen, dass ein Kraftwerk negative Deckungsbeiträge („Grenzwinn“) erwirtschaftet. Ein Angebot oberhalb der Grenzkosten birgt die Gefahr, dass ein

Kraftwerk, das positive Deckungsbeiträge erwirtschaften könnte, nicht zum Zuge kommt. Eine Abweichung vom Angebot einer Kraftwerkskapazität zu Grenzkosten wäre nur dann sinnvoll, wenn Marktmacht vorläge und das Unternehmen in der Lage wäre, insoweit als Preissetzer zu fungieren.

Im Hinblick auf das dargestellte Kalkül ist in terminologischer Hinsicht Folgendes anzumerken. In der mikroökonomischen Theorie beschreibt der Begriff des „Grenzgewinns“ den Gewinnzuwachs, den ein Anbieter mit dem Verkauf einer weiteren Produkteinheit erzielen kann. Dabei ist der Terminus „Gewinn“ jedoch nicht in einem betriebswirtschaftlichen Sinne (als „Bilanzgewinn“) zu verstehen. Vielmehr wird in der mikroökonomischen Analyse jeder Erlös über den Grenzkosten, der unter anderem zur Deckung, z.B. der für die Produktion erforderlichen Investitionskosten genutzt werden kann, als „Gewinn“ angesehen. Die betriebswirtschaftliche Perspektive ist an dieser Stelle eine andere. Der Begriff des „Deckungsbeitrags“ beschreibt in betriebswirtschaftlicher Hinsicht die Differenz zwischen dem erzielten Preis bzw. Erlös und den *variablen* Kosten der Herstellung einer Produkteinheit. In zahlreichen Fällen, insbesondere bei linearen Kostenverläufen, entsprechen die *variablen* Kosten der Herstellung einer Produkteinheit zwar (weitestgehend) den Grenzkosten, so dass auch in empirischen Analysen zum Teil die variablen Kosten als Näherungswert für die Grenzkosten Verwendung finden. Für den Bereich der Stromerzeugung ist jedoch – nicht zuletzt aufgrund der mit dem An- und Abfahren eines Kraftwerks verbundenen Kosten – nicht von strikt linearen Kostenverläufen auszugehen. Streng genommen kann daher auch nicht davon ausgegangen werden, dass bei einem Preis oberhalb der Grenzkosten im betriebswirtschaftlichen Sinne positive „Deckungsbeiträge“ erwirtschaftet werden. Diese Terminologie hat sich jedoch in der Branche inzwischen auch bei einer auf Grenzkosten abstellenden Analyse weitgehend durchgesetzt. Ihr wird daher im Folgenden weitgehend gefolgt. Soweit die Unterscheidung zwischen variablen Kosten und Grenzkosten für die Argumentation im Einzelnen von Bedeutung ist, wird jedoch im Einzelfall gegebenenfalls auch auf den Begriff des „Grenzgewinns“ zurückgegriffen.

## 2. Kraftwerkseinsatzsteuerung

Die Vermarktung der Kapazitäten eines Kraftwerksparks erfolgt im Rahmen des Erzeugungsportfoliomanagements über eine Reihe verschiedener Vertriebswege und in Form unterschiedlicher Produkte. Ziel des Erzeugungsportfoliomanagements ist es, die Differenz zwischen den erzielten Erlösen und den Kosten eines Kraftwerks innerhalb einer Periode zu maximieren.<sup>55</sup> Zur Erreichung dieses Ziels müssen in jedem Zeitpunkt genau diejenigen Kraftwerke betrieben werden, deren Grenzerlös (Marktpreis) die Grenzkosten übersteigen. Strom aus einem Kraftwerk kann bereits weit im Vorfeld des Erzeugungszeitpunktes über den Terminmarkt oder kurzfristiger über Spotmärkte

---

<sup>55</sup> Vgl. Curtius, Kraftwerkseinsatz und Erzeugungsvermarktung, in Bartsch et al., Stromwirtschaft – Ein Praxishandbuch, 2. Auflage 2008, S. 444 ff.

verkauft werden. Daneben bieten sich eher kapazitätsorientierte Vertriebsmöglichkeiten, wie etwa der Regelenergiemarkt oder die Reservevorhaltung für Dritte. Für den konkreten Kraftwerkseinsatz zu einem bestimmten Zeitpunkt ist jedoch regelmäßig der Preis maßgeblich, der sich am Day-Ahead-Spotmarkt ergibt.<sup>56</sup> Gründe hierfür sind vor allem das hohe Maß an Wahrnehmbarkeit des Spotmarktpreises und die Arbitragemöglichkeiten zwischen den einzelnen Vertriebswegen. Wenn nämlich die Möglichkeit besteht, an der Börse zu handeln, wird kein Marktteilnehmer einen Preis akzeptieren, der zu seinen Ungunsten vom Börsenpreis abweicht. Grundsätzlich kann davon ausgegangen werden, dass der Day-Ahead-Spotpreis, wie er sich an der Börse ergibt, sowohl für den kurzfristigen Kraftwerkseinsatz als auch für den Handel mit Strom als Referenzpreis eine wichtige Rolle spielt.<sup>57</sup> So wird beispielsweise ein Kraftwerksbetreiber auch bei langfristigen Lieferverpflichtungen ein eigenes Kraftwerk nicht zur Erfüllung dieser Verpflichtungen einsetzen, sofern er in der Lage ist, die Lieferverpflichtung durch ein Handelsgeschäft an der Börse günstiger zu erfüllen als es mit dem eigenen Kraftwerk der Fall ist. Insofern handelt es sich um eine klassische Make-or-Buy-Entscheidung.

Die folgende Abbildung 13 zeigt beispielhaft eine auf Basis der von der Beschlussabteilung mit dem DataSetViewer<sup>58</sup> erstellte Merit Order einer Stunde des Untersuchungszeitraums. Die erfasste Nettonetzeinspeisung IST betrug in dieser Stunde rund 78.941 MWh. Der Spotmarktpreis an der EEX betrug 122,94 €/MWh.

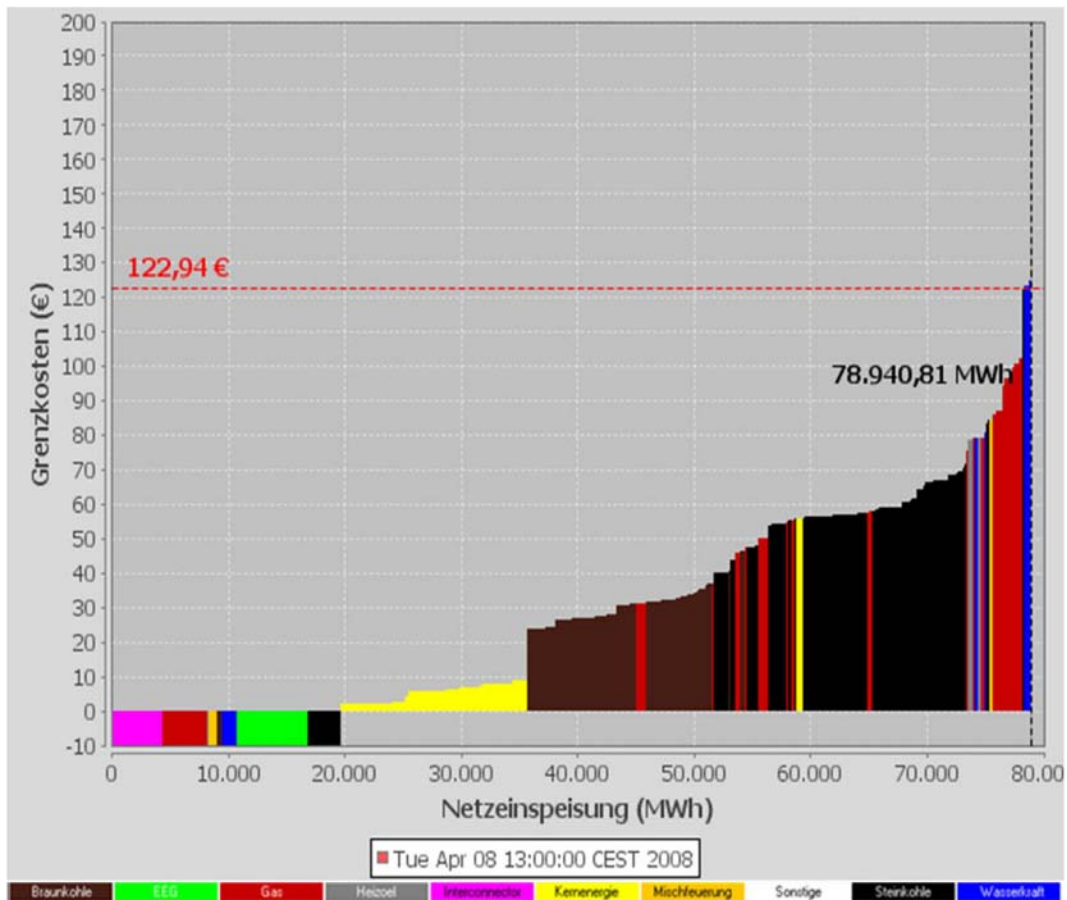
---

<sup>56</sup> In der Praxis kommt es allerdings bisweilen durchaus zu abweichenden Einsatzentscheidungen. Gründe für derartige abweichende Einsatzentscheidungen können z. B. der Intraday-Handel oder zwischen dem Auktionszeitpunkt und dem Erfüllungszeitpunkt veränderte Kraftwerksverfügbarkeiten sein.

<sup>57</sup> Vgl. Ockenfels et al., Strommarktdesign – Preisbildungsmechanismus im Auktionsverfahren für Stromstundenkontrakte an der EEX, Gutachten im Auftrag der European Energy Exchange AG vom 11.3.2008, S. 4.

<sup>58</sup> Zum DataSetViewer s. auch unter Abschnitt E.I.4.b.

Abbildung 13: Beispielhafte Merit Order des deutschen Strommarktes



Quelle: eigene Darstellung

Damit gilt für den Strommarkt der Grundsatz, dass unter der Bedingung vollkommenen Wettbewerbs in jedem Zeitpunkt alle technisch verfügbaren Kraftwerke laufen sollten, deren Grenzkosten kleiner oder gleich dem sich zum jeweiligen Zeitpunkt einstellenden Day-Ahead-Spotmarktpreis sind (das Kraftwerk befindet sich „im Geld“) und zwar unabhängig vom jeweils gewählten Vertriebsweg.

Allerdings ist festzustellen, dass es eine Reihe von Abweichungen von dieser Regel geben kann. Gründe für einen abweichenden Kraftwerkseinsatz können zum Beispiel die Folgenden sein:

- **Mindestlaufzeiten und Mindeststillstandszeiten:** Technisch bedingt können viele Kraftwerke nicht beliebig schnell an- und abgefahren werden. Um einen unwirtschaftlich hohen Materialverschleiß durch die bei An- und Abfahrvorgängen entstehenden Wärmespannungen zu verhindern, ist es notwendig, bestimmte Mindestlauf- und Mindeststillstandszeiten einzuhalten.<sup>59</sup>

<sup>59</sup> Allerdings ist festzustellen, dass diese Mindestlaufzeit und Mindeststillstandsbedingungen nicht immer von den Erzeugungsunternehmen eingehalten werden. Für die Zwecke der vorliegenden Untersuchung wurden die Mindestlaufzeiten und Mindeststillstandszeiten zu Gunsten der Unternehmen als echte Restriktion behandelt.

Aus diesem Grunde werden Kraftwerke häufig im Rahmen von Blockgeboten für mehrere Stunden am Spotmarkt angeboten. Dies wiederum kann zur Folge haben, dass Kraftwerke auch dann laufen, wenn sie in einzelnen Stunden eines Blockes nicht im Geld sind. Umgekehrt kann es unwirtschaftlich sein, Kraftwerke in einzelnen Stunden einzusetzen, in denen ein positiver Deckungsbeitrag erwirtschaftet werden könnte, sofern negative Deckungsbeiträge in anderen Stunden des Mindestlaufzeitintervalls des Kraftwerks diese positiven Deckungsbeiträge überkompensieren.

- **Portfolioeffekte:** Versorgungsunternehmen, die über einen diversifizierten Kraftwerkspark verfügen, können ihren Kraftwerkseinsatz über das gesamte Portfolio optimieren. Die Portfolio-Effekte können dazu führen, dass es innerhalb eines Kraftwerksparks – jenseits einer möglichen missbräuchlichen Kapazitätszurückhaltung – insgesamt wirtschaftlich optimal ist, Kraftwerke abweichend vom oben beschriebenen Grundprinzip einzusetzen.<sup>60</sup>
- **Abweichende Einsatzkalküle für bestimmte Vertriebswege:** Für einige der möglichen Vertriebswege für Strom bzw. Erzeugungskapazitäten gilt das oben skizzierte Einsatzkalkül nicht oder nur bedingt. So kann Strom zeitlich auch in dem der Day-Ahead-Auktion nachgelagerten Intraday-Markt verkauft werden. Ergeben sich auf diesem Markt höhere Preise als dies auf dem Day-Ahead-Markt der Fall war, können Kraftwerke auch dann wirtschaftlich betrieben werden, wenn sie Grenzkosten oberhalb des Day-Ahead-Spotmarktes aufweisen. Weiterhin folgt der Einsatz von Kraftwerken, die im Rahmen der Erbringung von Regularbeit eingesetzt werden, abweichenden Überlegungen. Auch kann es bei der Vorhaltung von Regelenergie notwendig sein, einen so genannten Arbeitspunkt vorzuhalten, um im Bedarfsfall die abgerufene Regularbeit mit dem erforderlichen Lastgradienten erbringen zu können. Bei der Vorhaltung des Arbeitspunktes spielt die Höhe der Grenzkosten des Kraftwerks im Vergleich zu den Day-Ahead-Preisen in der Regel nur eine untergeordnete Rolle.
- **Einsatz von Reservekapazitäten:** Bei Kraftwerksausfällen kann es für Erzeuger notwendig werden, zum Ausgleich des Bilanzkreises auf teurere Reservekapazitäten zurückzugreifen, die Grenzkosten oberhalb des Day-Ahead-Spotmarktpreises aufweisen.

Die Optimierung des Kraftwerkseinsatzes stellt – vor allem für Portfolioanbieter – vor dem aufgezeigten Hintergrund eine komplexe kombinatorische Aufgabe dar. Bei der Optimierung ist eine Vielzahl sich teilweise ständig ändernder Parameter zu berücksichtigen, wie etwa die sich einstellenden Strompreise auf den Spotmärkten, die Ergebnisse der Regelenergieauktionen, die

---

Mindestlaufzeiten und Mindeststillstandszeiten mussten für die Zwecke der Optimierung also zwingend eingehalten werden.

<sup>60</sup> Dies kann zumindest für Kraftwerke gelten, die sich nicht im Geld befinden und dennoch eingesetzt werden. Auf dem Portfolio-Effekt gründende Situationen, in denen Kraftwerke, die sich im Geld befinden, aber unter wirtschaftlichen und wettbewerbsrechtlichen Gesichtspunkten zu Recht nicht betrieben werden, wurden der Beschlussabteilung nicht vorgetragen.

Wettersituation, die Kundenlast, Kraftwerksausfälle oder Primärenergiepreise. Viele der bei der Einsatzoptimierung einzubeziehenden Parameter sind darüber hinaus interdependent. Um diese Aufgabe bewältigen zu können, setzen die größeren Erzeuger moderne stochastische Optimierungsprogramme ein. Derartige Programme berechnen den optimalen Kraftwerkseinsatz unter Berücksichtigung der jeweils aktuellen Ausprägungen der relevanten Parameter und auf Basis von Wahrscheinlichkeitsverteilungen ständig neu.

Die Kraftwerkseinsatzoptimierungsprogramme beziehen auch die jeweiligen Handelspositionen des Unternehmens mit ein. Dies führt, zusammen mit den Portfolio-Effekten, dazu, dass ein unmittelbarer Konnex zwischen den über die Bidding Sheets abgegebenen Geboten an der Börse und den Grenzkosten eines einzelnen Kraftwerksblocks nicht ohne weiteres identifizierbar ist. Darüber hinaus kann nicht vollkommen ausgeschlossen werden, dass die Ergebnisse der Kraftwerkseinsatzoptimierungsprogramme durch die in ihnen angelegten Optimierungsalgorithmen zu einem letztlich missbräuchlichen Verhalten der Erzeuger führen. Angesichts der hohen Komplexität der Optimierungsprogramme war eine Prüfung der Sachgerechtigkeit und Missbrauchsfreiheit der zugrundeliegenden Programmierung für die Zwecke dieses Berichts nicht möglich. Eine Prüfung und eventuelle Zertifizierung der Optimierungsprogramme durch eine künftige – mit den notwendigen personellen und sachlichen Ressourcen ausgestattete – Markttransparenzstelle könnte hier mittelfristig Abhilfe schaffen.

## **V. Strom aus EEG-Anlagen**

Neben der konventionellen Erzeugung spielt im deutschen Strommarkt der Strom aus Erzeugungsanlagen, die auf der Grundlage des Gesetzes für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG) einspeisen und vergütet werden (EEG-Strom)<sup>61</sup>, eine immer größere Rolle.

### **1. Stetiger Zubau von EEG-Anlagen**

Die in nach dem EEG vergüteten Stromerzeugungsanlagen (EEG-Anlagen) installierte Erzeugungsleistung ist in den letzten Jahren stetig gestiegen. Während am 31.12.2006 die gesamte in Deutschland installierte Leistung von EEG-Anlagen knapp 27 GW betrug,<sup>62</sup> ergab sich am 31.12.2007 eine Gesamtleistung von rund 31 GW,<sup>63</sup> am 31.12.2008 von rund 34 GW<sup>64</sup> und am

---

<sup>61</sup> EEG-Strom ist zu unterscheiden von Strom aus Erneuerbaren Energien, der nicht nach dem EEG vergütet wird.

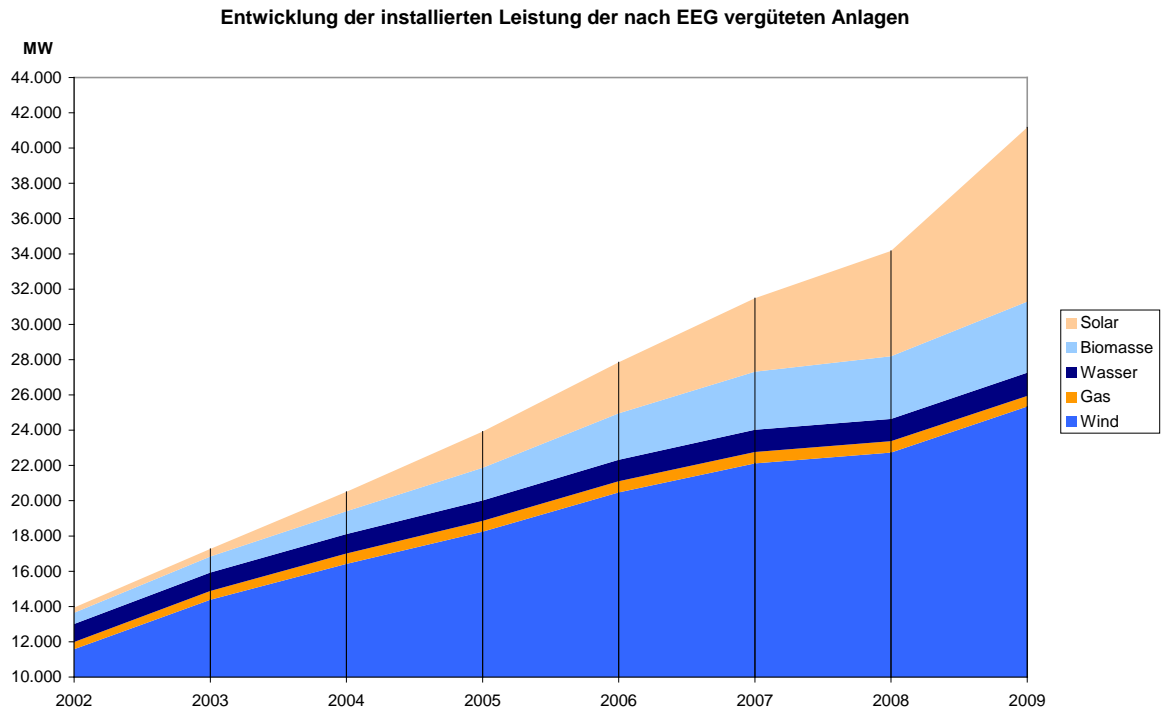
<sup>62</sup> Vgl. Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2008, S. 65.

<sup>63</sup> Vgl. Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2009, S. 53.

<sup>64</sup> Vgl. Bundesnetzagentur, EEG-Statistikbericht 2008, S. 11.

31.12.2009 von rund 41 GW.<sup>65</sup> Das folgende Schaubild verdeutlicht diese Entwicklung für den Zeitraum von 2002 bis 2009:

Abbildung 14: Entwicklung der installierten Leistung der EEG-Anlagen



Quelle: Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2010, S. 13

Der Anteil der EEG-Anlagen an der deutschen Stromerzeugungskapazität betrug im Jahr 2007 22 %, im Jahr 2008 23 % und im Jahr 2009 27 %.<sup>66</sup> Die Anteile der verschiedenen Energieträger an der installierten Leistung von EEG-Anlagen (Stand 31.12.2008) sind im folgenden Schaubild dargestellt.<sup>67</sup>

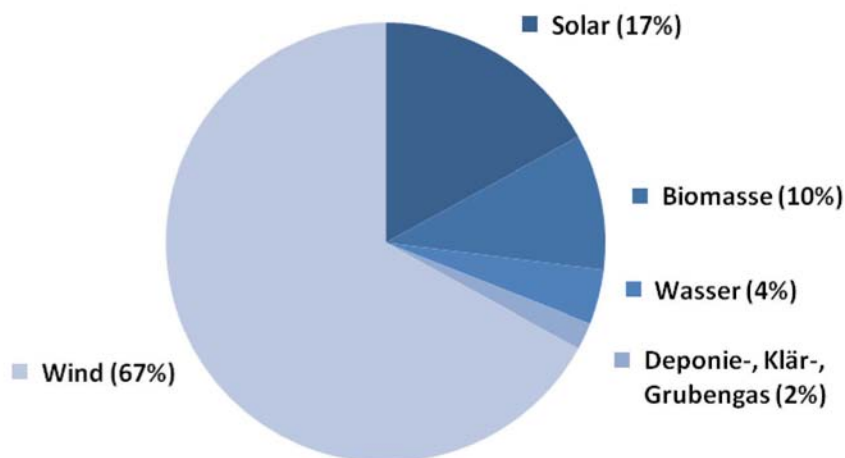
<sup>65</sup> Vgl. Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2010, S. 147.

<sup>66</sup> Berechnet auf der Grundlage der im Monitoringbericht 2009, S. 61 und Monitoringbericht 2010, S. 151 angegebenen Gesamtkapazitäten für 2007 (144,3 GW), 2008 (147,1 GW) und 2009 (152,7 GW) und der EEG-Leistung zu den Stichtagen 31.12.2007, 31.12.2008 und 31.12.2009. Der Anteil aller Erzeugungskapazitäten auf der Basis erneuerbarer Energien ist höher, da ein Teil der regenerativen Erzeugung nicht nach dem EEG vergütet wird.

<sup>67</sup> Aufgrund des geringen Anteils wurde auf die Darstellung von Geothermie-Anlagen verzichtet.



Abbildung 15: Installierte Leistung von EEG-Anlagen je Energieträger zum 31.12.2008



Quelle: Bundesnetzagentur, EEG-Statistikbericht 2008, S. 19

Im Jahr 2007 speisten EEG-Anlagen rund 67 TWh in das deutsche Netz ein, im Jahr 2008 bereits rund 72 TWh und im Jahr 2009 rund 74 TWh.<sup>68</sup> Der Anteil der EEG-Anlagen an der deutschen Stromerzeugung betrug im Jahr 2007 11 %, im Jahr 2008 12 % und im Jahr 2009 13 %.<sup>69</sup> Die durchschnittliche Einspeiseleistung von EEG-Anlagen belief sich im Jahr 2007 auf rund 7.700 MW, im Jahr 2008 auf rund 8.200 MW und im Jahr 2009 auf rund 8.500 MW.

## 2. Bisheriges und neues Ausgleichssystem

Die Abnahme und der Weiterverkauf des EEG-Stroms sind einem detaillierten Regelwerk unterworfen, insbesondere durch das EEG. EEG-Strom muss gegenüber konventionellen Strom vorrangig ins Netz eingespeist werden (§ 8 EEG). Die Betreiber von EEG-Anlagen erhalten hierfür vom jeweiligen Netzbetreiber eine gesetzlich vorgeschriebene Vergütung (§ 16 EEG). Der EEG-Strom wird über die vorgelagerten Netzbetreiber bis zum Übertragungsnetzbetreiber weitergeleitet (§ 34 EEG). Entsprechend werden auch die Kosten für die Vergütung bis zum Übertragungsnetzbetreiber hochgewälzt (§ 35 EEG). Die Übertragungsnetzbetreiber sind ihrerseits

<sup>68</sup> Die Zahlen für 2007 und 2008 beruhen auf den Erhebungen der Beschlussabteilung, für 2009 vgl. Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2010, S. 148.

<sup>69</sup> Berechnet auf der Grundlage der im Monitoringbericht 2009, S. 60 und vom BDEW mit Pressemitteilung vom 2.3.2010 veröffentlichten gesamten Netto-Elektrizitätserzeugung für 2007 (599 TWh), 2008 (599 TWh) und 2009 (561 TWh). Der Anteil aller Erzeugungskapazitäten auf der Basis erneuerbarer Energien ist höher, da ein Teil der regenerativen Erzeugung nicht nach dem EEG vergütet wird.

verpflichtet, entsprechend ihrer Marktanteile den EEG-Strom physikalisch und finanziell auszugleichen (§ 36 EEG).

Bis zum 31.12.2009 waren die Energieversorgungsunternehmen, die Strom an Letztverbraucher liefern, gemäß § 37 EEG a.F.<sup>70</sup> verpflichtet, den EEG-Strom anteilig von dem für sie verantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber abzunehmen und zu vergüten. Gemäß einer Branchenlösung vom 2.11.2005 erfolgte die Weitergabe des EEG-Stroms durch die Übertragungsnetzbetreiber in Form eines Monatsbands.<sup>71</sup> Die Höhe des Monatsbands basierte auf einer Prognose der erwarteten deutschlandweiten EEG-Einspeisung und des Letztverbraucherabsatzes. Sie wurde durch den BDEW monatlich ermittelt. Im Rahmen der Erstellung der Monatsbänder (EEG-Veredelung) mussten die Übertragungsnetzbetreiber Strommengen zu- oder verkaufen, da die tatsächliche EEG-Einspeisung in aller Regel von dem festgelegten Monatsband abwich.

Zum 1.1.2010 ist ein neuer Ausgleichsmechanismus in Kraft getreten. Danach sind die Energieversorgungsunternehmen nicht mehr verpflichtet, von den Übertragungsnetzbetreibern EEG-Strom abzunehmen. Die Praxis der Herstellung und Lieferung von Monatsbändern durch die Übertragungsnetzbetreiber entfällt. Stattdessen haben die Übertragungsnetzbetreiber den EEG-Strom nunmehr gemäß § 2 Abs. 2 der Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (AusglMechV) am Spotmarkt einer Strombörse zu vermarkten. Nach § 1 Abs. 1 der Verordnung zur Ausführung der Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (AusglMechAV) ist die gemäß Vortagesprognose vorhergesagte Einspeiseleistung des EEG-Stroms preisunabhängig über den vortägigen Spotmarkt einer Strombörse zu verkaufen. Bei Abweichungen, die sich aus den untertägigen Prognosen ergeben, sind weitere Mengen am untertägigen Spotmarkt zu verkaufen bzw. zu erwerben (§ 1 Abs. 2 AusglMechAV).

### 3. Kosten des EEG-Stroms

Die Erzeuger von EEG-Strom haben im Jahr 2007 Vergütungen von insgesamt rund 7,6 Mrd. € im Jahr 2008 Vergütungen von insgesamt rund 8,7 Mrd. € und im Jahr 2009 Vergütungen von insgesamt rund 10,5 Mrd. € erhalten.<sup>72</sup> Nach dem bis Ende 2009 gültigen Ausgleichsmechanismus wurden diese Kosten auf die Energieversorgungsunternehmen, die Strom an Letztverbraucher liefern, umgelegt. Für den Bezug der Monatsbänder mussten sie eine EEG-Durchschnittsvergütung zahlen, die auf der

<sup>70</sup> Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien in der Fassung vom 21.7.2004, BGBl. I S. 1918.

<sup>71</sup> Vertikaler physikalischer Belastungsausgleich vom Übertragungsnetzbetreiber an die Letztverbraucherversorger (Lieferanten) nach § 14 Abs. 3 EEG - Branchenlösung - des VDEW und des VDN vom 2.11.2005, abrufbar unter [http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE\\_EEG-Profilwaelzung/\\$file/EEG-Profilwaelzung\\_Branchenloesung2005-11-02.pdf](http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_EEG-Profilwaelzung/$file/EEG-Profilwaelzung_Branchenloesung2005-11-02.pdf).

<sup>72</sup> Vergütungen für eingespeiste EEG-Strommengen abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte, vgl. EEG-Jahresendabrechnungen auf [www.eeg-kwk.net](http://www.eeg-kwk.net).

Grundlage der EEG-Vergütungen abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte berechnet wurde. Gleichzeitig verringerten sich für die Energieversorgungsunternehmen jedoch die sonstigen Strombezugskosten („vermiedene Strombezugskosten“). Da diese abhängig vom Energieversorgungsunternehmen unterschiedlich sein konnten, konnten die Mehrkosten, die sich für die Energieversorgungsunternehmen ergaben, nur näherungsweise bestimmt werden. Nach Berechnungen, die im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit erstellt wurden, beliefen sich diese Mehrkosten im Jahr 2007 auf 4,3 Mrd. € (1,0 Cent/kWh),<sup>73</sup> im Jahr 2008 auf 4,5 Mrd. € (1,1 Cent/kWh)<sup>74</sup> und im Jahr auf 2009 5,3 Mrd. € (1,3 Cent/kWh).<sup>75</sup> Hinzu kamen nach dem bisherigen System die Kosten für die EEG-Veredelung (577 Mio. € in 2007,<sup>76</sup> 595 Mio. € in 2008<sup>77</sup> und 460 Mio. € in 2009<sup>78</sup>), die über die Netzentgelte auf die Netznutzer umgelegt wurden und damit letztlich auch von den Endverbrauchern zu zahlen waren.

Mit dem neuen Ausgleichsmechanismus wurde die Verteilung der EEG-Kosten transparenter. Den EEG-Vergütungszahlungen stehen mit den Erlösen aus der Vermarktung des EEG-Stroms an der Strombörse klar bezifferbare Einnahmen gegenüber. Die Mehrkosten werden von den Übertragungsnetzbetreibern an die Energieversorgungsunternehmen, die Strom an Letztverbraucher liefern, über eine EEG-Umlage weitergereicht, die von den Energieversorgungsunternehmen wiederum in die Endverbraucherpreise eingepreist wird. Die EEG-Umlage berechnet sich gemäß § 3 Abs. 2 AusglMechV aus der Differenz der prognostizierten Ein- und Ausgaben sowie der Differenz zwischen den tatsächlichen Ein- und Ausgaben vergangener Perioden. Die EEG-Umlage ist deutschlandweit einheitlich und wird jährlich im Voraus durch die Übertragungsnetzbetreiber bestimmt. Für 2010 betrug die EEG-Umlage 2,047 Cent/kWh, für 2011 3,53 Cent/kWh. Gleichzeitig sind infolge des neuen Ausgleichsmechanismus die in der Vergangenheit in den Netzentgelten eingepreisten Kosten für die EEG-Veredelung entfallen, was sich kostendämpfend auf die Netzentgelte ausgewirkt hat.

Der deutliche Anstieg der EEG-Umlage von 2010 auf 2011 beruht zum einen darauf, dass für 2011 erneut eine deutliche steigende Einspeisung aus EEG-Anlagen prognostiziert wurde. Für 2011 wurde eine EEG-Einspeisevergütung in Höhe von 16,7 Mrd. € prognostiziert. Zudem wirkt sich das niedrige Börsenpreinsniveau auf die prognostizierten Erlöse aus der Vermarktung des EEG-Stroms aus. Der prognostizierte Vermarktungserlös liegt bei ca. 4,7 Mrd. €. Darüber hinaus wird der Differenzbetrag,

---

<sup>73</sup> Vgl. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Erneuerbare Energie in Zahlen, Juni 2009, S.33.

<sup>74</sup> Vgl. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Erneuerbare Energie in Zahlen, Juni 2009, S.33.

<sup>75</sup> Vgl. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Erneuerbare Energie in Zahlen, Datenaktualisierung für den Strombereich, August 2010, S. C.

<sup>76</sup> Vgl. Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2009, S. 43.

<sup>77</sup> Vgl. Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2009, S. 43.

<sup>78</sup> Vgl. Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2010, S. 33.

---

der in den ersten neun Monaten des Jahres 2010 aufgelaufen ist (rund 1,1 Mrd. €), bei der EEG-Umlage 2011 berücksichtigt. Insgesamt werden somit 2011 rund 13 Mio. € über die EEG-Umlage refinanziert.

Aufgrund der steigenden EEG-Erzeugung und der daraus resultierenden steigenden Vergütungszahlungen an die EEG-Anlagenbetreiber<sup>79</sup> ist damit zu rechnen, dass die EEG-Umlage auch in Zukunft weiter steigt. Die von den Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen ihrer Mittelfristprognose prognostizierte Bandbreite für die EEG-Umlage 2012 liegt bei zwischen 3,4 und 4,4 Cent/kWh.

Weitere Kosten, die infolge des Zubaus von EEG-Anlagen längerfristig entstehen, sind die Kosten für den notwendigen Netzausbau. Zudem ist zu berücksichtigen, dass aufgrund der stetig zunehmenden EEG-Erzeugung langfristig der Bedarf an flexiblen Erzeugungsanlagen mit höheren Grenzkosten steigen wird. Ein entsprechend veränderter Kraftwerkspark wird mittel- und langfristig Effekte auf die Merit Order und damit auf die Strompreise haben.<sup>80</sup> Auf der anderen Seite ist bei der Analyse der durch das EEG verursachten Kosten auch der sogenannte Merit Order-Effekt der EEG-Einspeisung zu berücksichtigen, d.h. die Tatsache, dass die EEG-Einspeisung kurzfristig eine senkende Wirkung auf die Großhandelspreise hat.<sup>81</sup>

---

<sup>79</sup> Vgl. EEG-Mittelfristprognose der Übertragungsnetzbetreiber, abrufbar unter [http://www.eeg-kwk.net/cps/rde/xchg/eeg\\_kwk/hs.xsl/Jahres-Mittelfristprognosen.htm](http://www.eeg-kwk.net/cps/rde/xchg/eeg_kwk/hs.xsl/Jahres-Mittelfristprognosen.htm).

<sup>80</sup> Vgl. hierzu Abschnitt E.III.4.f.

<sup>81</sup> Vgl. hierzu Abschnitt E.III.4.a.

## D. Marktabgrenzung und Marktbeherrschung

### I. Marktabgrenzung

#### 1. Sachliche Marktabgrenzung

##### a) Stromerstabsatz und Stromhandel

Vor 2006 hatte das Bundeskartellamt noch einen sachlich eigenständigen bundesweiten Markt für die Belieferung von Weiterverteilern mit Elektrizität zugrunde gelegt.<sup>82</sup> Die Veränderungen des Stromvertriebs, vor allem die gegenüber den traditionellen bilateralen Versorgungsverträgen gestiegenen Bedeutung des Elektrizitätshandels über die Börse sowie die an Börsenpreisen und Grenzkosten orientierte Kraftwerkseinsatzsteuerung führte dazu, dass das Bundeskartellamt im Zuge der Beschwerdeverfahren wegen der Zusammenschlussuntersagung „E.ON / Eschwege“ auf eine neue (sachliche) Marktabgrenzung umstellte: den bundesweiten Markt für den Erstabsatz von Elektrizität. Dieser Markt umfasst den erstmaligen Absatz aller Elektrizitätsversorger aus eigener Erzeugung sowie die Netto-Importe von Elektrizität. Das sich daran anschließende Zweitgeschäft der Marktteilnehmer mit Elektrizität hingegen wird mangels kompetitiver Effekte seither nicht mehr in den sachlichen Markt einbezogen. Diese Weiterentwicklung der Marktabgrenzung wurde sowohl vom Oberlandesgericht Düsseldorf als auch vom Bundesgerichtshof bestätigt.<sup>83</sup>

Folgende Punkte sind für den Markt für den Erstabsatz von Elektrizität wichtig:

- Erstens kommt es für den Erstabsatzmarkt darauf an, welche Strommengen physisch angeboten werden. Dabei sind für die Erfassung der Marktverhältnisse nicht die jeweils zur Verfügung stehende Kraftwerkskapazitäten maßgeblich, sondern die tatsächlich erzeugten Elektrizitätsmengen der Anbieter. Zum einen haben die verschiedenen Erzeugungskapazitäten – Grundlast, Mittellast, Spitzenlast<sup>84</sup> - unterschiedliche Benutzungsdauern, zum anderen besitzen die großen Erzeuger diversifizierte Kraftwerksparks. Zur exakten Erfassung der Marktverhältnisse sind zudem Im- und Exporte von und nach Deutschland einzubeziehen, um deren Saldo sich das dem deutschen Erstabsatzmarkt zur Verfügung stehende Volumen verringert oder erweitert.

---

<sup>82</sup> Vgl. Bundeskartellamt, Beschluss vom 17.1.2002, Az. B8-109/01, E.ON/Ruhrgas, Beschlussausfertigung Tz. 44 ff. = WuW/E DE-V 511 ff.

<sup>83</sup> Vgl. Oberlandesgericht Düsseldorf, Beschluss vom 6.6.2007, Az. VI-2 Kart 7/04 (V) E.ON/Eschwege = WuW/E DE-R 2094 ff.; Bundesgerichtshof, Beschluss vom 11.11.2008, KVR 60/07, E.ON/Eschwege = WuW/E DE-R 2451 ff.

<sup>84</sup> Vgl. nähere Erläuterung bei Monopolkommission, Strom und Gas 2007: Wettbewerbsdefizite und zögerliche Regulierung, Sondergutachten gemäß § 62 Abs. 1 EnWG, 2008, Tz. 62-69.

- Zweitens werden reine Handelsgeschäfte mit Elektrizität, die sich alleine auf die Weiterverwertung von Stromabsatzrechten beziehen, innerhalb des Erstabsatzmarktes für Strom nicht berücksichtigt. Bei Einbeziehung dieser Mengen würde ansonsten auch eine Mehrfachzählung der Strommengen erfolgen, denn Strommengen werden oft mehrfach innerhalb eines Zeitabschnitts gehandelt.

Mit dieser Reduzierung der Anbieterstruktur löst man sich teilweise vom Bedarfsmarktkonzept, denn für den Nachfrager ist die Herkunft der gelieferten Elektrizität vom Erzeuger oder vom Händler bzw. Weiterverteiler aufgrund der Homogenität dieses Produktes prinzipiell irrelevant.<sup>85</sup> Gleichwohl ist diese Vorgehensweise mit den Grundsätzen kartellrechtlicher Marktabgrenzung vereinbar, wonach mit der Marktabgrenzung diejenigen Wettbewerbskräfte zu ermitteln sind, denen sich die Unternehmen zu stellen haben. Dies gebietet im Zusammenhang mit der Abgrenzung der Elektrizitätsmärkte eine Herausnahme reiner Handelsgeschäfte. Die auf der Erzeugungsebene produzierte Elektrizität muss zwecks Erhaltung der Netzstabilität zu jedem Zeitpunkt – abgesehen von systembedingten Verlusten – identisch mit den auf der Endkundenstufe in der Summe nachgefragten Elektrizitätsmengen sein. Die Möglichkeiten zur Speicherung elektrischer Energie, etwa über Pumpspeicherkraftwerke, sind derzeit sehr begrenzt.<sup>86</sup> Die Steuerung der an Letztverbraucher gelieferten Elektrizitätsmenge erfolgt deshalb im Wesentlichen über die entsprechende Steuerung der Erzeugungsmenge durch Zu- und Abschalten von Kraftwerken auf der Erzeugungsstufe. Der Markt für den Erstabsatz von Elektrizität spiegelt somit die tatsächlich aktiven Wettbewerbskräfte auf der Erzeugerstufe wieder.

Der Bundesgerichtshof hat diese Vorgehensweise bei der Marktabgrenzung im Verfahren E.ON / Eschwege gebilligt.<sup>87</sup> Mit Verweis auf seine „Staubsaugerbeutelmarkt“-Entscheidung stellte das Gericht erneut fest, dass eine Marktabgrenzung fehlerhaft ist, wenn sie dazu führt, dass Erzeuger und Weiterverkäufer auf eine Handelsstufe gestellt werden, obwohl die gesamte gehandelte Ware von den Erzeugern in den Verkehr gebracht worden ist (BGHZ 160, 321, 325 f.). Er führte insoweit aus, dass es bei der Marktabgrenzung zu Mehrfachzählungen komme, wenn der Erstabsatz von Strom und dessen Weiterverteilung auf eine Stufe gestellt würden. Dies bilde die Wettbewerbskräfte nicht korrekt ab, da die Menge des insgesamt in Deutschland handelbaren Stroms durch die stromerzeugenden und -importierenden Unternehmen, vor allem die vier Verbundunternehmen E.ON, RWE, Vattenfall und EnBW, vorgegeben werde. Insoweit führt der Bundesgerichtshof weiter aus:

*„Zwar mag Strom über die Leipziger Energiebörse (EEX) oder "over the counter" (OTC) leicht zu beschaffen sein. Es handelt sich dabei aber - soweit die gekauften*

---

<sup>85</sup> Vgl. Gleave, Die Marktabgrenzung in der Elektrizitätswirtschaft, ZfE 2008, S. 120, 122.

<sup>86</sup> Vgl. Gleave, Die Marktabgrenzung in der Elektrizitätswirtschaft, ZfE 2008, S. 120, 121 m. w. Nachw.

---

*Strommengen auch "körperlich" in Form von Netzspannung geliefert werden müssen - immer nur um die Mengen, die von den stromerzeugenden und -importierenden Unternehmen angeboten werden. Über eine Verringerung der angebotenen Mengen können diese Unternehmen daher den Preis beeinflussen.“*

Auf dem abgegrenzten Erstabsatzmarkt umfasst die Anbieterseite vor allem die vier großen Erzeugungsunternehmen RWE, E.ON, Vattenfall Europe und EnBW sowie eine größere Zahl von Stadtwerken, Stadtwerkekooperationen und unabhängigen Kraftwerksbetreibern aus dem In- und Ausland (sogenannte Independent Power Producers, kurz IPPs).

Die Europäische Kommission geht ebenfalls von einem einheitlichen Stromerzeugungs- und -großhandelsmarkt aus, der weitgehend dem vom Bundeskartellamt angenommenen Stromerstabsatzmarkt entspricht.<sup>87</sup>

Bei den Großhandelsmärkten existieren äußerst vielfältige Vertriebswege. Eine sachliche und räumliche Marktabgrenzung war hier bisher für die kartellrechtliche Aufsicht nicht erforderlich. Gleichwohl schließen Änderungen der tatsächlichen Rahmenbedingungen Modifikationen der sachlichen und räumlichen Marktabgrenzung für die Zukunft nicht aus.

## **b) Keine Einbeziehung von Regelenergie**

Die Vermarktung von Regelenergie ist nach Ansicht der Beschlussabteilung nicht Bestandteil des Erstabsatzmarktes für Strom. Regelenergie wird zwar von denselben Kraftwerken erbracht, die auch im Stromgroßhandel eingesetzt werden. Angebot und Nachfrage von Regelenergie unterliegen jedoch einer Reihe von Besonderheiten, die für einen eigenständigen Markt sprechen.

Nachfrager von Regelenergie sind allein die vier Übertragungsnetzbetreiber. Sie benötigen Regelenergie für die Aufrechterhaltung der Netzfrequenz. Weitere Nachfrager von Regelenergie gibt es nicht. Zudem wird bei der Regelenergie die Vorhaltung von *Kapazität* vermarktet, während Gegenstand des Stromgroßhandels *Strommengen* sind. Lediglich im Bedarfsfall werden von der vorgehaltenen Regelleistung tatsächlich Strommengen abgerufen.

Um Regelenergie anbieten zu können, müssen sich die einzelnen Kraftwerke der Erzeugungsunternehmen für die Erbringung der jeweiligen Regelenergiequalität beim Übertragungsnetzbetreiber präqualifizieren. Das heißt sie müssen über das für den regulären

---

<sup>87</sup> Vgl. Bundesgerichtshof, Beschluss vom 11.11.2008, KVR 60/07, E.ON/Eschwege, Beschlussausfertigung S. 18 = WuW/E DE-R 2451 ff.

<sup>88</sup> Vgl. Europäische Kommission, Entscheidung vom 29.9.2003, COMP/M.3268, Sydkraft/Granninge, Tz. 14; Europäische Kommission, Entscheidung vom 21.12.2005, COMP/M.3696, E.ON/MOL, Tz. 223 f.; Europäische Kommission, Entscheidung vom 23.6.2009, COMP/M.5467, RWE/Essent, Tz. 23, als auch Ergebnis der Sektoruntersuchung: Europäische Kommission, DG Competition, Report on the Energy Sector Inquiry, SEC (2006) 1724, 397 ff.

Kraftwerksbetrieb Erforderliche hinaus nachweisen, dass sie die notwendigen technischen Voraussetzungen erfüllen. Nicht alle Kraftwerke können für jede Regelenergieart eingesetzt werden. Bei der Sekundärregelung ist zudem eine technische Anbindung an den Leistungsfrequenzregler des Übertragungsnetzbetreibers notwendig.

Darüber hinaus ist durch EnWG und StromNZV vorgegeben, dass die Beschaffung von Regelenergie durch die Übertragungsnetzbetreiber in gesonderten Auktionen erfolgt (§§ 22 EnWG, §§ 6 ff. StromNZV). Für diese Auktionen bestehen umfangreiche Vorgaben durch die StromNZV sowie Festlegungen der Bundesnetzagentur. Anders als bei den Auktionen an der EEX handelt es sich bei den Regelenergieauktionen nicht um Einheitspreisauktionen, sondern um Pay-as-Bid-Auktionen.

Aus diesen Gründen können sich die Übertragungsnetzbetreiber, die die Regelenergie benötigen, nicht einfach im Stromgroßhandel eindecken. Entsprechend haben Preiserhöhungen bei den Regelenergieprodukten nicht die Folge, dass die Nachfrager auf die Produkte des Stromgroßhandels ausweichen. Aus Nachfragersicht besteht demzufolge keine Austauschbarkeit der Regelenergieprodukte mit den Produkten des Stromgroßhandels. Ebenso besteht aus Anbietersicht aufgrund der besonderen technischen Voraussetzungen der Erbringung von Regelenergie lediglich eine eingeschränkte Austauschbarkeit.

Die Vermarktung von Regelenergie ist daher nicht als Bestandteil des Stromgroßhandels anzusehen. Diese Beurteilung entspricht auch der Entscheidungspraxis der Europäischen Kommission.<sup>89</sup>

Der Markt für Regelenergie ist nach vorläufiger Ansicht der Beschlussabteilung in Teilmärkte für die drei Regelenergiequalitäten zu untergliedern. Die drei Regelenergiearten unterscheiden sich von ihren technischen Anforderungsprofilen erheblich. Entsprechend sind jeweils eigene Präqualifizierungen notwendig, die an unterschiedliche Voraussetzungen geknüpft sind. Auch die technische Einbindung und der Abruf erfolgt bei den drei Regelenergiequalitäten auf unterschiedliche Weise. Aus Nachfragersicht sind die drei Regelenergiearten daher nicht austauschbar. Entsprechend werden Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve in jeweils eigenen Auktionen ausgeschrieben. Hierbei zeigen sich zwischen den jeweiligen Auktionen eine zumindest teilweise unterschiedliche Anbieterstruktur sowie ein unterschiedliches Preisniveau. Auch aus Anbietersicht sind die Regelenergiearten nur begrenzt austauschbar. Aufgrund der unterschiedlichen technischen Anforderungsprofile werden für die verschiedenen Regelenergiearten zumindest teilweise unterschiedliche Kraftwerksarten eingesetzt. Eine Unterteilung des Regelenergiemarktes nach den drei Regelenergiequalitäten steht schließlich im Einklang mit der Entscheidungspraxis der

---

<sup>89</sup> Vgl. Europäische Kommission, Entscheidung vom 26.11.2008, COMP/39.388 und COMP/39.398, Deutscher Stromgroßhandelsmarkt und Deutscher Regelenergiemarkt (E.ON), S. 12. Das Bundeskartellamt hatte die Marktabgrenzung in Hinblick auf Regelenergie in der Vergangenheit offen gelassen.



Europäischen Kommission, die in der an E.ON gerichteten Zusagenentscheidung vom 26.12.2008 von einem eigenständigen Markt für Sekundärregelleistung ausgegangen ist.<sup>90</sup>

### **c) Keine Einbeziehung von EEG-Strom**

Ebenfalls nicht Bestandteil des Erstabatzmarktes ist die Erzeugung und Vermarktung von EEG-Strom.

Dies gilt zunächst für die Erzeugung und Einspeisung durch die Anlagenbetreiber. Diese erfolgen, wie in Abschnitt C.V dargestellt, auf der Grundlage besonderer Regelungen. Danach sind Netzbetreiber verpflichtet, EEG-Anlagen vorrangig an ihr Netz anzuschließen und den gesamten angebotenen EEG-Strom vorrangig abzunehmen. Die Betreiber von EEG-Anlagen erhalten hierfür vom Netzbetreiber eine gesetzlich vorgeschriebene Vergütung (§ 16 EEG). Die Erzeugung und Einspeisung von EEG-Strom erfolgt daher völlig losgelöst von der Nachfragesituation und den Preisen im Stromgroßhandel. Betreiber von EEG-Anlagen können stets unabhängig von der Marktsituation einspeisen und erhalten hierfür die gesetzlich vorgeschriebene Vergütung. Sie unterliegen nicht dem Wettbewerb der übrigen Stromerzeugung. Aufgrund dieser Sondersituation wäre eine Einbeziehung der EEG-Strom-Erzeugung in den Erstabatzmarkt nicht sachgerecht.

Aber auch die Vermarktung des EEG-Stroms durch die Übertragungsnetzbetreiber ist nicht Bestandteil des Erstabatzmarktes. Die Übertragungsnetzbetreiber agieren bei der Vermarktung von EEG-Strom im Rahmen ihres gesetzlichen Auftrags nach den speziellen Vorgaben von AusglMechV und AusglMechAV. Danach sind sie verpflichtet, sämtliche EEG-Einspeisemengen von den Erzeugern abzunehmen. Die gesamten Mengen sind preisunabhängig an der Strombörse einzustellen (§ 1 AusglMechAV).<sup>91</sup> Dies wirkt sich zwar unmittelbar auf die Preisbildung an der Strombörse aus, da konventionelle Kraftwerke im Umfang des vermarkteten EEG-Stroms aus der Merit Order verdrängt werden (vgl. hierzu Abschnitt E.III.4.a). Die Übertragungsnetzbetreiber stehen mit den anderen Anbietern jedoch nicht in Wettbewerb. Sie haben keine Einflussmöglichkeit auf die angebotene Menge, sondern müssen die gesamte produzierte EEG-Menge abnehmen und vermarkten. Auch bezüglich des Angebotspreises haben sie – abgesehen von einigen Ausnahmestunden - keinerlei Spielräume. Letztlich reichen sie die abgenommenen Mengen nur an die Börse durch. Entstehende Differenzen zwischen Einnahmen und Ausgaben werden zwischen den Übertragungsnetzbetreibern ausgeglichen und letztlich von den Endverbrauchern getragen. Aufgrund dieser besonderen Regelungen agieren die Übertragungsnetzbetreiber an der Strombörse unabhängig vom Wettbewerbsgeschehen. Sie richten ihr Verhalten nicht an Angebot und Nachfrage,

---

<sup>90</sup> Vgl. Europäische Kommission, Entscheidung vom 26.11.2008, COMP/39.388 und COMP/39.398, Deutscher Stromgroßhandelsmarkt und Deutscher Regelenergiemarkt (E.ON), S. 12.

sondern allein an den verordnungsrechtlichen Vorgaben aus. Bei der derzeitigen Ausgestaltung des Ausgleichsmechanismus sind die Übertragungsnetzbetreiber daher bei der Vermarktung des EEG-Stroms nicht als Wettbewerber auf dem Erstabsatzmarkt anzusehen.<sup>92</sup>

## 2. Räumliche Marktabgrenzung

### a) Bisherige Marktabgrenzung Deutschland

Der Markt für den erstmaligen Absatz für Strom ist in räumlicher Hinsicht nach der bisherigen Praxis des Bundeskartellamts auf die Bundesrepublik Deutschland begrenzt. Dies ist vom Oberlandesgericht Düsseldorf in seinem Beschluss vom 6. Juni 2007 und vom Bundesgerichtshof in seinem Beschluss (E.ON / Eschwege) vom 11. November 2008 bestätigt worden. Das entspricht auch der Praxis der Europäischen Kommission.<sup>93</sup> Die bundesweite Marktabgrenzung für den Erstabsatz von Strom beruht nach den Ausführungen des Bundesgerichtshofes (Rz. 22-24) auf folgenden Gründen:

*„Für die Wettbewerbsverhältnisse kommt es entscheidend darauf an, welche Strommenge auf dem inländischen Markt tatsächlich zur Verfügung steht. Das hängt von dem Produktionsvolumen ab. Das Handelsvolumen könnte sich wegen der Engpässe an den Grenzkuppelstellen nur dann von dieser Menge merklich unterscheiden, wenn in erheblichem Umfang gleichzeitige Stromim- und -exporte stattfänden. Das hat das Beschwerdegericht nicht festgestellt. Ein gleichzeitiger Im- und Export wäre angesichts des grundsätzlich jeweils nur in einer Richtung bestehenden Preisgefälles wirtschaftlich auch nicht sinnvoll. Ein ausländischer Stromanbieter kann in Deutschland keine nennenswerten Strommengen zu deutlich günstigeren als den inländischen Preisen anbieten, um so auf den deutschen Markt vorzustoßen. Er könnte die verkauften Mengen nämlich wegen der beschränkten Kapazität der Grenzkuppelstellen nicht aus ausländischer Erzeugung liefern, sondern müsste sich im Inland eindecken. Dann aber wäre er an die Preise gebunden, die von den inländischen Stromerzeugern verlangt werden. [...]*

*Räumlich ist der Erstabsatzmarkt deutschlandweit abzugrenzen. Die von der Rechtsbeschwerde geltend gemachte europaweite Abgrenzung scheitert an der begrenzten Kapazität der Grenzkuppelstellen, wie vorstehend ausgeführt. Deshalb ist*

<sup>91</sup> Eine Ausnahme besteht lediglich übergangsweise für besondere Fälle, in denen erhebliche negative Preise drohen, und auch nur unter engen Voraussetzungen (§ 8 AusglMechAV).

<sup>92</sup> Dies galt auch schon unter dem bis zum 31.12.2009 gültigen Ausgleichssystem, nach dem die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet waren, den Energieversorgungsunternehmen Monatsbänder zu liefern.

<sup>93</sup> Vgl. unter anderem: Europäische Kommission, Entscheidung vom 26.11.2008, COMP/39.388 und COMP/39.398, Deutscher Stromgroßhandelsmarkt und Deutscher Regelenergiemarkt (E.ON), Tz. 12;

*das Beschwerdegericht zu Recht davon ausgegangen, dass der relevante Markt durch den Erstabsatz von Strom definiert wird und dabei noch kein europaweiter Wettbewerb stattfindet.“*

Das Bundeskartellamt rechnet der Erzeugungsstufe die Netto-Stromimporte zu. Die Stromimporte spielen für das Angebot auf dem deutschen Strommarkt bislang, gemessen am Volumen, eine eher untergeordnete Rolle. Das zeigt bereits die Betrachtung des relativen Anteils der reinen Brutto-Stromimporte am inländischen Stromabsatz, der sich im Jahr 2007 auf 7,2 %, im Jahr 2008 auf 6,5 % und im Jahr 2009 auf 7,0 % belief.<sup>94</sup> Die Stromimporte werden aber mit dem Ausbau der Grenzkuppelstellen, der Weiterentwicklung des Engpassmanagements und verbesserten Auktionsverfahren wie z.B. Market Coupling voraussichtlich immer wichtiger werden.

Im Hinblick auf die Definition des räumlich relevanten Marktes für den Erstabsatz von Strom sind die folgenden Faktoren von entscheidender Bedeutung, die im Rahmen einer Prüfung der räumlichen Marktverhältnisse insbesondere zu untersuchen sind:

- Netzgebiete und Netzengpässe bei den Interkonnektoren,
- Strommärkte und Preise,
- Verhalten der Nachfrager.

## **b) Einbeziehung von Österreich**

Seit der E.ON / Eschwege-Entscheidung des Bundesgerichtshofs stellt sich verstärkt die Frage der Einbeziehung von österreichischen Erzeugungsaktivitäten in den räumlich relevanten Markt für den Erstabsatz für Strom. Österreich nimmt diesbezüglich unter den europäischen Nachbarländern Deutschlands eine Sonderstellung ein, da die Indikatoren für die Integration der Erstabsatzmärkte hier in besonderem Maße vorliegen. Die Beschlussabteilung geht deshalb davon aus, dass die Anforderungen an einen integrierten deutsch-österreichischen Erstabsatzmarkt grundsätzlich erfüllt sind und beabsichtigt, die österreichische Erzeugung zukünftig zu berücksichtigen.

### **aa) Netzgebiet und Netzengpässe**

Das österreichische Stromnetz ist aus historischen Gründen eng mit dem deutschen Stromnetz verbunden. Es besteht seit dem 1.1.2011 aus zwei Regelzonen:

- Die Regelzone Vorarlberg mit den Vorarlberger Illwerken geht bei Wangen in die EnBW-Regelzone über und ist dieser untergeordnet.

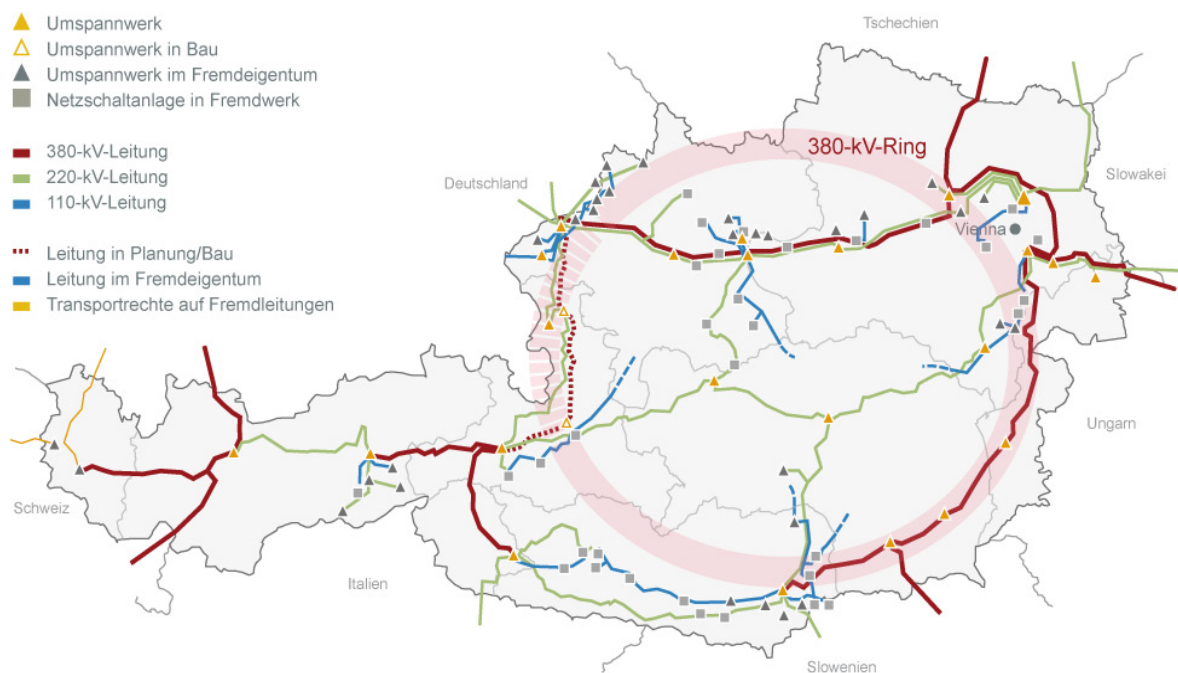
---

Europäische Kommission, DG Competition, Report on the Energy Sector Inquiry (January 10, 2007), SEC (2006) 1724, Tz. 400 ff.; Entscheidung vom 23.6.2009, COMP/M.5467, RWE/Essent, Tz. 32.

<sup>94</sup> Angaben des BDEW, abrufbar unter [http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE\\_Brutto-Stromerzeugung\\_2007\\_nach\\_Energietraegern\\_in\\_Deutschland?open&l=DE&ccm=450040020](http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_Brutto-Stromerzeugung_2007_nach_Energietraegern_in_Deutschland?open&l=DE&ccm=450040020).

- Alle übrigen Bundesländer sind der Regelzone der Österreichischen Elektrizitätswirtschafts AG (APG) als Übertragungsnetzbetreiber zugeordnet.<sup>95</sup> Sie ist über Umspannwerke bei Braunau am Inn mit dem deutschen Netz verbunden. Dort endet auf der österreichischen Seite eine 380 kV und eine 220 kV Leitung. Über die Umspannwerke führen zwei Höchstspannungsleitungen mit je 220 kV und eine Hochspannungsleitung mit 110 kV nach Deutschland. Diese Regelzone ist auch über Leitungen mit der Regelzone Vorarlberg verbunden.

Abbildung 16: Das Österreichische Stromübertragungsnetz



Quelle: „Regional Grid Maps“ des Global Energy Network Institute

Für die Abgrenzung des räumlich relevanten Marktes sind mögliche Engpässe beim Transfer von Strom zwischen dem deutschen und österreichischen Stromnetz von wesentlicher Bedeutung. Bei Vorliegen eines solchen Engpasses und bei Bildung mehrerer Marktgebiete kann sich eine Preisdifferenz zwischen den Regionen einstellen. Diese Differenz kann den Anbietern von Strom auf den einzelnen Märkten relevante Verhaltensspielräume ermöglichen, die– engpassbedingt - nicht durch die Anbieter des jeweils anderen Marktes ausreichend kontrolliert werden.

<sup>95</sup> Bis zum 31.12.2010 war Tirol Bestandteil der Regelzone "TIWAG Netz", diese wurde jedoch am 01.01.2011 in die APG-Regelzone integriert.

Die Europäische Kommission kommt in diesem Zusammenhang in ihrem Ergebnisbericht zur Sektoruntersuchung Energie zu dem Schluss, dass die Verbindung der Netze durch Interkonnektoren für die Integration vormals unabhängiger Märkte von grundsätzlicher Bedeutung ist.<sup>96</sup> Auch die Monopolkommission geht davon aus, dass sich auf dem Strommarkt durch den Ausbau der Interkonnektoren und die Beseitigung bestehender Netzengpässe der relevante Markt erweitern und räumliche Marktschranken abbauen ließen.<sup>97</sup>

An den vorhandenen Interkonnektoren, die das deutsche und das österreichische Stromnetz verbinden, hat es in den Jahren 2007, 2008 und 2009 jedoch keine relevanten Engpässe gegeben. Die vorhandenen Kapazitäten waren in diesen Jahren ausreichend, um die gesamte Nachfrage nach Interkonnektorenkapazität zu bedienen. Alle grenzüberschreitenden Handelsgeschäfte konnten ausgeführt werden.<sup>98</sup> Die Monopolkommission erwägt aus diesem Grund eine Erweiterung der räumlichen Marktabgrenzung um Österreich.<sup>99</sup>

Auch wenn bisher keine Engpässe an den Grenzen zwischen deutschen und dem österreichischen Stromnetz zu beobachten waren, bleiben Verhaltensspielräume für die Anbieter der verbundenen Marktregionen zu berücksichtigen, wenn diese in der Lage sein sollten, durch gezielten Kraftwerkseinsatz eine Netzüberlastung hervorzurufen. Wirtschaftliche Anreize zur strategischen Überlastung der Interkonnektorenkapazität liegen jedoch nur unter sehr restriktiven Annahmen vor. Die dazu notwendige Kraftwerkssteuerung führt zu einem Preisrückgang in einem Marktgebiet, der für das entsprechend handelnde Unternehmen durch einen Preisanstieg in der anderen Region überkompensiert werden kann. Voraussetzung ist zudem, dass das strategisch handelnde Unternehmen auch über die technischen Möglichkeiten zur Beeinflussung der Interkonnektorenkapazitäten verfügt. Eine Untersuchung im Auftrag der österreichischen Energieregulierungsbehörde E-Control<sup>100</sup> hat ergeben, dass eine gezielte Verschiebung von etwa 1.400 bis 2.600 MW Erzeugungsleistung in Grenznähe notwendig wäre, um eine Überlastung der Interkonnektoren zu erreichen. Bei Gegenüberstellung der erforderlichen inkrementellen Leistungsverschiebung und der kontrollierten Kraftwerkskapazitäten für die Lastflussrichtung Deutschland – Österreich, zeigte sich jedoch, dass schon die Möglichkeiten selbstständig einen

---

<sup>96</sup> „Interconnectors are essential for market integration“, Europäische Kommission, DG Competition Report on Energy Sector Inquiry, 2007, SEC(2006) 1724, Rn. 519.

<sup>97</sup> Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten Nr. 47, Preiskontrollen in Energiewirtschaft und Handel?, 2007, abgedruckt in WuW/DE-V 1381, 1382.

<sup>98</sup> Vgl. insoweit auch Monopolkommission, Sondergutachten Nr. 54, Strom und Gas 2009 – Energiemärkte im Spannungsfeld zwischen Politik und Wettbewerb, S. 25, Rn. 48 sowie ESMT, The Electricity Wholesale Sector – Market Integration and Competition, Studie vom 13.01.2010, abrufbar unter <https://www.esmt.org/fm/479/wp-110-01.pdf>.

<sup>99</sup> Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten Nr. 54, Strom und Gas 2009 – Energiemärkte im Spannungsfeld zwischen Politik und Wettbewerb, S. 62, Rn. 76.

Engpass hervorzurufen, für kein Unternehmen gegeben ist, weshalb auf eine weitergehende Analyse der Anreize verzichtet werden kann.

## **bb) Stromhandel**

Ein wichtiger Indikator für die Abgrenzung des räumlich relevanten Marktes bei der Versorgung mit Strom ist der Stromhandel und der sich dabei bildende Strompreis. Insbesondere für den Handel auf Spotmärkten ist jene Strommenge bedeutsam, die zu einem bestimmten Zeitpunkt tatsächlich nachgefragt wird. Die dabei auf die Preissetzung wirkenden Marktkräfte werden, wie bei der Abgrenzung des sachlich relevanten Marktes dargestellt, durch den Erstabatzmarkt für Strom sachgerecht erfasst, auch wenn es sich beim Stromangebot auf Spotmärkten nicht ausschließlich um Erstabatz handelt. Aus tatsächlichen Preis- und Handelsplatzunterschieden lassen sich deshalb Schlussfolgerungen für den räumlich relevanten Markt ableiten. Passen sich die Strompreise in unterschiedlichen Regionen einander an bzw. gibt es einen gemeinsamen Börsenpreis, so deutet dies darauf hin, dass potenzielle Preisunterschiede sofort durch Arbitragegeschäfte – also durch den Import bzw. Export von Strom aus dem jeweils anderen Marktgebiet – geschlossen werden und die Anbieter aus beiden Gebieten somit in einem direkten Wettbewerbsverhältnis zueinander stehen. Dies ist allerdings nur möglich, sofern keine Engpässe an den Interkonnektoren zwischen den Ländern bestehen.

In diesem Zusammenhang ist es von großer Bedeutung, dass es nur einen gemeinsamen Day-Ahead-Preis für Strom aus Deutschland und Österreich an der für beide Länder wichtigsten Energiebörse, der EPEX, gibt. Sowohl für den österreichischen als auch für den deutschen sonstigen Stromgroßhandel ist der Börsenpreis an der EPEX der maßgebliche Referenzpreis. Die österreichischen Stromerzeuger tätigen einen ganz überwiegenden Teil ihres Börsenhandels über die Spotmarkt-Auktionen an der EPEX und die Termingeschäfte an der EEX. Das Handelsvolumen an der Wiener Strombörse EXAA, die auch nicht über einen Terminhandel verfügt, ist vergleichsweise gering. So wurden im Jahr 2009 4.662 GWh am Spotmarkt der Energy Exchange Austria (EXAA) gehandelt,<sup>101</sup> was ca. 6,75 % der gesamten österreichischen Energieproduktion dieses Jahres (68.974 GWh<sup>102</sup>) entspricht.

In dem oben zitierten Gutachten stellt das Beratungsunternehmen Consentec fest, dass erstens die Marktintegration im Stromhandel zwischen beiden Ländern bereits weit fortgeschritten ist, dass zweitens der Großteil der Mitglieder der EXAA auch Handelsteilnehmer an der EEX sind und dass

---

<sup>100</sup> Vgl. Consentec/Frontier Economics, Spezifische Rahmenbedingungen für die Integration der österreichischen und deutschen Elektrizitätsmärkte, Untersuchung im Auftrag der E-Control GmbH, 2007, S. 7. Wegen vertraulichen Informationen und Daten in der Studie ist die Veröffentlichung nicht möglich.

<sup>101</sup> Vgl. EXAA, Geschäftsbericht 2009, S.8.

drittens die EEX die „Leitbörse“ für den österreichischen Markt darstellt.<sup>103</sup> Auch die österreichische Bundeswettbewerbsbehörde kommt zu dem Schluss, dass die an der „*österreichischen EXAA gebildeten Preise zum überwiegenden Teil durch die Preise am deutschen Großhandelsmarkt bestimmt werden, wodurch die dortigen Marktgegebenheiten in der Praxis die österreichischen OTC- und Börsenpreise bestimmen.*“<sup>104</sup>

Allerdings zeigt sich auch, dass – obwohl keine Engpässe zwischen dem deutschen und dem österreichischen Netz ermittelt wurden – weiterhin Abweichungen zwischen den EPEX und EXAA Day-Ahead Spotmarktpreisen zu beobachten sind. Diese fallen allerdings gering aus, sodass dieser Punkt aus Sicht des Bundeskartellamts in einer Gesamtbetrachtung aufgrund der im Vergleich zur EPEX geringen Bedeutung der österreichischen Energiebörse und den vergleichsweise niedrigen Abweichungen kein schwerwiegendes Argument gegen einen preislich weitgehend einheitlichen deutsch-österreichischen Großhandelsmarkt darstellt.

### **cc) Nachfrageverhalten**

Gegebenenfalls können sich noch bestehende Kundenpräferenzen und das Nachfrageverhalten der nachgelagerten Vertriebsstufen auf die räumliche Marktabgrenzung des Erstabsatzmarktes für Strom auswirken. Dieser Effekt kann im Extremfall auch dann zu einer fehlenden Integration der Märkte führen, wenn aus technischer Sicht eigentlich keine Integrationshemmnisse bestehen. Eine solche Situation läge z.B. vor, wenn bei den Endkunden in einem Land eine Präferenz bestände, allein Strom aus Erzeugungsanlagen des eigenen Landes zu beziehen, und Lieferanten deshalb ihrerseits nicht mehr bereit wären, in dem jeweils anderen Land erzeugten Strom einzukaufen. Stromerzeuger in Deutschland und Österreich ständen in diesem Fall nicht miteinander im Wettbewerb, sodass sich die relevanten Wettbewerbskräfte jeweils auf einen der Märkte beschränkten.

Das Nachfrageverhalten auf dem österreichischen Stromabsatzmarkt wurde von der Europäischen Kommission in ihrer Verbund-Entscheidung von 2003 aufgegriffen, um für den Stromabsatzmarkt für die Belieferung von Großkunden, kleinen Weiterverteilern und Kleinkunden in Österreich einen eigenen räumlich abgegrenzten Märkte anzunehmen.<sup>105</sup> Die Europäische Kommission führt dazu die geringen Stromimporte von Großkunden und kleinen Weiterverteilern als wesentliches Argument für unterschiedliche Kundenpräferenzen an. Großkunden griffen nach Erkenntnissen der Europäischen

---

<sup>102</sup> Vgl. E-Control GmbH, Betriebsstatistik 2009/Gesamte Elektrizitätsversorgung, abrufbar unter <http://www.e-control.at/de/publikationen/statistik/strom/betriebsstatistik/berichtsjaehr2009>.

<sup>103</sup> Vgl. Consentec/Frontier Economics, Spezifische Rahmenbedingungen für die Integration der österreichischen und deutschen Elektrizitätsmärkte, Untersuchung im Auftrag der E-Control GmbH, 2007, S. 7. Wegen vertraulichen Informationen und Daten in der Studie ist die Veröffentlichung nicht möglich.

<sup>104</sup> Vgl. Bundeswettbewerbsbehörde, Allgemeine Untersuchung der österreichischen Elektrizitätswirtschaft gemäß § 2 Abs 1 Z 3 Wettbewerbsgesetz (BGBl I Nr 62/2002), 2. Zwischenbericht, 2005.

<sup>105</sup> Vgl. Europäische Kommission, Entscheidung vom 11.6.2003, COMP/M.2947, Verbund/Energie.

Kommission zudem kaum auf ausländische Anbieter zurück, wenn sie bei Ausschreibungen zur Abgabe eines Angebotes aufforderten. Auch hätten viele Kunden eine hohe Präferenz für Strom aus heimischen Wasserkraftwerken. Das Nachfrageverhalten war in diesem Fall eine wesentliche Determinante dafür, dass die Europäische Kommission von der Eigenständigkeit des österreichischen Marktes ausgegangen ist.

Demgegenüber hat sich die Europäische Kommission in derselben Entscheidung nicht festgelegt, ob auch der Markt für die Belieferung von Regionalverteilern auf Österreich zu begrenzen ist. Die Europäische Kommission stellte fest, dass zwar der wesentliche Anteil am Energiebedarf der Regionalverteiler noch durch den österreichischen Anbieter Verbund AG gedeckt werde. Allerdings nehme der Anteil ausländischer Anbieter seit der Liberalisierung des Strommarktes zu.

Die unterschiedlichen Schlussfolgerungen der Europäischen Kommission im Hinblick auf die betrachtete Nachfragestufe deuten darauf hin, dass zum Zeitpunkt der Untersuchung bereits keine vollständige Versorgung von österreichischen Endkunden mit heimischem Strom vorgelegen haben kann. Aus dem Nachfrageverhalten konnte jedenfalls nicht abgeleitet werden, dass österreichische Regionalverteiler bereits zunehmend auf den liberalisierten Handel mit ausländischen Anbietern zurückgriffen.

Neuere Daten zu österreichischen Energieimporten bestätigen einen wesentlichen Austausch zwischen Deutschland und Österreich. 2008 betragen die österreichischen Energieimporte gegenüber der Gesamtproduktion knapp 30 % und stammten zu etwa zu 64,4 % aus Deutschland.<sup>106</sup> Unter Berücksichtigung der seit der Entscheidung fortgeschrittenen Aktivitäten im internationalen Stromhandel könnte deshalb auch im Hinblick auf die Annahmen aus der Verbund-Entscheidung vermutet werden, dass sich die Märkte zunehmend angleichen.

Das Bundeskartellamt hat keine Daten und Informationen zum Kunden- und Nachfrageverhalten in Österreich erhoben. Es geht angesichts der fortschreitenden Handelsintegration davon aus, dass die Unterschiede im Kundenverhalten auf den nachgelagerten Vertriebsstufen nicht so gravierend sind, dass sie räumlich getrennte Märkte begründen würden.

#### **dd) Zwischenfazit**

Angesichts der oben dargestellten und der gewonnenen Erkenntnisse ist zukünftig von einem gemeinsamen Stromerstabsatzmarkt für Deutschland und Österreich auszugehen. Dafür sprechen die folgenden Argumente:

---

<sup>106</sup> Vgl. E-Control, Marktbericht 2009, S.24; E-Control, Betriebsstatistik 2008/Gesamte Elektrizitätsversorgung, abrufbar unter <http://www.e-control.at/de/publikationen/statistik/strom/betriebsstatistik/berichtsjaehr2008>.



- Es gibt keine Netzengpässe an den Grenzkuppelstellen zum österreichischen Verbundnetz bzw. zu dessen drei Regelzonen. Das österreichische Verbundnetz ist zudem sehr eng mit dem deutschen Stromnetz verbunden (insbesondere die Regelzonen Vorarlberg und Tirol).
- Eine strategische Überlastung der Interkonnektoren durch Anbieter von Kapazität erscheint – bereits unabhängig davon, ob überhaupt ein wirtschaftlicher Anreiz besteht - derzeit nicht möglich.
- Es gibt an der EPEX einen gemeinsamen Marktplatz für den deutschen und österreichischen Stromgroßhandel mit einem einheitlichen Börsenpreis.

Die Beschlussabteilung geht angesichts der fortschreitenden Handelsintegration davon aus, dass die Unterschiede im Kundenverhalten auf den nachgelagerten Vertriebsstufen nicht so gravierend sind, dass sie räumlich getrennte Märkte begründen würden.

Daten zur österreichischen Stromerzeugung sind bisher nicht abgefragt worden. Die Beschlussabteilung beabsichtigt, in Zukunft alle österreichischen Erzeuger in Abfragen zur Analyse von Marktmacht und missbräuchlichen Verhaltensweisen einzubeziehen und dabei mit der österreichischen Bundeswettbewerbsbehörde und dem Energieregulierer E-Control zu kooperieren.

Die österreichische Stromproduktion betrug im Jahr 2008 ca. 67 TWh.<sup>107</sup> Die Nettoelektrizitätserzeugung in Deutschland betrug im Jahr 2008 598,9 TWh. Zu erwarten ist, dass die Einbeziehung der österreichischen Stromproduktion in den räumlich relevanten Stromerstabsatzmarkt dazu führen wird, dass die Marktanteile der vier großen deutschen Erzeuger RWE, E.ON, Vattenfall und EnBW tendenziell geringer ausfallen.

### **c) Einbeziehung weiterer benachbarter Länder**

Zunehmend relevant wird die Frage, ob neben Österreich auch andere europäische Länder in den räumlich relevanten Erstabsatzmarkt für Strom aufzunehmen sind. Die Einbeziehung weiterer Länder – etwa Frankreich oder Niederlande – kommt aus Sicht der Beschlussabteilung zum heutigen Zeitpunkt jedoch noch nicht in Betracht. Von einer herausgehobenen Bedeutung ist hier wiederum die physische Verbindung zwischen den Stromnetzen. Dabei zeigt sich, dass an den betreffenden Interkonnektoren nach wie vor Engpässe auftreten, die den länderübergreifenden Stromfluss begrenzen. Auch ein Market Coupling ist nur in den Grenzen dieses Kapazitätsrahmens möglich.

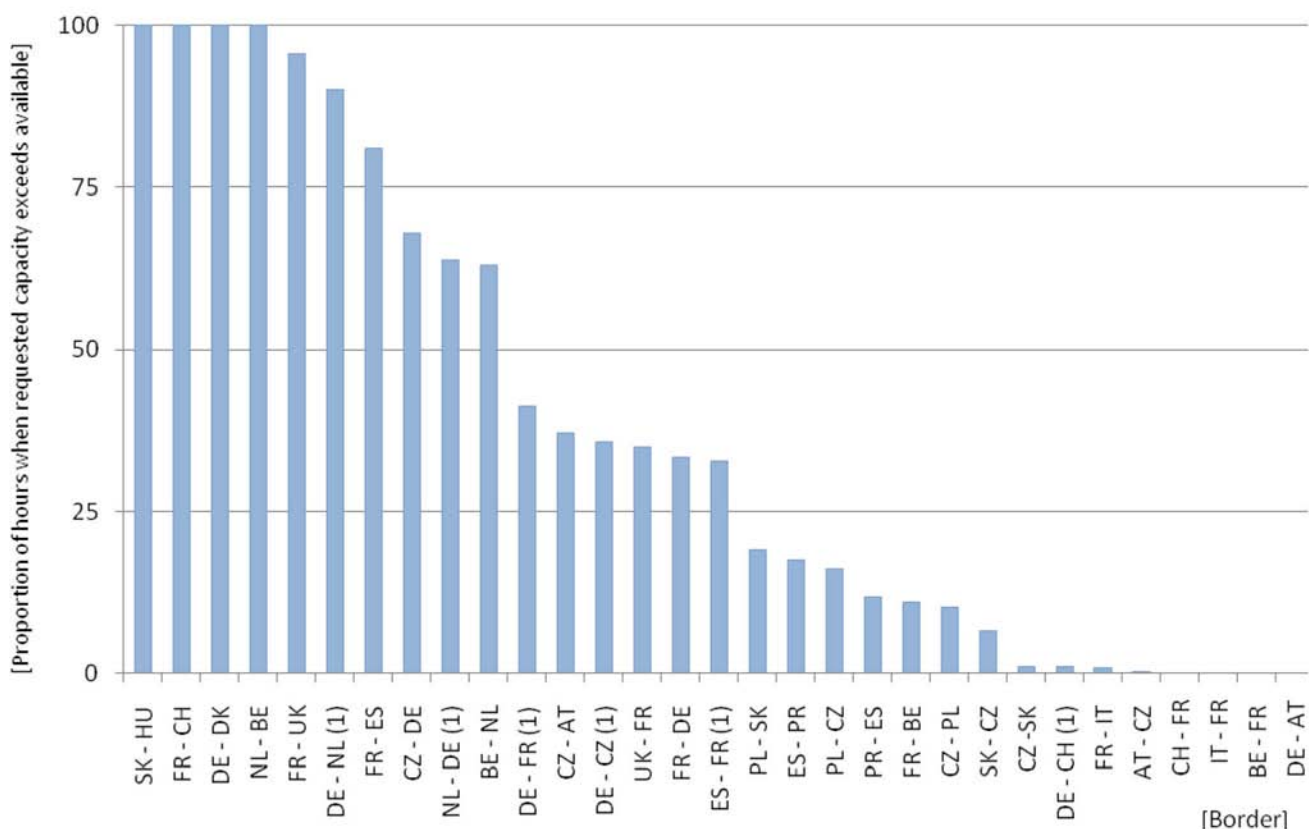
Neben den bestehenden physischen Restriktionen ist der gemeinsame Stromhandel der betreffenden europäischen Länder noch nicht hinreichend weit entwickelt. So bestehen beispielsweise an der EPEX unterschiedliche Marktplätze mit unterschiedlichen Auktionen und Auktionszeitpunkten für die verschiedenen Länder. Ein gemeinsamer Handel für diese Länder findet derzeit noch nicht statt.

---

<sup>107</sup> Vgl. E-Control, Betriebsstatistik 2008/Gesamte Elektrizitätsversorgung, abrufbar unter [http://www.e-control.at/de/publikationen/statistik/strom/betriebsstatistik/berichtsjahr 2008](http://www.e-control.at/de/publikationen/statistik/strom/betriebsstatistik/berichtsjahr%202008).

Die Europäische Kommission geht bisher ebenfalls von national eigenständigen Märkten im Bereich der Energieerzeugung aus. In ihrer Sektoruntersuchung aus dem Jahr 2007 hat auch sie vor allem auf die Überlastung der Interkonnektoren verwiesen, die zur Bildung getrennter Markt- und Preisgebiete führe. Gerade durch die Liberalisierung des Energiemarktes habe das Handelsvolumen stark zugenommen und überlastete die Grenzkuppelstellen damit häufig.<sup>108</sup> Die Europäische Kommission hat vor diesem Hintergrund die Überlastung der Interkonnektoren an verschiedenen Grenzen zwischen Januar und Mai 2005 abgefragt. Im Ergebnis wiesen die meisten Grenzen Beschränkungen der Kapazität auf, wobei, wie oben dargestellt, zwischen Deutschland und Österreich nahezu keine Beschränkungen bestanden.

Abbildung 17: Geschätzte Stunden mit Engpässen an den Interkonnektoren in Prozent, Januar – Mai 2005



Quelle: Europäische Kommission, DG Competition Report on the Energy Sector Inquiry (January 10, 2007), SEC (2006) 1724

Die fortschreitende netzstrukturelle und handelstechnische Entwicklung der Energiemärkte kann jedoch dazu führen, dass eine veränderte Feststellung der räumlichen Marktverhältnisse erforderlich

<sup>108</sup> Vgl. Europäische Kommission, DG Competition Report on the Energy Sector Inquiry, SEC (2006) 1724, Rn. 526.

---

wird. So hat die Europäische Kommission im Jahr 2009 in ihrer Entscheidung im Fusionsfall RWE/Essent erneut geprüft, ob die betreffenden Unternehmen auf getrennten nationalen Märkten oder auf einem gemeinsamen Markt agieren.<sup>109</sup> Anknüpfend an ihre Sektoruntersuchung ging die Europäische Kommission in ihrer Entscheidung zwar weiterhin von getrennten Märkten aus. Weiter untersuchte sie jedoch auch, ob veränderte Bedingungen weitergehende Marktabgrenzungen nahelegen. Dabei stellt die Europäische Kommission zum einen fest, dass sich die Kapazität an den Grenzkuppelstellen zwischen Deutschland und den Niederlanden erhöht habe.<sup>110</sup> Da nur in Spitzenlastzeiten eine Überlastung der Interkonnektoren zwischen Deutschland und den Niederlanden vorliege, könne in den übrigen Zeiten ein gemeinsamer Markt zwischen beiden Ländern erwogen werden. Die Kommission hat eine abschließende räumliche Marktabgrenzung im Ergebnis offen gelassen, da die Frage für die Beurteilung der Wettbewerbswirkungen in dem Fall nicht von Bedeutung war.<sup>111</sup>

In einer Studie, die die Beratungsgesellschaft ESMT in Zusammenarbeit mit dem Kölner Prof. Ockenfels im Auftrag der RWE AG durchgeführt hat, wird der Versuch unternommen, eine weitgehende Integration der Strommärkte Deutschlands und einiger Nachbarländer nachzuweisen.

Die Studie stellt zunehmende Korrelationen zwischen den Day-Ahead Spotmarktpreisen fest.

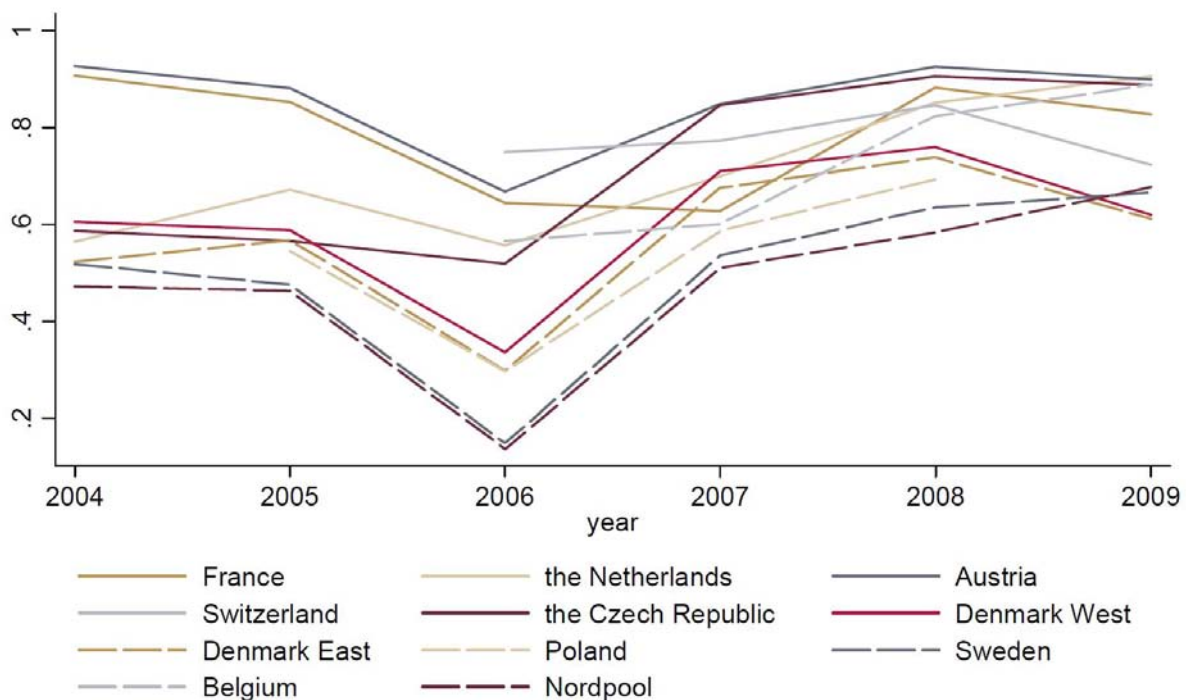
---

<sup>109</sup> Vgl. Europäische Kommission, Entscheidung vom 23.6.2003, COMP/M.5467, RWE/Essent.

<sup>110</sup> Vgl. Europäische Kommission, Entscheidung vom 23.6.2003, COMP/M.5467, RWE/Essent, Rn. 29.

<sup>111</sup> Vgl. Europäische Kommission, Entscheidung vom 23.6.2003, COMP/M.5467, RWE/Essent, Rn. 32.

Abbildung 18: Paarweise Korrelationen der Day-Ahead Spotmarktpreise verschiedener Länder mit dem entsprechenden deutschen Preis



Quelle: ESMT, Electricity Wholesale Sector: Market Integration and Market Power, Studie vom 13.01.2010, S. 30

Die teilweise hohen Korrelationen sind jedoch ausschließlich geeignet zu erklären, dass die Preisveränderungen an den entsprechenden Strombörsen offenbar teilweise auf gemeinsame Einflussfaktoren zurückzuführen sind. Diese Einflussfaktoren müssen nicht notwendigerweise den Fundamentalfaktoren von Angebot und Nachfrage entsprechen. Vielmehr zeigen sich absolut betrachtet, weiterhin erhebliche Abweichungen in den ausgewiesenen Day-Ahead-Preisen, die eher auf fehlende Arbitragemöglichkeiten und damit auf eine unvollständige Marktintegration zurückgeführt werden können.

In der Studie wird demgegenüber die Hypothese vertreten, die absoluten Abweichungen der Day-Ahead-Spotmarktpreise könnten auch durch die verschiedenen Marktdesigns für die Spotmarkt-Auktionen bzw. durch die unterschiedlichen Handelsplätze ausgelöst werden, die die länderspezifischen Spotmarktpreise wechselseitig beeinflussen. Um den Einfluss unterschiedlicher Marktdesigns zu reduzieren, zieht die Studie daher die Auktionspreise für Interkonnektorenkapazitäten vom Niedrig- ins Hochstrompreisland heran.<sup>112</sup> Theoretisch betrachtet sollte der Auktionspreis für Kapazität dem Preisunterschied zwischen Niedrig- und Hochpreisland

<sup>112</sup> Vgl. ESMT, The Electricity Wholesale Sector: Market Integration and Competition, Studie vom 13.1.2010, abrufbar unter <https://www.esmt.org/fm/479/wp-110-01.pdf>.

entsprechen und dabei sämtliche Energiebeschaffungsmöglichkeiten – insbesondere auch den vom Marktdesign kaum abhängigen OTC-Handel – abbilden.

Darüber hinaus wurde ein SSNIP-Test (auch: hypothetischer Monopolistentest) durchgeführt. Mit Hilfe dieses SSNIP-Tests sollte analysiert werden, ob eine konzertierte Preiserhöhung aller inländischen Stromanbieter um 5 bzw. 10 % – etwa nach einer Großfusion – für die inländischen Stromanbieter profitabel wäre, oder ob ein angenommener Absatzmengenverlust an ausländische Anbieter eine derartige Preiserhöhung unprofitabel werden ließe. In einem solchen Fall wären der deutsche Strommarkt und die Märkte der Nachbarländer so weit integriert, dass die räumliche Marktabgrenzung über die nationalen Grenzen hinaus ausgeweitet werden müsse.

Die Studie kam zu dem Ergebnis, dass eine Preiserhöhung um 5 % in rund der Hälfte der Stunden im Jahre 2008 für die inländischen Anbieter nicht profitabel gewesen wäre. Eine 10 %ige Preiserhöhung wäre demnach in 29 % der Stunden nicht profitabel gewesen. Daraus ziehen die Autoren der Studie den Schluss, dass der deutsche Strommarkt über erhebliche Zeiträume des Jahres 2008 stark international integriert war. In diesen Stunden sei demnach eine weitere Marktabgrenzung als die bislang angenommene nationale Abgrenzung sachgerecht.

Es ist allerdings anzumerken, dass die Ergebnisse der Studie nur unter sehr restriktiven Annahmen zustande kommen. Wesentliche Faktoren, die der Integration der nationalen europäischen Strommärkte entgegenstehen, werden vollständig ignoriert.

So wird etwa unterstellt, dass bei einer Preiserhöhung in Deutschland, die dazu führt, dass das inländische Preisniveau über das Preisniveau des jeweils betrachteten Nachbarlandes steigt, der in der jeweiligen Stunde zu beobachtende Export aus Deutschland ins benachbarte Ausland in voller Höhe verloren geht und einen Mengenverlust für die deutschen Erzeuger darstellt. Gleichzeitig wird davon ausgegangen, dass in einer solchen Konstellation Importe aus dem jeweiligen Nachbarland nach Deutschland in voller Höhe der berechneten Net Transfer Capacity (NTC) erfolgt und hierdurch ebenfalls ein Mengenverlust für die deutschen Stromanbieter entsteht. Dieses Vorgehen wurde für alle Nachbarländer wiederholt. Beide Annahmen sind, insbesondere bei einer kurzfristigen Betrachtung, unplausibel. Zum einen konnte im Untersuchungszeitraum dieses Berichts sowie darüber hinaus regelmäßig beobachtet werden, dass Stromflüsse auch entgegen des Preisgefälles erfolgen. Daher erscheint die Unterstellung eines vollständigen Verlusts der Exporte zu restriktiv. Zum anderen können die für einen bestimmten Zeitpunkt oder Zeitraum berechneten NTCs für ein bestimmtes Land nicht einfach addiert werden, wie auch die Autoren der Studie eingestehen. Vielmehr ist in der Praxis zu beobachten, dass die maximalen Importflüsse nach Deutschland regelmäßig sehr deutlich hinter den berechneten NTC zurückbleiben. Grund dafür ist unter anderem, dass die Mechanismen zur Allokation von Interkonnektorenkapazitäten im Untersuchungszeitraum

noch unzureichend funktionierten. Insgesamt führt dies zu einer ganz erheblichen Überschätzung der Fähigkeit ausländischer Stromanbieter den Preissetzungsspielraum der inländischen Stromanbieter zu kontrollieren. Inwieweit die Allokation von Interkonnektorenkapazitäten durch das Ende 2010 eingeführte CWE-Market-Coupling verbessert wird und welchen Beitrag es zur Integration der beteiligten Märkte leisten kann, kann derzeit noch nicht beurteilt werden.

Weiterhin wird in der Studie von einer Vielzahl von institutionellen, strukturellen sowie technischen Friktionen abstrahiert (z. B. verschiedene Handelsschlusszeiten der Börsen), die einer perfekten Marktausgestaltung im Wege stehen. Die Berücksichtigung solcher Friktionen dürfte die Fähigkeit ausländischer Anbieter bei einer Preiserhöhung in den deutschen Markt zu liefern und den inländischen Erzeugern Mengenverluste beizubringen erheblich verringern und so zu einem größeren Preissetzungsspielraum für die inländischen Erzeuger führen.

Darüber hinaus muss kritisiert werden, dass die Autoren der Studie ein statisches System unterstellen. Es ist jedoch davon auszugehen, dass die Nachfrage nach Strom insbesondere in kleineren Nachbarländern auf Basis der getroffenen Annahmen stark steigen dürfte. Denn entsprechend der getroffenen Annahmen entfallen eventuelle Importe aus Deutschland vollständig und gleichzeitig erfolgen in Höhe der berechneten NTC Exporte nach Deutschland, sofern das deutsche Preisniveau durch die unterstellte Preiserhöhung auch nur geringfügig über das Preisniveau des Nachbarlandes steigt. Eine solche höhere Nachfrage würde aber aller Wahrscheinlichkeit nach auch im jeweiligen Nachbarland zu teilweise deutlichen Preiserhöhungen führen. Dies könnte durchaus dazu führen, dass sich das Preisniveau in den Nachbarländern gegenüber dem deutschen Preisniveau nivelliert. Dann bestünde aber auch kein Anreiz mehr Strom nach Deutschland zu liefern. Derartige dynamische Aspekte berücksichtigt das einfache Modell der Studie aber nicht, womit die Aussagekraft erheblich eingeschränkt sein dürfte.

Insgesamt führen die dargestellten Annahmen des Modells zu einer systematischen und möglicherweise erheblichen Überschätzung der Fähigkeit ausländischer Stromanbieter den Preissetzungsspielraum der inländischen Stromanbieter effektiv zu kontrollieren. Eine Notwendigkeit, den Strommarkt länderübergreifend abzugrenzen, kann daraus jedenfalls nicht abgeleitet werden.

Die Studie von ESMT und Ockenfels betrachten die Frage nach dem Grad der Marktintegration zusätzlich aus einem anderen Blickwinkel. Dabei wird die Frage aufgeworfen, ob der Grad der Marktintegration ausreicht, um hinreichend niedrige Strompreise in Deutschland zu gewährleisten. Zur Beantwortung dieser Frage werden – unter der Annahme unbegrenzt verfügbarer Interkonnektorenkapazitäten – die Preisunterschiede zwischen dem deutschen und benachbarten Strommärkten herangezogen. Vereinfachend wird davon ausgegangen, dass sich das deutsche Preisniveau um 50 % des jeweils festgestellten Preisunterschiedes verändern. Die Studie kommt zu

dem Ergebnis, dass unbeschränkte Interkonnektorenkapazitäten zu mehreren Nachbarländern in der Mehrzahl der Stunden zu steigenden Preisen in Deutschland führen würden. Insofern sei der Ausbau von Interkonnektorenkapazitäten unter dem Gesichtspunkt des Preisniveaus nicht per se sinnvoll für Deutschland, da dies durchaus zu steigenden Preisen führen könne.

Das methodische Vorgehen ist allerdings auch an dieser Stelle der Studie durchaus kritikwürdig. Die Autoren vergleichen die Preisniveaus verschiedener strukturell stark geschädigter Märkte miteinander. Tatsächlich sind sogar viele der Strommärkte in Deutschlands Nachbarländern noch stärker konzentriert, als dies in Deutschland der Fall ist. Es ist daher auch nicht zu erwarten, dass es sich bei den für die angestellten Preisvergleiche herangezogenen Preis der deutschen Nachbarn um wettbewerbsanaloge Preise handelt. Vielmehr kann davon ausgegangen werden, dass das Preisniveau sehr wohl in allen in die Berechnungen einbezogenen Ländern überhöht sein könnte. Ein weitgehender Ausbau der Interkonnektoren und ein damit einhergehender gemeinsamer Strommarkt über mehrere Staaten könnte aber die Marktmacht der einzelnen nationalen Marktbeherrscher so weit beschränken, dass das Preisniveau insgesamt sinkt. Dies könnte dann sehr wohl zu sinkenden Preisen auch in Deutschland führen. Derartige Wettbewerbseffekte werden aber in der vorliegenden ESMT-Studie nicht berücksichtigt, so dass aus Sicht des Bundeskartellamtes die Argumentation der Autoren auch an dieser Stelle nicht zu überzeugen vermag. Ein valides Indiz für eine weitgehende Integration des europäischen Strommarktes kann die Studie nicht erbringen.

Eine echte Integration der Märkte, die eine Ausweitung der Marktabgrenzung zulassen würde, ist nach Auffassung der Beschlussabteilung nicht gegeben. Zwar führt ESMT in seinem Gutachten diverse Gründe an, die vermeintlich für europäische Strommärkte sprechen sollten. Gleichwohl erachtet das Bundeskartellamt ausschließlich in Bezug auf den österreichischen Markt die Faktoren, die für einen einheitlichen räumlichen Markt sprechen, als gegeben

## II. Marktbeherrschung

Das kartellrechtliche Missbrauchsverbot des Art. 102 AEUV bzw. der §§ 19, 29 GWB richtet sich an marktbeherrschende Unternehmen. In der klassischen Definition der europäischen Gerichte bezeichnet das Merkmal eine wirtschaftliche Machtstellung, die ein Unternehmen in die Lage versetzt, die Aufrechterhaltung eines wirksamen Wettbewerbs auf dem relevanten Markt zu verhindern, indem sie ihm die Möglichkeit verschafft, sich seinen Wettbewerbern, seinen Abnehmern und schließlich dem Verbraucher gegenüber in einem nennenswerten Umfang unabhängig zu verhalten.<sup>113</sup>

---

<sup>113</sup> Vgl. Europäischer Gerichtshof, Entscheidung vom 14.2.1978, Rs. 27/76, United Brands, Rn. 63 ff.

## 1. Oligopolfeststellung in den Verfahren „E.ON / Eschwege“ und „Deutscher Stromgroßhandel“

Nach den Feststellungen des Bundeskartellamtes, des Oberlandesgerichts Düsseldorf und des Bundesgerichtshofes im Fusionskontrollverfahren E.ON / Eschwege<sup>114</sup> und der vorläufigen Einschätzung der Europäischen Kommission im Verfahren „Deutscher Stromgroßhandel“ ist der deutsche Strommarkt *jedenfalls* durch *gemeinsame Marktbeherrschung* (§ 19 Abs. 2 S. 2 GWB) gekennzeichnet.

### a) Voraussetzungen gemeinsamer Marktbeherrschung

Ein marktbeherrschendes Duopol oder Oligopol besteht, wenn zwischen zwei oder mehreren Unternehmen kein wesentlicher (Binnen-)Wettbewerb stattfindet und sie als Gesamtheit im Außenverhältnis keinem wesentlichen Wettbewerb ausgesetzt sind oder jedenfalls eine überragende Marktstellung haben. Zu den Indikatoren, die für das Bestehen einer marktbeherrschenden Stellung sprechen, zählen dabei insbesondere hinreichende Transparenz, die die Durchsetzung einer gemeinsamen Politik erlaubt, Anreize, die gegen ein Abweichen von der gemeinsamen Strategie sprechen sowie fehlende Abschreckung durch Wettbewerber und Lieferanten.

Das Fehlen von Binnen- und Außenwettbewerb ist wahrscheinlich, wenn die Marktstruktur bestimmte Strukturmerkmale aufweist, die ein koordiniertes Verhalten der Unternehmen begünstigen. Dazu gehören insbesondere hohe Marktanteile der Oligopolisten und geringe Marktanteile der Nicht-Oligopolisten, wenige Wettbewerber, mehrfache Interaktionen der Oligopolisten, hohe Marktzutrittsschranken, die Homogenität des Produkts, die Symmetrie der Oligopolisten und strukturelle Verbindungen zwischen ihnen. Zu berücksichtigen ist auch das jeweilige Verhalten.

Für die Feststellung der Wettbewerbsverhältnisse in einem Oligopol ist letztlich eine Gesamtbetrachtung aller relevanten Umstände maßgebend.<sup>115</sup>

---

<sup>114</sup> Vgl. Oberlandesgericht Düsseldorf, Beschluss vom 6.6.2007, Az. VI-2 7/04, E.ON/Eschwege; Bundesgerichtshof, Beschluss vom 11.11.2008, E.ON/Eschwege, Az. KVR 60/07, S. 25; Bundeskartellamt, Beschluss vom 12.9.2003, Az. B8-21/03, E.ON/Eschwege, S. 11 ff.

<sup>115</sup> Für das europäische Recht hat das Europäische Gericht erster Instanz im Urteil „Airtours / Kommission“ Kriterien zur Prüfung eines Oligopols entwickelt. Danach setzt ein Oligopol voraus, dass (1) der Markt so transparent ist, dass jeder Oligopolist mit hinreichender Genauigkeit und Schnelligkeit die Entwicklung des Verhaltens aller anderen Oligopolisten auf dem Markt in Erfahrung bringen kann, (2) genügend Abschreckungsmittel langfristig für einen Anreiz sorgen, nicht vom gemeinsamen Vorgehen abzuweichen und (3) die voraussichtliche Reaktion der aktuellen und potentiellen Konkurrenten sowie der Verbraucher die erwarteten Ergebnisse des gemeinsamen Vorgehens nicht in Frage stellt, vgl. Europäisches Gericht erster Instanz, Urteil vom 6.6.2002, Rs. T-342/99, Airtours/Kommission, Tz. 62 f. = WuW/E EU-R 559 ff., 562 f.



## **b) E.ON / Eschwege: Marktbeherrschung jedenfalls durch RWE und E.ON**

Nach den auf Basis dieser Kriterien jeweils getroffenen Feststellungen gehören zu den den deutschen Erstabsatzmarkt kollektiv marktbeherrschenden Unternehmen zumindest RWE und E.ON:

Der Bundesgerichtshof hat in seiner Entscheidung E.ON / Eschwege das aus RWE und E.ON bestehende Duopol eingehend anhand einer Vielzahl von strukturellen Aspekten, die den mangelnden Binnenwettbewerb wie auch den mangelnden Außenwettbewerb betrafen, sowie anhand des tatsächlichen Verhaltens der beiden Duopolisten begründet. Dabei umfassten die behandelten strukturellen Aspekte insbesondere die beiderseits gegebene vertikale Integration, das Auftreten sowohl auf den Strom- als auch auf den Gasmärkten, die gesellschaftsrechtlichen Verflechtungen insbesondere zwischen RWE und E.ON, aber auch zwischen RWE und E.ON einerseits und EnBW andererseits, die hohen Marktanteile bei den Stromerzeugungskapazitäten und der Nettostromerzeugung und den deutlichen Marktabstand zu den konkurrierenden Unternehmen, die Homogenität des Produkts Strom und die Transparenz der Preise.<sup>116</sup> Aus all diesen Umständen habe das Beschwerdegericht ohne Rechtsfehler den Schluss ziehen können, dass „dem Duopol E.ON/RWE auf dem Erstabsatzmarkt für Strom jedenfalls eine überragende Marktstellung zukommt“<sup>117</sup>. Ob darüber hinaus nicht nur ein Duopol aus E.ON und RWE, sondern ein Oligopol aus E.ON, RWE, Vattenfall und EnBW besteht, konnte in E.ON / Eschwege – mit Billigung des Bundesgerichtshofes<sup>118</sup> - offenbleiben.

## **2. Entwicklung der Marktanteilsverteilung seit 2007**

### **a) Kapazität und Einspeisung 2007/2008**

Nach den Ergebnissen der vorliegenden Sektoruntersuchung stellten sich die Stromerzeugungskapazitäten sowie die Anteile an der Nettostromerzeugung der vier größten Anbieter wie folgt dar:

---

<sup>116</sup> Vgl. Bundesgerichtshof, Beschluss vom 11.11.2008, Az. KVR 60/07, E.ON/Eschwege, S. 18 f. und S. 21 f.

<sup>117</sup> Vgl. Bundesgerichtshof, Beschluss vom 11.11.2008, Az. KVR 60/07, E.ON/Eschwege, S. 25.

<sup>118</sup> Vgl. Bundesgerichtshof, Beschluss vom 11.11.2008, Az. KVR 60/07, E.ON/Eschwege, S. 25.

Tabelle 8: Kapazitätsverteilung 2007/2008

Erzeuger	2007 (MW)	2008 (MW)
EnBW	11.199 (12 %)	11.379 (12 %)
E.ON	21.888 (23 %)	21.912 (23 %)
RWE	31.735 (34 %)	31.755 (33 %)
Vattenfall	15.606 (17 %)	15.662 (16 %)
<b>Summe</b>	<b>80.428 (85 %)</b>	<b>80.709 (84 %)</b>
<b>Marktvolumen</b>	<b>94.433 (100 %)</b>	<b>95.756 (100 %)</b>

Tabelle 9: Gesamteinspeisung 2007/2008

Erzeuger	2007 (TWh)	2008 (TWh)
EnBW	54,6 (12 %)	49,2 (11 %)
E.ON	106,9 (23 %)	102,5 (22 %)
RWE	164,7 (35 %)	167,7 (36 %)
Vattenfall	77,3 (17 %)	71,0 (15 %)
<b>Summe</b>	<b>403,6 (86 %)</b>	<b>390,4 (84 %)</b>
<b>Marktvolumen</b>	<b>467,9 (100 %)</b>	<b>465,1 (100 %)</b>

Danach verfügten RWE, E.ON Vattenfall und EnBW unter Berücksichtigung eigener Kraftwerke, Anteilen an Gemeinschaftskraftwerken und aufgrund langfristig vertraglich gesicherter Kraftwerksleistungen (Bezugsrechte) im Verhältnis zu anderen stromerzeugenden Unternehmen 2007 und 2008 über die höchsten Stromerzeugungskapazitäten sowie über die höchsten Anteile an der Nettostromerzeugung.

## b) Konzentrationsgrad

Darüber hinaus deutete auch der Herfindahl-Hirschmann-Index (HHI) auf einen nach wie vor hohen Konzentrationsgrad hin. Sowohl auf Kapazitäts- als auch auf Mengenbasis lag der HHI deutlich über dem Schwellenwert von 1.800. Der Markt ist als hoch konzentriert anzusehen.<sup>119</sup>

**Tabelle 10: HHI auf Kapazitäts- und Mengenbasis**

Erzeuger	Kapazität	Erzeugte Menge
2007	2.093	2.183
2008	2.045	2.145

## 3. Aktuelle Entwicklungen

### a) Abgabe von Kapazitäten und Beteiligungen

In der Zwischenzeit hat E.ON im Hinblick auf die von der Europäischen Kommission für verbindlich erklärten Selbstverpflichtungen sein Höchstspannungsnetz sowie deutsche Erzeugungskapazitäten im Umfang von etwa 3.600 MW veräußert und darüber hinaus Wettbewerbern Bezugsrechte an einzelnen E.ON-Kraftwerken im Umfang von ca. 1.900 MW eingeräumt. Darüber hinaus hat E.ON freiwillig die Stadtwerke-Holding Thüga, in der fast 100 Stadtwerke-Beteiligungen gebündelt sind, veräußert.<sup>120</sup> Auch Vattenfall hat zwischenzeitlich den Verkauf seines Fernleitungsnetzes an den belgischen Betreiber Elia und den australischen Fonds IFM abgeschlossen.<sup>121</sup>

Das Höchstspannungsnetz wurde von E.ON an den niederländischen Betreiber Tennet abgegeben. Die Veräußerung von Erzeugungskapazitäten erfolgte im Wesentlichen im Rahmen von Tauschgeschäften mit EnBW, der französischen Electricité de France S.A. (EDF) und der ebenfalls französischen Gaz de France S.A. (GDF), dem österreichischen Energieversorger Verbund Österreichische Elektrizitätswirtschafts-AG und der norwegischen Statkraft AS. Dabei veräußerte E.ON teils Kraftwerke oder Beteiligungen an Kraftwerken in Deutschland, teils Bezugsrechte für

<sup>119</sup> Der HHI ist ein Indikator für den Konzentrationsgrad eines Marktes. Er wird berechnet durch die Addition der quadrierten Marktanteile der jeweiligen Anbieter. Nach den in der Wettbewerbsanalyse anerkannten Schwellenwerten werden Märkte mit einem HHI unter 1.000 als nicht konzentriert, zwischen 1.000 und 1.800 als mäßig konzentriert und bei einem HHI über 1.800 als hochkonzentriert angesehen, vgl. etwa Whish, Competition Law, 6. Auflage 2008, S. 40 f.

<sup>120</sup> Vgl. Pressemitteilung des Bundeskartellamts vom 12.11.2008.

<sup>121</sup> Vgl. Frankfurter Allgemeine Zeitung, 20. 5.2010, S. 17.

deutsche Kraftwerkskapazitäten und erwarb im Gegenzug im Wesentlichen Kraftwerke im Ausland oder Bezugsrechte bezüglich ausländischer Kraftwerke.<sup>122</sup> Die Stadtwerke-Holding Thüga wurde an ein Konsortium von Stadtwerken unter der Firma Integra veräußert.<sup>123</sup>

**Tabelle 11: Abgabe von Erzeugungskapazitäten durch E.ON**

Abgabe von Erzeugungskapazitäten / sonstigen Leistungen				Kapazität	Anteil	Bezugsrechte
Firma	Werk	Art	Menge (MW)			
EnBW/EDF	Gundremmingen B und C, Krümmel, Unterweser	Kernkraft	800			X
	Rostock	Steinkohle	256	X	50,4%	
	Buschhaus	Braunkohle	159			X
	Lippendorf - Block S	Braunkohle	445	X	100% (= 50%)	
	Bexbach	Steinkohle	79	X	100% (= 8,3%)	
Stadtwerke Hannover	Kraftwerk Mehrum GmbH	Steinkohle	345	X	50%	
Electrabel	Farge	Steinkohle	350	X	100%	
	Zolling	Steinkohle	449	X	100%	
	Zolling	Gasturbinen	50	X	100%	
	Zolling	Biomasseanlage	10	X	50%	
	Jansen	Pumpspeicherkraftwerk	99	X		
		Laufwasserkraftwerk	1,8			
	Kraftwerk	Pumpspeicherkraftwerk	28	X		

<sup>122</sup> Vgl. Bundeskartellamt, Beschluss vom 10.11.2009, Az. B8-139/09, Stadtwerke Hannover/Kraftwerk Mehrum; Europäische Kommission, Entscheidung vom 16.10.2009, COMP/M.5512, Electrabel/E.ON; Bundeskartellamt, Beschluss vom 15.9.2009, Az. B8-116/09, EDF/EnBW/Kraftwerk Rostock; Bundeskartellamt, Beschluss vom 29.6.2009, Az. B8-82/09, Verbund-Gruppe/Kraftwerksgruppe Inn; Bundeskartellamt, Beschluss vom 2.2.2009, Az. B8-21/09, EnBW/Kraftwerke Lippendorf und Bexbach.

<sup>123</sup> Freigegeben durch Bundeskartellamt, Beschluss vom 30.11.2008, Az. B8-107/09, Integra/Thüga.

	Tanzmühle	Laufwasserkraftwerk	3,3			
	Gundremmingen B und C, Grohnde, Unterweser	Kernkraft	677			X
österreichischer Energieversorger Verbund	13 Wasserkraftwerke	Wasserkraft	312	X	100%	
Morgan Stanley	KW Veltheim 2 u. 3	Steinkohle- u. GaskombiKW	264			X
Statkraft	Kraftwerksanlagen (Schweden, Deutschland, Großbritannien)	<u>relevant:</u> 2 Gaskraftwerke, 1 Pumpspeicher, 10 Wasserkraftwerke, Anteile an 2 Biomassekraftwerken	1.202	X	100%	
		Aktien	2,2 Mrd €			
		Insgesamt (MW)	5.530,1			

## b) Beurteilung von Bezugsrechten

Bei der Zuordnung der Anteile an Erzeugungskapazitäten und Ist-Einspeisung ist danach insbesondere die Behandlung von *Bezugsrechtsverträgen* von Bedeutung. Darunter sind Verträge zu verstehen, nach denen ein Kraftwerksbetreiber kraftwerks- bzw. blockbezogen Kraftwerksleistung für einen anderen, den Bezugsrechteinhaber, vorhält und dieser die Leistung nach seinen Bedürfnissen anfordern und vermarkten kann, während die Betriebsführung bei dem Veräußerer verbleibt.

Wie oben im Einzelnen dargelegt hat E.ON ab dem Jahr 2009 in Hinblick auf die gegenüber der Europäischen Kommission eingegangenen Verpflichtungszusagen Bezugsrechte im Umfang von über 1.900 MW eingeräumt. In den Fällen, die nach den Umsätzen dem GWB unterfallen, erfragten die Beteiligten jeweils mit einer Voranfrage, ob die Übertragung eines Bezugsrechts der Fusionskontrolle unterliege.<sup>124</sup> Die 8. Beschlussabteilung des Bundeskartellamts ist in diesen Fällen jeweils zu der Auffassung gelangt, dass *in der konkreten Ausgestaltung* die Einräumung des Bezugsrechts *keinen Zusammenschlusstatbestand* erfülle.

Für die Beurteilung der Marktmachtverhältnisse im Rahmen der Missbrauchsaufsicht geht die 10. Beschlussabteilung von folgenden Grundsätzen aus: Für die Wettbewerbsverhältnisse auf dem Erstabsatzmarkt ist entscheidend, wer über das Ob der Erzeugung und der Vermarktung der den

Gegenstand des Bezugsvertrags bildenden Kapazitäten befindet und wer das wirtschaftliche Risiko der Vermarktung trägt. Danach werden die Kapazitäten demjenigen zugerechnet, der (bezogen auf die jeweilige Kapazität) über den Einsatz des Kraftwerks bestimmt und die Chancen und Risiken der Vermarktung trägt. Ausschlaggebend ist die konkrete Ausgestaltung des Bezugsrechtsvertrags im Einzelfall.

In Anwendung dieser Grundsätze hat die Beschlussabteilung etwa die Kapazitäten, die den Gegenstand der zwischen Evonik und RWE geschlossenen Bezugsrechtsverträge bilden, dem Bezugsrechteinhaber (RWE) zugerechnet. Bei den in Folge des Kommissionsverfahrens von E.ON eingeräumten Bezugsrechten erfolgte eine Zurechnung an den Erwerber: So waren insbesondere auch Kapazitäten der Kraftwerke Buschhaus und Veltheim - soweit sie Gegenstand der Bezugsrechte waren - dem jeweiligen Bezugsrechteinhaber zuzurechnen. Im Ergebnis wird diese Einschätzung auch von Seiten der Europäischen Kommission geteilt.

### c) Konsequenzen für die Oligopolthese

Wie aus Erhebungen und weiteren Erkenntnissen des Bundeskartellamtes hervorgeht, stellt sich die weitere Entwicklung für 2009 wie folgt dar:

**Tabelle 12: Kapazitätsverteilung und Gesamteinspeisung 2009**

Erzeuger	Kapazitätsverteilung 2009 (MW)	Gesamteinspeisung 2009 (TWh)
EnBW	14 %	14%
E.ON	19 %	21%
RWE	31 %	31%
Vattenfall	16 %	16%
<b>Summe</b>	<b>80 %</b>	<b>82 %</b>
<b>Marktvolumen</b>	<b>100 %</b>	<b>100 %</b>

Aufgrund dieser Entwicklung lässt sich gegenwärtig nicht prognostizieren, dass sich in Bezug auf RWE und E.ON hinsichtlich der Frage der Normadressateneigenschaft für die Missbrauchskontrolle

<sup>124</sup> Voranfrage von E.ON vom 3.3.2010 bezüglich Strombezugsrechten aus den Kraftwerksblöcken Veltheim 2 und 3, Az. B8-35/10; Voranfrage von EDF und EnBW vom 21.8.2009 bezüglich Strombezugsrechten aus den Kraftwerken Unterweser, Gundremmingen, Krümmel und Buschhaus, Az. B8-119/09.

grundlegende Veränderungen ergeben werden. Dass Vattenfall und EnBW ebenfalls über hohe Marktanteile verfügen, legt zudem die Annahme nahe, dass, wie bereits von der Kommission in Sachen „Deutscher Stromgroßhandel“ angedeutet und vom Bundesgerichtshof in E.ON / Eschwege offengelassen, auch Vattenfall und ggf. auch EnBW – die 8. Beschlussabteilung hatte die Einbeziehung von EnBW im Fusionsfall EnBW/VNG abgelehnt – in den Kreis der möglichen Oligopolunternehmen einzubeziehen sind.

Im Übrigen weisen die Konzernunternehmen E.ON und RWE nach vorläufiger Einschätzung der Beschlussabteilung nach wie vor zahlreiche strukturelle Gemeinsamkeiten auf, die im Ausgangspunkt eine erkennbare Gleichrichtung der Interessenlage und Reaktionsverbundenheit nahelegen und damit wettbewerbsbeschränkendes (Parallel-)Verhalten begünstigen. Dies gilt namentlich für die jeweils ausgeprägte vertikale Integration, das Auftreten sowohl auf den Strom- als auch – als Vorlieferant – auf den Gasmärkten, die gesellschaftsrechtlichen Verflechtungen, die Homogenität des Produkts Strom sowie (jenseits von RWE, E.ON, Vattenfall und EnBW) den großen Marktanteilsabstand zu den übrigen Anbietern. Beide Konzerne sind vertikal integriert und – entweder durch eigene Unternehmen oder solchen, an denen sie Minderheitsbeteiligungen unterhalten – auf allen Stufen der Elektrizitätserzeugung und -verteilung vertreten.<sup>125</sup> Dies galt in besonderem Maße für den untersuchungsgegenständlichen Zeitraum 2007 und 2008. Zwar hat E.ON mit der Veräußerung der Thüga sowie von Teilen des deutschen Höchstspannungsnetzes das Ausmaß seiner vertikalen Integration verringert. Aber auch nach dem Thüga-Verkauf verfügt E.ON mit immer noch 94 (von zuvor 138) Minderheitsbeteiligungen an Endversorgern weiterhin über bedeutenden Einfluss auf zahlreiche Akteure auf den Endkundenmärkten. So ist E.ON in über 90 % der Stromversorgungsunternehmen, an denen E.ON eine Beteiligung hält, auch Vorlieferant und zwar zum weit überwiegenden Teil mit der im Vergleich zu anderen Lieferanten höchsten Absatzmenge. Darüber hinaus verfügt E.ON nach wie vor über bedeutende Verflechtungen mit anderen Stromerzeugungsunternehmen sowie als Muttergesellschaft von E.ON Ruhrgas über eine herausgehobene Position bei der Brennstoffbeschaffung (insbesondere als Vorlieferant von Erdgas).

Im Übrigen hat sich die Veräußerung der Thüga an das Integra-Konsortium bislang nur geringfügig auf den bundesweiten *Erstabsatzmarkt* für Strom ausgewirkt. Dies ergibt sich bereits aufgrund der sehr geringen Erzeugungskapazitäten, auf die die Gesellschafter der Integra und die Thüga-Unternehmen Zugriff haben.<sup>126</sup> Schließlich ist auch nicht davon auszugehen, dass die Veräußerung des Höchstspannungsnetzes eine wesentliche Veränderung der Wettbewerbsverhältnisse auf dem Erstabsatzmarkt erwarten ließen. Zum einen verfügt E.ON mit einem Hochspannungsnetz von ca. 22.000 km weiterhin über einen bedeutenden Teil der Verteilnetze. Zum anderen hat die Frage des

---

<sup>125</sup> Vgl. für E.ON zuletzt ausführlich Bundeskartellamt, Beschluss vom 30.11.2009, Az. B8-107/09, Integra/Thüga.

Netzeigentums angesichts der fortschreitenden Regulierung der Netze für die wettbewerbliche Beurteilung der Verhältnisse auf dem Erstabatzmarkt an Bedeutung verloren. In der Gesamtbetrachtung ist auch nach der Veräußerung der Thüga sowie des Übertragungsnetzes von einem hohen Grad vertikaler Integration beider Unternehmen auszugehen.

#### 4. Einzelmarktbeherrschung durch mehrere Unternehmen?

##### a) Rechtliche Grundlagen

Im Rahmen einer weitergehenden Analyse der Marktverhältnisse stellt sich freilich die Frage, ob – trotz Marktanteilen von unter 40 %<sup>127</sup>– wegen der Besonderheiten des Produktes Strom die vier großen Erzeugungsunternehmen nicht sogar als jeweils *individuell marktbeherrschend* angesehen werden müssen. Dass im Einzelfall auch mehrere Unternehmen individuell marktbeherrschend sein können, ist in der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofes anerkannt<sup>128</sup>: Haben mehrere Unternehmen neben- oder unabhängig voneinander die Möglichkeit, wirksamen Wettbewerb auf einem Markt zu verhindern, so ist jedes von ihnen als im Sinne von § 19 GWB, Art. 102 AEUV marktbeherrschend anzusehen.<sup>129</sup>

Mit der beherrschenden Stellung ist die wirtschaftliche Machtstellung eines Unternehmens gemeint, die dieses in die Lage versetzt, die Aufrechterhaltung eines wirksamen Wettbewerbs auf dem relevanten Markt zu verhindern, indem sie ihm die Möglichkeit verschafft, sich seinen Wettbewerbern, seinen Abnehmern und schließlich den Verbrauchern gegenüber in einem nennenswerten Umfang unabhängig zu verhalten. Diese Unabhängigkeit steht in direktem Verhältnis zur Intensität des Wettbewerbsdrucks, der auf das marktbeherrschende Unternehmen ausgeübt wird. Marktbeherrschung ist ein Zeichen dafür, dass dieser Wettbewerbsdruck nicht ausreichend wirksam ist, so dass das marktbeherrschende Unternehmen über einen bestimmten Zeitraum über erhebliche Marktmacht verfügt.<sup>130</sup> In Fällen potentiellen Ausbeutungsmisbrauchs kommt es dabei ausschlaggebend auf die Abhängigkeit der Abnehmer an. Dabei ist nicht auf die Abhängigkeit eines einzelnen Kunden, sondern der Kunden auf dem betroffenen Markt *generell* abzustellen.<sup>131</sup> Im Sinne der Rechtsprechung zur Marktbeherrschung ist ein Unternehmen insbesondere dann von seinen Abnehmern und den Verbrauchern unabhängig, wenn es als „unvermeidlicher Handelspartner“ (unavoidable trading partner, partenaire obligatoire) anzusehen ist:

<sup>126</sup> Vgl. Bundeskartellamt, Beschluss vom 30.11.2009, Az. B8-107/09, Integra/Thüga, S. 20.

<sup>127</sup> Vgl. dazu Europäische Kommission, Prioritätenpapier, Art. 82, Rn. 14.

<sup>128</sup> Vgl. Bundesgerichtshof, Beschluss vom 3.3.2009, Az. KZR 82/07, Reisestellenkarte, Beschlussausfertigung S. 13.

<sup>129</sup> Vgl. Bundesgerichtshof, Beschluss vom 3.3.2009, Az. KZR 82/07, Reisestellenkarte, Beschlussausfertigung S. 13, vgl. auch Europäischer Gerichtshof, Urteil vom 6.4.1995, Rs. C-241/91 und C-242/91, Magill.

<sup>130</sup> Vgl. Europäische Kommission, Prioritätenpapier, Art. 82, Rn. 10.

<sup>131</sup> Vgl. Wessely, Normadressaten Art. 82 EG, in Frankfurter Kommentar zum Kartellrecht, Rn. 86.



„Ein Unternehmen, das während längerer Zeit einen besonders hohen Marktanteil innehat, befindet sich allein durch den Umfang seiner Produktion und seines Angebotes in einer Position der Stärke, die es zu einem nicht zu übergehenden Geschäftspartner macht und ihm bereits deswegen, jedenfalls während relativ langer Zeit, die *Unabhängigkeit des Verhaltens sichert, die für eine beherrschende Stellung kennzeichnend ist*; die Inhaber von erheblich geringeren Marktanteilen wären nicht in der Lage, kurzfristig die Nachfrage zu befriedigen, die sich vom Marktführer abwenden wollte.“<sup>132</sup>

Nach der Mitteilung der Europäischen Kommission zur Erläuterung ihrer Prioritäten bei der Anwendung von Art. 82 EG kann auch dann, wenn der Marktanteil eines Unternehmens unter 40 % liegt, unter bestimmten besonderen Umständen der Fall eintreten, dass Wettbewerber, insbesondere wegen ihrer begrenzten Kapazitäten, nicht in der Lage sind, das Verhalten des potentiell marktbeherrschenden Unternehmens wirksam einzuschränken.<sup>133</sup>

Solche besonderen Umstände sind für die Verhältnisse auf dem Erstabatzmarkt für Strom zu bejahen: Anders als die meisten sonstigen Produkte ist Strom nicht speicherbar. Es muss stets die gleiche Menge an Strom ins Netz eingespeist werden, die zu diesem Zeitpunkt nachgefragt wird. Kurzfristig ist die Nachfrage in hohem Maße unelastisch; es kann kurzfristig auch nicht mehr Kapazität zugegebaut werden. Aufgrund dieser Besonderheiten kann auf Strommärkten auch bei absolut nicht herausragenden Marktanteilen die Situation eintreten, dass die Kapazität eines Unternehmens kurz- und mittelfristig nicht durch freie Kapazitäten anderer Wettbewerber ersetzt werden kann. Ist ein Anbieter unverzichtbar, um die Nachfrage im Ganzen zu befriedigen („pivotal“, vgl. unten), kommt es bereits unterhalb hoher Marktanteile zur Abhängigkeit der Abnehmer (im Ganzen). Diese Eigenschaft des Strommarkts führt dazu, dass jeder Anbieter zu jedem Zeitpunkt, in dem seine eigene Kapazität notwendig ist, um die Gesamtnachfrage zu decken, über erhebliche Marktmacht verfügt.

In Ansehung dieser Besonderheiten wurden von Seiten der ökonomischen Wettbewerbsanalyse der *Pivotal Supplier Index (PSI)* und der *Residual Supply Index (RSI)* als Indikatoren zur Messung von Marktmacht auf den Strommärkten entwickelt. Als Hilfsmittel bei der Bestimmung von Marktmacht sind diese Indikatoren mittlerweile international anerkannt.<sup>134</sup> Auch die Monopolkommission hat ihre

---

<sup>132</sup> Vgl. Nachweise aus der Rsp. bei Wessely, Normadressaten Art. 82 EG, in Frankfurter Kommentar zum Kartellrecht, Rn. 87 unter Berufung auf den Europäischen Gerichtshof, Entscheidung vom 13.2.1979, Rs.85/76, Hoffmann LaRoche.

<sup>133</sup> Vgl. dazu Europäische Kommission, Prioritätenpapier, Art. 82, Rn. 14.

<sup>134</sup> Der Residual Supply Index (RSI) wurde vom California Independent System Operator (CAISO) entwickelt und mittlerweile in verschiedenen Studien zur Messung von Marktmacht auf den Strommärkten rezipiert, vgl. Sheffrin, *Critical Actions Necessary for Effective Market Monitoring – Draft Comments*, 2001, aufrufbar unter <http://www.caiso.com/docs/2001/12/03/2001120317295516981.pdf>; Sheffrin, *Predicting Market Power Using the Residual Supply Index*, 2002, aufrufbar unter <http://www.caiso.com/docs/2002/12/05/2002120508555221628.pdf>; London Economics, *Structure and*

Berücksichtigung bei der Feststellung von Marktmacht auf dem deutschen Stromerstabsatzmarkt befürwortet.<sup>135</sup>

## b) Das Konzept des Residual Supply Index (RSI)

Sowohl PSI als auch RSI messen, wie entscheidend ein Anbieter zur Befriedigung der Nachfrage ist. Der PSI als binärer Indikator nimmt für einen Anbieter zu einem bestimmten Zeitpunkt den Wert 1 an, falls der Anbieter notwendig zur Deckung der Nachfrage ist, und 0 für den Fall, dass der Anbieter nicht notwendig ist. Bei der Berechnung des RSI wird diese strikte Definition des PSI durch die Verwendung einer kontinuierlichen statt einer binären Skala gelockert, sodass dieser Indikator mehr Informationen enthält. Das Bundeskartellamt stellt daher im Folgenden ausschließlich auf den RSI ab.

Beide Indikatoren berücksichtigen nicht nur die Angebots-, sondern auch die Nachfrageseite des Marktes und die im Markt verfügbare Kapazität. Die Berechnung des Indikators auf Stunden- oder sogar Viertelstundenbasis trägt darüber hinaus der Tatsache Rechnung, dass die Marktmacht eines Anbieters sich im Zeitablauf ändern kann. Ein Anbieter gewinnt an Macht, solange ein anderer Anbieter ein großes Kraftwerk vom Netz nimmt, da in diesem Zeitraum die Gesamtkapazität kleiner ist. Ebenso gewinnt er an Macht, wenn die Nachfrage steigt.

Der RSI für ein Unternehmen  $i$  ist definiert als:

$$RSI_i = \frac{\text{Gesamtkapazität} - \text{Kapazität}_i}{\text{Gesamtnachfrage/Zeiteinheit}}$$

Der Index gibt an, ob die im Markt verbleibende Kapazität, wenn Unternehmen  $i$  ausfällt, ausreicht, um die Gesamtnachfrage zu decken. Ist der Index kleiner 1, dann wird Unternehmen  $i$  benötigt, um die Gesamtnachfrage im Markt zu decken. Unternehmen  $i$  ist dann *unverzichtbarer* (i.e. pivotaler) Anbieter. Das Unternehmen kann sich in wesentlichem Umfang unabhängig von seinen Wettbewerbern und Abnehmern verhalten.

In der Wettbewerbsanalyse ist es üblich, nicht den Indikator selbst bzw. einen geeigneten statistischen Durchschnittswert für den stündlich ermittelten Index zu verwenden. Vielmehr wird darauf abgestellt, dass ein wettbewerbliches Problem vorliegt, wenn der Indikator in einem bestimmten Anteil an Stunden unter einem bestimmten Schwellenwert liegt.

---

Performance of Six European Wholesale Electricity Markets in 2003, 2004 and 2005, 2007, aufrufbar unter [http://www.londecon.co.uk/le/publications/recent\\_reports.shtml](http://www.londecon.co.uk/le/publications/recent_reports.shtml), S. 57, 74 ff.; Niederländische Wettbewerbsbehörde, Monitor Energy Markets 2007, S. 50 f.; Von Hirschhausen et al., Preisbildung und Marktmacht auf den Elektrizitätsmärkten in Deutschland. Grundlegende Mechanismen und empirische Evidenz, 2007, S. 23, aufrufbar unter [http://www.vik.de/fileadmin/vik/Pressemitteilungen/PM070118/VIK\\_Gutachten.pdf](http://www.vik.de/fileadmin/vik/Pressemitteilungen/PM070118/VIK_Gutachten.pdf); Vassilopoulos, Models for the Identification of Market Power in Wholesale Electricity Markets, 2003, S. 28, vgl. auch Lang, Marktmacht und Marktmachtmessung im deutschen Großhandelsmarkt für Strom, 2007, S. 9, 64 ff.

<sup>135</sup> Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 54, Strom und Gas 2009 – Energiemärkte im Spannungsfeld

Üblicherweise wird davon ausgegangen, dass ein Unternehmen, für das der RSI in mehr als 5 % der gemessenen Zeiträume unter 1,1 liegt, über Marktmacht verfügt.<sup>136</sup> Bei einem RSI von unter 1,0 wird das Vorliegen von *Marktbeherrschung* vermutet.<sup>137</sup>

### c) Die Berechnung des RSI

Die Beschlussabteilung hat den RSI für die Jahre 2007 und 2008 auf der Basis der im Rahmen der Sektoruntersuchung erhobenen Daten auf Stundenbasis für die vier großen Stromerzeuger ermittelt. Konkret erfolgte die Berechnung auf der Grundlage folgender Definitionen:

1. **Gesamtkapazität:** Die Gesamtkapazität entspricht der Nettoleistung aller Kraftwerke, die dem Markt zur Verfügung steht, exklusive EEG-Strom. Nicht enthalten in der Gesamtkapazität sind Kraftwerkskapazitäten, die aufgrund technischer Restriktionen sowie der Regel- und Reserveleistungsvorhaltung dem Markt nicht zur Verfügung standen. Die im deutschen Strommarkt verfügbare Gesamtkapazität erhöht sich weiter durch die Möglichkeit von Stromimporten. Als Näherungswert für die technisch und ökonomisch dadurch maximal zu erwartende Erhöhung der Kapazität wurden die höchsten im betrachteten Zweijahreszeitraum beobachteten Nettoimporte angesetzt.
2. **Kapazität des Unternehmens i:** Die Kapazität eines Unternehmens i entspricht der Nettoleistung aller Kraftwerke des Unternehmens i, die dem Markt zur Verfügung stehen, exklusive EEG-Strom. Nicht enthalten sind Kraftwerkskapazitäten, die aufgrund technischer Restriktionen sowie der Regel- und Reserveleistungsvorhaltung dem Markt nicht zur Verfügung standen. Stromimporte, die von dem zu betrachtenden Unternehmen gegebenenfalls getätigt wurden, sind der Kapazität dieses Unternehmens nicht zugerechnet worden. Zum einen liegen Zahlen zu den Stromimporten nicht in der notwendigen Detailtiefe vor.<sup>138</sup> Bei einem Fokus auf die Fähigkeit zur Kapazitätszurückhaltung können diese Importmengen jedoch vernachlässigt werden, zumal gebuchte, aber nicht genutzte Kapazitäten – jedenfalls nach dem gesetzlichen Regelungsregime

---

von Politik und Wettbewerb, S. 15, 65.

<sup>136</sup> Dieser Grenzwert beruht auf einem Vorschlag von Sheffrin und wurde so z.B. auch von London Economics in der Studie für die Sektoruntersuchung der GD Wettbewerb übernommen. Vgl. London Economics, Structure and Performance of Six European Wholesale Electricity Markets in 2003, 2004 and 2005, Februar 2007, [http://www.londecon.co.uk/le/publications/recent\\_reports.shtml](http://www.londecon.co.uk/le/publications/recent_reports.shtml).

<sup>137</sup> Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 54, Strom und Gas 2009 – Energiemärkte im Spannungsfeld von Politik und Wettbewerb, S. 65.

<sup>138</sup> London Economics hat daher vorgeschlagen, jedem Unternehmen anteilig zu seinem Marktanteil Importkapazitäten zuzuschlagen, vgl. London Economics, Structure and Performance of Six European Wholesale Electricity Markets in 2003, 2004 and 2005, 2007, aufrufbar unter [http://www.londecon.co.uk/le/publications/recent\\_reports.shtml](http://www.londecon.co.uk/le/publications/recent_reports.shtml), S. 75 f. und S. 292.

(Art. 6 Abs. 4 VO Nr. 1228/2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel) – an den Markt zurückgehen.<sup>139</sup>

Im Hinblick auf die Möglichkeiten, auf die Preisbildung einzuwirken, sind freilich auch Importmengen grundsätzlich geeignet, Marktmacht zu vermitteln (das gilt insbesondere für dauerhaft gesicherte Importkapazitäten, etwa bei Bestehen langfristiger Bezugsverträge hinsichtlich ausländischer Kraftwerkskapazitäten). Die für die Zwecke dieser Untersuchung erfolgte Nichtzurechnung der Stromimporte weist daher zugunsten des jeweiligen Unternehmens einen in der Tendenz höheren RSI aus als bei Berücksichtigung der Importmengen.

3. **Gesamtnachfrage:** Die Gesamtnachfrage entspricht der Einspeisung aller erfassten Kraftwerksblöcke ins deutsche Stromnetz inklusive Nettoimporten, exklusive EEG-Strom sowie exklusive Regel- und Reserveenergie.

Die Berechnung des RSI folgt dem Inländerkonzept: Die Gesamtnachfrage entspricht der Gesamtmenge an Strom, die innerhalb Deutschlands aus dem Netz gezogen wird. Die Gesamtkapazität ist analog dazu die Menge an Strom, die in Deutschland maximal zur Verfügung steht. Alternativ könnte der RSI nach dem Inlandskonzept ermittelt werden. Gesamtkapazität wäre dann die Menge an Strom, die in Deutschland maximal produziert werden könnte, die Gesamtnachfrage wäre die gesamte Nachfrage nach in Deutschland produziertem Strom. Die Beschlussabteilung hält die Berechnung nach dem Inländerkonzept für angemessen, da die hier relevante Marktgegenseite die deutschen Verbraucher sind.

Die Berücksichtigung von Importen und Exporten wird in der Literatur unterschiedlich gehandhabt. In der Theorie läge es nahe, in die Gesamtkapazität die maximal zur Verfügung stehenden Nettoimportkapazitäten aufzunehmen. Die theoretische Gesamtkapazität steht jedoch aus technischen und ökonomischen Gründen tatsächlich nicht in voller Höhe zur Verfügung.

1. Technisch hängt die verfügbare (Netto)importkapazität von der Nutzung der Grenzkuppelstellen ab. Diese ist allerdings nicht bekannt. Zum einen ist die Leistung der Grenzkuppelstellen zwischen Deutschland und dem Ausland nicht für jedes Nachbarland bekannt. Zum anderen ist eine einfache Aufsummierung aller Einzelkapazitäten zu einer Gesamtkapazität nicht sachgerecht. Die Gesamtimportkapazität liegt aus technischen Gründen deutlich unter der Summe der Einzelimportkapazitäten. Dies zeigt sich u.a. darin, dass in dem von der Beschlussabteilung erfassten Zwei-Jahres-Zeitraum die tatsächlich pro Stunde beobachteten Importe zu jedem Zeitpunkt deutlich unter der Summe der Gesamtkapazitäten lagen. Da gleichzeitig bekannt ist, dass es regelmäßig zu Engpässen an

---

<sup>139</sup> Insofern hat ein Unternehmen keine Möglichkeit, Importkapazitäten zu blockieren, da diese zwar gebucht werden können, bei Nichtnutzung aber an den Markt zurückgehen. Dies unterscheidet sich grundlegend von der

den Grenzkuppelstellen kommt, kann die Summe der Gesamtkapazitäten nicht den insgesamt tatsächlich zur Verfügung stehenden Kapazitäten entsprechen.

2. Ökonomisch hängt der Anreiz zu Importen und Exporten vom Preisniveau aller betroffenen Länder ab. So ist davon auszugehen, dass bestehende Importkapazitäten nach Deutschland nicht genutzt werden, solange das Preisniveau im betreffenden Nachbarland über dem deutschen Preisniveau liegt. Erst wenn das deutsche Preisniveau über dem Preisniveau im Nachbarland liegt, exportiert ein dortiger Stromproduzent nach Deutschland. Aufgrund der relativen Größe von Deutschland im Vergleich zu den Nachbarn ist dann jedoch zu erwarten, dass Importe, die so hoch sind, dass sie das deutsche Preisniveau spürbar senken, zu erst recht spürbaren Preiserhöhungen im Exportland führen. Diese preisliche Reaktion kann eine Ausweitung des Imports nach Deutschland auch dann verhindern, wenn die technischen Importkapazitäten noch gar nicht ausgelastet sind. Darüber hinaus ist davon auszugehen, dass Engpässe auf den europäischen Strommärkten insbesondere aufgrund erhöhter Nachfrage häufig korreliert auftreten, dass also in der Regel mehrere benachbarte Länder betroffen sind. In diesem Fall ist eine Erhöhung der Importmenge aus dem Land, das ebenfalls betroffen ist, auch bei steigendem Preis nicht unbedingt zu erwarten.

Beim Bundeskartellamt wurden in diesem Zusammenhang zwei Gutachten eingereicht. Erstens ein im Auftrag der E.ON AG erstelltes Gutachten von Frontier Economics und zweitens ein im Auftrag der Vattenfall AG erstelltes Gutachten von London Economics. In beiden Gutachten wird unterschiedlich mit der Möglichkeit von Stromimporten und –exporten umgegangen.

Das Gutachten von London Economics verwendet die tatsächlich in jeder Stunde beobachteten Nettoimporte als Maß für die Importkapazitäten. Dieser Ansatz wäre dann tragfähig, wenn das Preisniveau auf dem deutschen Markt zu *jedem* Zeitpunkt der Analyse deutlich höher gewesen wäre als auf den benachbarten Märkten. Denn dann wäre zu erwarten, dass ebenfalls zu jedem Zeitpunkt alle technischen und ökonomischen Möglichkeiten zum Import nach Deutschland genutzt worden wären. Dies war aber nicht der Fall.

Alternativ ermittelt London Economics einen RSI, bei dem als maximale Importkapazität die Summe der Nettotransferkapazitäten mit allen Nachbarländern Deutschlands verwendet wird. Die Kapazitäten werden dabei den beteiligten Firmen anteilig zu ihrem nationalen Marktanteil zugeschlagen. Bei dieser Berechnungsmethode sinkt die Anzahl der Stunden, in denen die zwei großen Anbieter marktmächtig sind, drastisch ab. So liegt der RSI eines Unternehmens zunächst in 47,7 % der Zeit unter 1,1. Bei Berücksichtigung der aufsummierten Interkonnektorenkapazität wäre dies nur noch in 0,2 % der Zeit der Fall. Die Verwendung der Summe aller Nettotransferkapazitäten als Maß für die

---

Situation, in der sich ein Kraftwerksbetreiber befindet. Dieser entscheidet vollständig darüber, ob die Kraftwerkskapazität dem Markt zur Verfügung gestellt wird oder nicht.

Möglichkeit, ausländische Kapazitäten zu nutzen, hält das Bundeskartellamt jedoch nicht für tragfähig. Aus technischen Gründen liegt die maximal verfügbare Importkapazität deutlich unter der Summe aller Nettotransferkapazitäten. Es ist davon auszugehen, dass hohe Importe nach Deutschland preistreibende Wirkung in den Exportländern entfalten, die den Anreiz, nach Deutschland zu exportieren, deutlich reduzieren können. Eine Analyse der vom Bundeskartellamt erhobenen Daten zeigt darüber hinaus, dass Deutschland in nicht unerheblichem Maß Transitland für Strom ist. Wenn der Strompreis in einem Nachbarland niedriger ist als in Deutschland, in einem anderen aber höher, ist zu erwarten, dass zwar Strom aus dem Niedrigpreisland nach Deutschland importiert wird, dann aber zumindest teilweise weiter in das hochpreisige Nachbarland exportiert wird. Dieser Aspekt bleibt unberücksichtigt bei einer Betrachtung, die allein auf die maximalen Nettotransferkapazitäten abstellt.

Frontier Economics verwendet ausschließlich die Summe der Nettotransferkapazitäten zwischen Deutschland und allen Nachbarstaaten als Maß für die Importmöglichkeiten nach Deutschland, ohne – wie London Economics – diese teilweise den großen Anbietern zuzurechnen.<sup>140</sup> Das Bundeskartellamt hält diesen Ansatz aus den oben genannten Gründen nicht für tragfähig.<sup>141</sup> Entsprechend sind die ermittelten RSI-Werte systematisch zu hoch. Die Möglichkeit von Erzeugern, Marktmacht auszuüben, wird unterschätzt.

Die Beschlussabteilung verwendet in dieser Sektoruntersuchung eine dritte Möglichkeit, Importkapazitäten bei der Berechnung der Gesamtkapazität zu berücksichtigen. Als Schätzung für die tatsächlich zur Verfügung stehenden Importkapazitäten verwendet sie die höchsten Nettoimporte, die im beobachteten Zwei-Jahres-Zeitraum pro Stunde berichtet wurden.<sup>142</sup> Die Beschlussabteilung geht davon aus, dass dieser Wert die *realen* Importmöglichkeiten besser abbildet, als die Summe der maximalen Nettotransferkapazitäten.

So kann davon ausgegangen werden, dass zu irgendeinem Zeitpunkt in Deutschland in dem beobachteten Zwei-Jahres-Zeitraum eine Situation bestand, in der es für andere Länder außergewöhnlich attraktiv war, Strom nach Deutschland zu importieren, während der Anreiz zu exportieren außergewöhnlich niedrig war. Dies ist dann zu erwarten, wenn der deutsche Börsenpreis relativ zu dem der Nachbarländer besonders hoch ist, wenn erhebliche Kapazitäten im deutschen Markt ausfallen oder die Nachfrage in Deutschland relativ zu den Nachbarländern besonders hoch

---

<sup>140</sup> Vgl. Frontier Economics, Marktkonzentration im deutschen Stromerzeugungsmarkt, Studie für E.ON, Mai 2010.

<sup>141</sup> Würde man bei der Betrachtung auf technisch realisierbare Importkapazitäten abstellen, wäre dies kleiner als die Nettotransferkapazitäten. Da ökonomisch kein Anreiz besteht, aus Ländern mit höherem Preisniveau Strom nach Deutschland zu exportieren, dürften darüber hinaus nur die technisch realisierbaren Importkapazitäten aus Ländern mit einem Preisniveau, das unter dem deutschen liegt, als Kapazitäten berücksichtigt werden.

<sup>142</sup> Zur Importmenge s. unter E.III.3.

ist.<sup>143</sup> Der Nettoimport in einem solchen Zeitpunkt ist eine belastbarere Annäherung an die *realen* Importmöglichkeiten als die maximale Nettotransferkapazität.

EEG-Strom wurde aus der Betrachtung herausgenommen. Durch die Nicht-Berücksichtigung von EEG-Strom verringert sich die Gesamtkapazität in gleichem Umfang wie die Stromnachfrage.<sup>144</sup> Dahinter steckt die Annahme, dass die Produktion von EEG-Strom immer mit maximal verfügbarer Kapazität erfolgt. Aufgrund der fixen Einspeisevergütung, die immer über den Grenzkosten eines EEG-Kraftwerkes liegen, gibt es keinen Grund, ein EEG-Kraftwerk nicht so weit als technisch möglich zu nutzen. Die pro Zeiteinheit eingespeiste Menge entspricht daher immer der Kapazität. Zudem sieht die Beschlussabteilung die Erzeugung von EEG-Strom als sachlich eigenständigen Markt an.

Der größte Abzugsposten bei der Berechnung der Gesamt- und der individuellen Kapazität sind die technischen Restriktionen. Im Durchschnitt über alle Stunden und alle Unternehmen stehen etwa ein Viertel aller Kapazitäten aufgrund technischer Restriktionen nicht zur Verfügung.<sup>145</sup>

#### **d) Ergebnisse des RSI**

Das Bundeskartellamt hat den RSI auf Stundenbasis für die vier großen Stromerzeuger für die Jahre 2007 und 2008 berechnet. Das Ergebnis ist in Abbildung 19 graphisch in Form von Verteilungsfunktionen des RSI dargestellt.

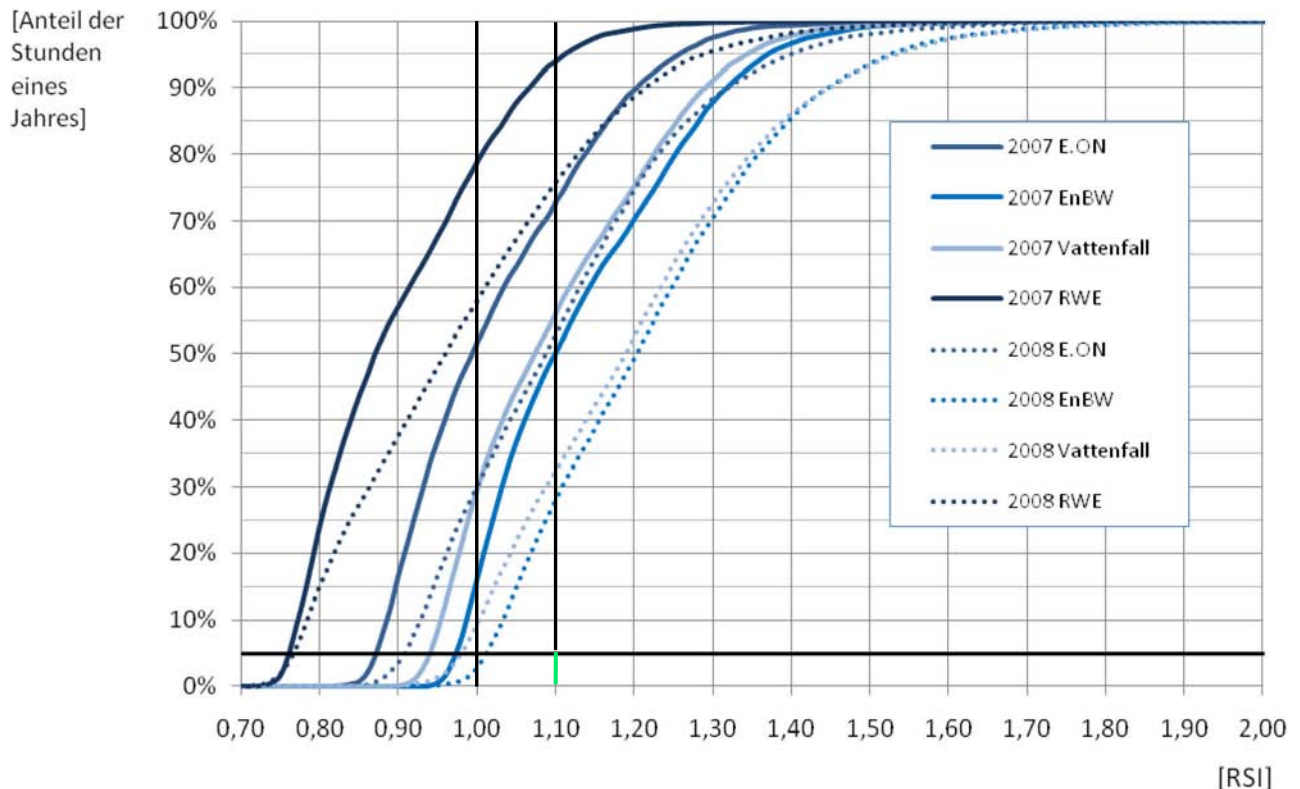
---

<sup>143</sup> Dabei ist stets davon auszugehen, dass die relative Situation eines Nachbarlandes zu Deutschland zur gleichen Stunde sehr unterschiedlich sein kann. Ein Nachfrageschock, der den Süden Deutschlands betrifft, kann hohe Anreize zu Importe aus allen Nachbarländern außer Frankreich auslösen, während gleichzeitig weiterhin Strom nach Frankreich exportiert wird.

<sup>144</sup> Für den RSI ergeben sich mit und ohne Berücksichtigung von EEG-Strom bei der Nachfrage und der dem Markt zur Verfügung stehenden Kapazität rein rechnerisch identische Werte, wenn dieser exakt bei 1,0 liegt. Bei einem RSI über 1,0 liegt der RSI bei Ausschluss von EEG-Strom etwas über den Werten, die sich inklusive EEG-Strom ergeben. Bei einem RSI unter 1,0 ist es umgekehrt.

<sup>145</sup> Zur Bedeutung der technischen Restriktionen s. E.III.2.a).

Abbildung 19: Verlauf des RSI für die vier großen Stromerzeuger



Quelle: eigene Darstellung

Auf der horizontalen Achse sind die ermittelten RSI-Werte im Bereich von 0,7 und 2,0 aufgetragen. Werte unter 0,7 sind nicht ermittelt worden; Werte über 2,0 nur in wenigen Fällen. Auf der vertikalen Achse ist der Anteil der Stunden eines Jahres dargestellt, in denen der angegebene RSI oder ein kleinerer RSI-Wert ermittelt wurden. Die durchgezogenen Kurven stellen die Werte für 2007 dar, die gepunkteten Kurven die Werte für 2008. Die starke Verschiebung der Kurven aller vier Erzeugungsunternehmen zwischen 2007 und 2008 vor allem im mittleren Bereich ist fast ausschließlich auf den Nachfragerückgang in 2008 zurückzuführen.<sup>146</sup>

Der kritische Schwellenwert – ein RSI über 1,1 in weniger als 5 % der Stunden – ist durch den kurzen grünen Abschnitt der Linie beim Wert 1,1 bezeichnet. Schneidet die Verteilungsfunktion die grüne Kurve, kann Einzelmarktbeherrschung ausgeschlossen werden. In Abbildung 19 ist dies für keines der vier Unternehmen, weder für 2007 noch für 2008, der Fall. Die Abbildung zeigt darüber hinaus deutlich, dass RWE die problematischsten RSI-Werte aufweist, gefolgt von E.ON, Vattenfall und

<sup>146</sup> Teilweise ist dieser Nachfragerückgang auf den Ausbau von EEG-Kapazitäten zurückzuführen. Da diese stets voll ausgelastet sind, sinkt durch den Ausbau von EEG-Kapazitäten die durch konventionelle Erzeuger zu befriedigende Restnachfrage. Darüber hinaus ist ein Rückgang der Gesamtnachfrage nach Strom durch die im Herbst 2008 einsetzende Wirtschaftskrise zu beobachten.



EnBW. Im Jahr 2008 waren die RSI-Werte für alle vier Unternehmen niedriger, ohne dass sich an der Rangfolge der Unternehmen etwas verändert hat.

Die folgende Tabelle stellt dar, in wie viel Prozent der Stunden in den Jahren 2007 und 2008 der RSI für die vier großen deutschen Stromerzeuger unter 1,1 lag. Die Ergebnisse lassen sich direkt aus Abbildung 19 ablesen, indem man prüft, welcher Prozentwert sich für das jeweilige Unternehmen im jeweiligen Jahr bei einem RSI von 1,1 ergibt.

**Tabelle 13: Anteil der Stunden, in denen RSI < 1,1**

Jahr	EnBW	E.ON	RWE	Vattenfall
2007	49,1 %	71,8 %	93,6 %	55,1 %
2008	25,7 %	50,5 %	73,8 %	30,6 %

Die Tabelle zeigt, dass der RSI für *alle* vier großen deutschen Stromerzeuger in deutlich mehr als 5 % der Fälle unter 1,1 liegt.

Im Folgenden wird darüber hinaus dargestellt, in wie viel Prozent der Stunden in den Jahren 2007 und 2008 der RSI für die vier großen Stromerzeuger unter einem Wert von 1,0 lag:

**Tabelle 14: Anteil der Stunden, in denen RSI < 1**

Jahr	EnBW	E.ON	RWE	Vattenfall
2007	14,2 %	50,5 %	77,8 %	27,7 %
2008	1,6 %	27,8 %	55,9 %	7,2 %

Die Ergebnisse lassen sich ebenfalls direkt aus Abbildung 19 ablesen, indem man prüft, welcher Prozentwert sich für das jeweilige Unternehmen im jeweiligen Jahr bei einem RSI von 1,0 ergibt.

Alle vier Stromerzeuger (bis auf EnBW in 2008) sind in einer signifikanten Zahl der Stunden unverzichtbare Anbieter. In beiden Tabellen zeigt sich, dass RWE am häufigsten unverzichtbarer Anbieter ist, gefolgt von E.ON, Vattenfall und schließlich EnBW. Die angegebenen Prozentwerte sind – ebenfalls in beiden Tabellen – für das Jahr 2007 deutlich höher als für das Jahr 2008. Der Nachfragerückgang im Jahr 2008 in Höhe von 7 % bewirkt eine zahlenmäßig deutlich stärkere Verringerung der Prozentwerte, da die Verteilungsfunktion des RSI für alle vier Unternehmen im Bereich von 1,0 bis 1,1 sehr steil verläuft.

### e) Bedeutung des RSI für die Feststellung der Normadressateneigenschaft

Die Beschlussabteilung erachtet den RSI als für die Messung von Marktmacht auf dem Stromerstabsatzmarkt sachgerechten Indikator. Zwar darf nicht verkannt werden, dass der RSI allein auf die Kapazität eines Unternehmens im Verhältnis zur Gesamtkapazität und der Gesamtnachfrage des Marktes abstellt, die Möglichkeit, Marktmacht auszuüben, aber noch von weiteren Faktoren (etwa der jeweiligen Zusammensetzung des Kraftwerksparks des betroffenen Unternehmens, in der Zukunft ggf. zunehmende Elastizität der Nachfrage) abhängen kann. Gleichwohl ist der RSI als belastbarer, den gegebenen Spezifika des Strommarktes in herausgehobener Weise Rechnung tragender Indikator anzusehen, wenn es darum geht zu quantifizieren, in welchem Ausmaß sich ein Anbieter unabhängig von seinen Wettbewerbern und der Marktgegenseite verhalten kann.

Unter Berücksichtigung der über den Zusammenhang von RSI und Marktmacht geleisteten Vorarbeiten geht die Beschlussabteilung von folgenden Richtwerten aus:

(1.) Bei einem RSI von über 1,2 kann in der Regel davon ausgegangen werden, dass ein einzelner Anbieter nicht in der Lage ist, einen Preis deutlich über dem Preis bei vollständigem Wettbewerb zu setzen.<sup>147</sup> Sein Verhaltensspielraum wird hinreichend durch den Wettbewerb kontrolliert. Es sind ausreichend freie Kapazitäten vorhanden, um die Nachfrage zu befriedigen.

(2.) Auf der anderen Seite bedeutet ein RSI von unter 1,0, dass ein Anbieter *unverzichtbar* ist, um die Nachfrage zu befriedigen. Nach Auffassung der Beschlussabteilung besteht eine *tatsächliche Vermutung*, dass ein Unternehmen über eine individuell marktbeherrschende Stellung verfügt, wenn der RSI in mehr als 5 % der Stunden unter 1,0 liegt.<sup>148</sup> Vergleichbar der Lage bei der gesetzlichen Marktbeherrschungsvermutung in § 19 Abs. 3 GWB kann diese Vermutung widerlegt werden, wenn strukturelle Faktoren im Markt darauf hindeuten, dass das betroffene Unternehmen trotz des Überschreitens der Schwellenwerte ausnahmsweise nicht über die *Möglichkeit* verfügt, gewinnbringend Preise über dem Wettbewerbsniveau zu fordern.

Dabei ist hinsichtlich der Annahme einer Schwelle von 5 % als eines im Sinne der Rechtsprechung *erheblichen* Zeitraums folgender Zusammenhang zu beachten: Liegt der RSI für ein Unternehmen in 5 % der Fälle unter einem bestimmten Schwellenwert, so werden in dieser Zeit deutlich mehr als 5 % des Umsatzes im Markt erzielt, weil ein niedriger RSI regelmäßig mit einer *hohen Absatzmenge* und einem *hohen Strompreis* einhergeht. So werden in den 5 % der Stunden, in denen der RSI der vier

---

<sup>147</sup> Vgl. Sheffrin, Critical Actions Necessary for Effective Market Monitoring – Draft Comments, 2001, S. 9.

<sup>148</sup> Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 54, Strom und Gas 2009 – Energiemärkte im Spannungsfeld von Politik und Wettbewerb, S. 65.

großen Stromerzeuger am niedrigsten ist, mindestens 10 bis 15 % des Gesamtumsatzes im Markt erwirtschaftet<sup>149</sup>. Das entspricht etwa 3 Mrd. €.

(3.) Ein RSI von unter 1,1 in mehr als 5 % der Stunden kann für sich bereits auf das Bestehen erheblicher Marktmacht hindeuten. So ist davon auszugehen, dass sich ein Unternehmen schon dann in signifikantem Umfang unabhängig von den anderen Marktbeteiligten verhalten kann, wenn die Gesamtkapazität des Marktes ohne das betreffende Unternehmen *nahezu* ausgeschöpft ist.<sup>150</sup> Für die positive Feststellung einer *marktbeherrschenden Stellung* im Sinne von § 19 GWB, Art. 102 AEUV sind aber weitere Kriterien gesondert zu gewichten.

(4.) Bei einem RSI von mehr als 1,1 in 95 % der Stunden mag ein Unternehmen dagegen zwar in einzelnen Stunden über Marktmacht verfügen. Ausmaß und Zeitraum sind aber so begrenzt, dass von einzelnen Zeitpunkten, in denen der RSI unter 1,1 absinkt, regelmäßig nicht auf das Vorliegen einer *marktbeherrschenden Stellung* i.S.v. § 19 GWB, Art. 102 AEUV geschlossen werden kann.

Dabei berücksichtigt die Beschlussabteilung bei der Bewertung der RSI-Daten folgende Aspekte:

1. **Marktcharakteristika als Indikatoren:** Unterschiedliche institutionelle Bedingungen von Strommärkten ebenso wie unterschiedliche Nachfragestrukturen führen dazu, dass auch die Möglichkeiten, eine pivotale Marktstellung auszunutzen, bei gleichem RSI unterschiedlich groß sein können. Dies ist bei der Bewertung von RSI-Daten zu berücksichtigen.
2. **Überschusskapazität als Obergrenze:** Der RSI definiert alle Unternehmen, deren Kapazitätsanteil in einer Stunde höher ist als die Überschusskapazität im Markt, als pivotale (unverzichtbare) Anbieter. Bei einer Überschusskapazität von Null, wenn also alle Kapazitäten im Markt voll ausgelastet sein müssen, um die Nachfrage zu decken, ist jedes Unternehmen im Markt unverzichtbarer Anbieter. Insofern stellt die Überschusskapazität eine Obergrenze bei der Bemessung eines RSI-Schwellenwertes dar.

Marktcharakteristika, die für die Festlegung eines Richtwertes relevant sein können, sind z. B. Eigenschaften der Stromnachfrage. Die Möglichkeit, als pivotaler Anbieter überhöhte Preise zu fordern, ist im Strommarkt vor allem deshalb gegeben, weil die kurzfristige Nachfrage nach Strom relativ unelastisch ist. Dies ist u.a. darauf zurückzuführen, dass ein großer Teil der Stromkunden Strom über den Tag verteilt völlig unabhängig von der aktuellen Marktlage kauft. Typische Haushalts- und Kleinkunden zahlen Strom nach einem rein mengenabhängigen Tarif. Die Uhrzeit der Stromentnahme spielt für die Höhe der Stromrechnung zumindest derzeit und im

---

<sup>149</sup> Der Umsatz entspricht dabei der produzierten Menge, multipliziert mit dem Spotpreis der EEX.

<sup>150</sup> Vgl. Sheffrin, Predicting Market Power Using the Residual Supply Index, 2002, aufrufbar unter <http://www.caiso.com/docs/2002/12/05/2002120508555221628.pdf>, sowie London Economics, Structure and Performance of Six European Wholesale Electricity Markets in 2003, 2004 and 2005, 2007, aufrufbar unter [http://www.londecon.co.uk/le/publications/recent\\_reports.shtml](http://www.londecon.co.uk/le/publications/recent_reports.shtml).

Untersuchungszeitraum keine Rolle, obwohl der Strompreis an der Börse stark schwankt. Der Stromerzeuger hat insofern keinen Rückgang der Nachfrage zu befürchten, wenn er als entscheidender Anbieter einen überhöhten Preis fordert. Je höher allerdings der Anteil der Strommenge ist, die an Kunden geliefert wird, deren Strompreis im Zeitablauf schwankt und die auch kurzfristig auf Preisänderungen reagieren können, desto geringer sind die Möglichkeiten, eine Stellung als pivotaler Anbieter auszunutzen. Eine Erhöhung der Nachfrageelastizität im Strommarkt kann sich insoweit in einer Absenkung der Schwellenwerte niederschlagen.

Ein weiterer Aspekt, der bei der Bestimmung der Schwellenwerte eine Rolle spielt, ist die Verteilung der Strommenge im Zeitablauf. Typischerweise ist die Nachfrage nach Strom zu bestimmten Tageszeiten, aber auch in Abhängigkeit der Wetterlage, unterschiedlich hoch. In den Stunden, in denen die Nachfrage am höchsten ist, sind auch die Preise am höchsten. Da die Unternehmen tendenziell genau in diesen Stunden mit hoher Nachfrage und hohen Preisen pivotale Anbieter sind, wird in dem Anteil an Stunden, in denen ein Anbieter pivotal ist, ein überproportional hoher Anteil des Umsatzes erzielt. In den Jahren 2007 und 2008 wurden in den 5 % der Stunden, in denen der RSI der vier großen Stromerzeuger am niedrigsten ist, 10 % bis 15 % des Gesamtumsatzes im Markt erwirtschaftet.<sup>151</sup> Das entspricht etwa 3 Mrd. €. Je ungleicher sich die Umsätze der Unternehmen auf die verschiedenen Stunden eines Jahres verteilen, desto problematischer scheint eine marktmächtige Stellung in diesen Stunden.

Die Überschusskapazität als Obergrenze für einen RSI-Richtwert ergibt sich schließlich dadurch, dass der RSI eines Unternehmens nie über der insgesamt in einem Markt verfügbaren Überschusskapazität liegen kann.

Die Überschusskapazität im Markt sei dabei definiert als:

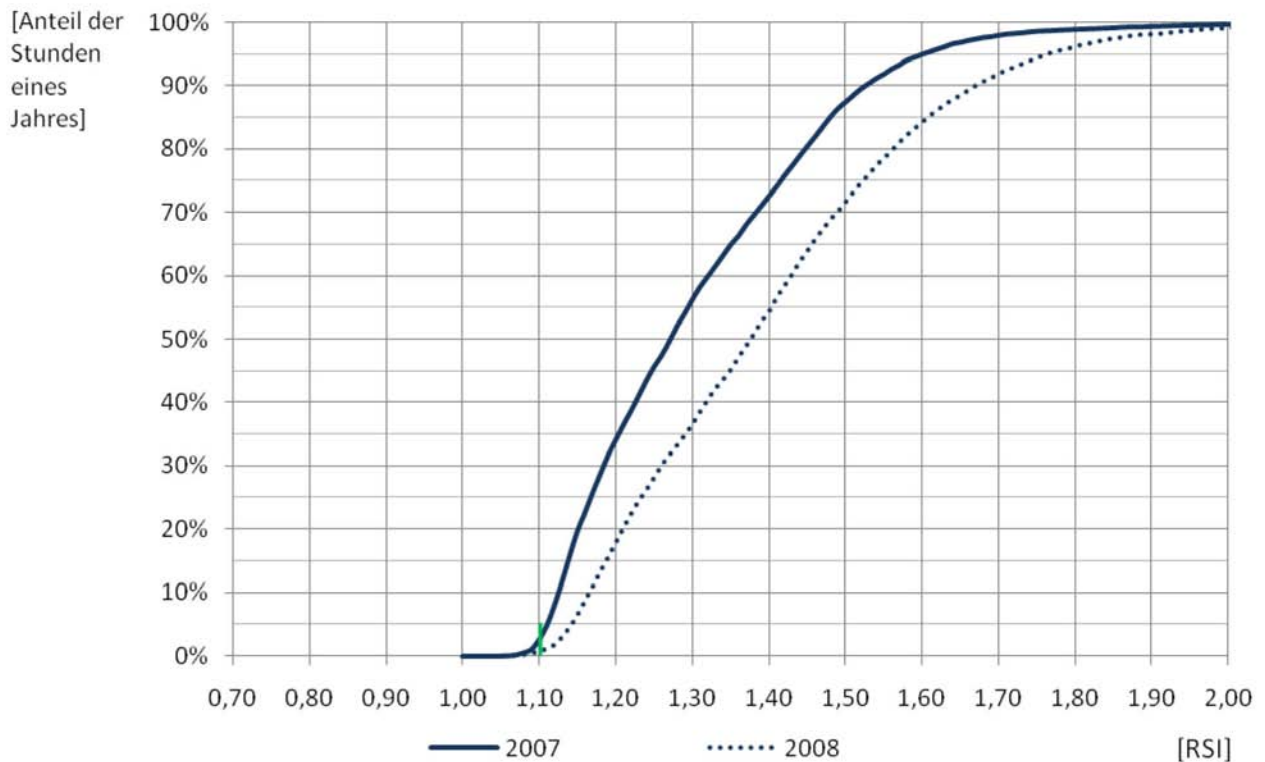
$$\text{Überschusskapazität}_i = \frac{\text{Gesamtkapazität}}{\text{Gesamtnachfrage/Zeiteinheit}}$$

Der RSI misst dagegen die Überschusskapazität im Markt, wenn ein bestimmtes Unternehmen  $i$  ausfällt. Da ein Unternehmen nicht über eine Kapazität verfügen kann, die kleiner als Null ist, kann der RSI eines Unternehmens nie unter einer Grenze liegen, die durch die Überschusskapazität gegeben ist.

---

<sup>151</sup> Der Umsatz entspricht dabei der produzierten Menge, multipliziert mit dem Spotpreis der EEX.

Abbildung 20: Darstellung der Überschusskapazität im Markt



Quelle: eigene Darstellung

Die Abbildung macht deutlich, dass es zur Bewertung der Marktstellung eines Unternehmens bei einem RSI von über 1,0 notwendig ist, weitere Faktoren heranzuziehen. Denn einerseits ist es durchaus vorstellbar, dass Unternehmen, die in einer signifikanten Anzahl an Stunden einen RSI-Wert aufweisen, der nur geringfügig über 1,0 liegt, ihre Marktposition ausnutzen können, um Strom zu überhöhten Preisen zu verkaufen. Andererseits kann aber bei einer geringen Überschusskapazität im Markt auch der RSI von Anbietern mit sehr kleinen Marktanteilen bereits kritische Werte aufweisen.

Vor diesem Hintergrund erscheint ein hinreichend belastbarer Erfahrungssatz, der die Annahme einer *tatsächlichen Vermutung* für das Bestehen einer marktbeherrschenden Stellung rechtfertigt, erst für eine solche Marktlage gegeben, in der der RSI des betreffenden Unternehmens in einer signifikanten Zahl von Stunden unter 1,0 liegt.<sup>152</sup>

<sup>152</sup> Bei einem Wert von unter 1,0 ist sichergestellt, dass die Vermutung nicht durch Randanbieter im Markt erfüllt ist; im Übrigen ist bei einem Schwellenwert von 1,0 ohne Bedeutung, ob EEG-Strom in den Markt mit einbezogen wird oder nicht.

## f) Einbeziehung von Österreich in den räumlich relevanten Markt

Es gibt verschiedene Argumente, die für eine Einbeziehung von Österreich in den räumlich relevanten Markt sprechen (s. D.I.2). Eine stundenweise *Berechnung* des RSI unter Einbezug von Österreich konnte nicht erfolgen, da die Beschlussabteilung nicht über stündliche Angaben zur österreichischen Erzeugungskapazität und der Nachfrage nach Strom verfügt. Die Einrichtung einer Markttransparenzstelle, die über Möglichkeiten zum Datenaustausch mit der österreichischen E-Control verfügt, könnte hier Abhilfe schaffen.

Allerdings ist nicht davon auszugehen, dass sich die RSI-Kurven für die vier großen deutschen Stromerzeuger durch die Einbeziehung von Österreich in den räumlich relevanten Markt gravierend verschieben. Das lässt sich an der folgenden Formel illustrieren:

Der RSI für ein Unternehmen  $i$  wäre bei einer Zusammenfassung der Märkte definiert als:

$$RSI_i = \frac{\text{Gesamtkapazität}_{\text{Deutschland}} + \text{Gesamtkapazität}_{\text{Österreich}} - \text{Kapazität}_i}{[\text{Gesamtnachfrage}_{\text{Deutschland}} + \text{Gesamtnachfrage}_{\text{Österreich}}] / \text{Zeiteinheit}}$$

Die österreichische Erzeugungskapazität beträgt etwa ein Zehntel der deutschen Erzeugungskapazität. Um diese vergrößert sich der Zähler des oben aufgeführten Bruchs. Analog dazu wächst auch der Nenner um die Nachfrage nach Strom in Österreich. Der Effekt auf den RSI wäre allerdings nicht bedeutend, da der österreichische Markt im Vergleich zum deutschen sehr klein ist.

Die nachfolgende Tabelle illustriert den Effekt für zwei Unternehmen, die in einer bestimmten Stunde einen Kapazitätsanteil von 30 % bzw. 10 % am deutschen Markt haben. Die deutsche Kapazität liege bei 100, die Nachfrage bei 90. Damit ergibt sich für das größere Unternehmen ein RSI von 0,78 (Spalte I), für das kleinere ein RSI von 1,0 (Spalte III). Erweitert man den Markt um ein Land mit Kapazität 10 und Nachfrage 9, so steigt der RSI für das große Unternehmen auf 0,81 (Spalte II) und für das kleine Unternehmen auf 1,01 (Spalte IV).

Tabelle 15: Zahlenbeispiel - Auswirkung einer Ausdehnung des räumlichen Marktes

	I	II	III	IV	V	VI
Kapazität D	100	100	100	100	95	95
Importe					5	0
Kapazität A	0	10	0	10	10	10
Nachfrage D	90	90	90	90	90	90
Nachfrage A	0	9	0	9	5	5
Kapazität i	30	30	10	10	30	30
RSI i	0,78	0,81	1,00	1,01	0,78	0,79

Nicht berücksichtigt hierbei ist die Rolle von Importen. Die den in diesem Bericht präsentierten RSI-Werten zugrundeliegende Gesamtkapazität beinhaltet die maximal beobachteten Importe nach Deutschland. Teil dieser Zahl sind auch Importe aus Österreich. Bei einer Erweiterung des räumlichen Marktes um Österreich müssten analog dazu zur Summe der inländischen Erzeugungskapazitäten von Deutschland und Österreich die maximal beobachteten Nettoimporte nach Deutschland und Österreich aus dritten Ländern addiert werden. Regler Handel zwischen Deutschland und Österreich würde dagegen nicht mehr kapazitätserhöhend wirken. Dieser Effekt verringert den Effekt der Markterweiterung auf den RSI zusätzlich.

Dies illustriert das Zahlenbeispiel in Spalten V und VI der Tabelle. Die Marktbedingungen sind die gleichen wie in Spalte I und II, außer dass angenommen wird, dass die deutsche Kapazität bisher nur bei 95 lag, dafür aber 5 Einheiten aus Österreich importiert wurden. Bei einer Berechnung des RSI für ein Unternehmen mit einem Kapazitätsanteil von 30 % ergibt sich ein RSI von 0,78, identisch zum Wert in Spalte I. Durch die Erweiterung des räumlichen Marktes um Österreich werden diese Importe nicht mehr explizit berücksichtigt, da sie Teil der Kapazität Österreichs sind. Es ergibt sich ein nur minimal höherer RSI von 0,79. Der RSI von Unternehmen, die auf dem deutschen Markt nicht pivotal sind, würde in diesem Beispiel durch die Einbeziehung von Österreich in den relevanten Markt sogar sinken, d. h. ihr Preissetzungsspielraum steigen.

Für eine erste Abschätzung wie sich die Beurteilung der Marktstruktur durch den Einbezug von Österreich ändern könnte, hat die Abteilung den jahresdurchschnittlichen RSI für die vier großen deutschen Stromerzeuger mit und ohne Einbezug von Österreich ermittelt. Dabei wurde die Größe des österreichischen im Vergleich zum deutschen Markt anhand des Stromverbrauches bestimmt. Es wurde zugunsten der Unternehmen angenommen, dass keiner der vier großen deutschen Stromversorger an einem österreichischen Stromerzeuger beteiligt ist.

Im Ergebnis lagen bei Einbeziehung von Österreich die Werte für den RSI auf Basis von Jahresdurchschnittswerten für alle vier Erzeuger und beide Jahre um lediglich 0,01 bis 0,04 Punkte höher. Danach ergäben sich durch die angenommene Erweiterung des räumlich relevanten Marktes für die Frage der Normadressateneigenschaft keine im Ergebnis signifikanten Unterschiede.

### **g) Berücksichtigung der Entwicklungen nach 2009**

Im Übrigen geht die Beschlussabteilung – nach vorläufiger Einschätzung – davon aus, dass die ab 2009 von E.ON vollzogenen Veräußerungen (Abgabe von Erzeugungskapazität) hinsichtlich der Frage der Normadressateneigenschaft nicht zu entscheidenden Veränderungen geführt haben.

Im Zusammenhang mit der Abgabe von Erzeugungskapazität durch E.ON hat insbesondere EnBW Kapazitätsanteile hinzugewonnen. Dies führt dazu, dass die Zahl der Stunden, in der der RSI von EnBW unter 1,1 lag, sogar leicht angestiegen sein dürfte. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund des Wiederanziehens der Konjunktur und der damit verbundenen Erhöhung der Nachfrage umso mehr für 2010. Auf Seiten von EnBW sind zudem noch die engen Verflechtungen mit der Electricité de France (EdF) zu berücksichtigen. So wird EnBW bislang gemeinsam von der EdF und dem Zweckverband Oberschwäbische Elektrizitätswerke beherrscht. Beide Gesellschafter halten mittelbar je 45,01 % der Anteile und haben einen Konsortialvertrag über ein gemeinsames Vorgehen bei unternehmensstrategischen Fragen geschlossen. EdF wiederum verfügt über eine herausragende Marktstellung in Frankreich mit Erzeugungskapazitäten von über 70.000 MW. Diese Marktstellung in Frankreich eröffnet Exportkapazitäten nach Deutschland, die bei wirtschaftlicher Betrachtung dem EnBW-Konzern zugerechnet werden können.

Gleichzeitig liegen auch nach den Veräußerungen die Marktanteile von E.ON über denen von EnBW. Insoweit dürfte auch hier davon auszugehen sein, dass E.ON die kritischen Schwellenwerte auch nach 2009 überschreitet. Dieser Befund wird bestätigt durch eine Simulation, bei der auf Basis der Zahlen von 2008 die von E.ON abgegebenen Kapazitäten anteilig auf die Erwerber verteilt wurden.

Eine abschließende Beurteilung der gegenwärtigen Situation setzte freilich das Vorliegen aktueller Kraftwerksdaten für die Jahre 2009 und 2010 voraus. Die Einrichtung einer Markttransparenzstelle mit den technischen Möglichkeiten, die relevanten Kraftwerksdaten zeitnah zu erheben und zu aggregieren, würde hier – auch im Interesse der betroffenen Unternehmen – erheblich zur Rechtssicherheit über die Frage der Normadressatenstellung beitragen.

Schließlich ist zu berücksichtigen, dass allein die vier großen Erzeugungsunternehmen über Kapazitäten entlang der gesamten Merit Order verfügen, was die *Möglichkeit*, die Preisbildung etwa durch Zurückhaltung von Kapazitäten im eigenen Interesse zu beeinflussen, wesentlich begünstigt. Ein bedeutender Faktor für die herausgehobene Marktstellung der vier großen Erzeugungsunternehmen ist dabei insbesondere, dass – im Wesentlichen – allein diese über



erhebliche Kapazitäten aus Kernkraftwerken verfügen. Die Kapazitäten aus Kernkraftwerken festigen aufgrund ihrer vergleichsweise niedrigen Grenzkosten dauerhaft eine hohe Präsenz im Grundlastbereich, begründen die Aussicht auf hohe Margen und sind Grundlage für eine gesichert hohe Finanzkraft der jeweiligen Betreiber.

#### **h) Zwischenergebnis zu 4.**

Die Ergebnisse der wettbewerblichen Analyse, d.h. insbesondere der Pivot-Analyse deuten daraufhin, dass sich auf dem deutschen Großhandelsstrommarkt mindestens drei Unternehmen, wahrscheinlich sogar vier Unternehmen in einer Position befinden, die es ihnen ermöglicht, sich in einem nennenswerten Umfang unabhängig von ihren Wettbewerbern, Abnehmern und schließlich gegenüber den Verbrauchern zu verhalten und dadurch den Wettbewerb auf dem Erstabatzmarkt zu beeinträchtigen. So konnte in einer signifikanten Anzahl von Stunden die Stromnachfrage in Deutschland ohne die Kapazitäten von jeweils E.ON, RWE, Vattenfall und – jedenfalls in 2007 – EnBW nicht gedeckt werden. Diese Unternehmen befinden sich als unverzichtbare Anbieter in einer Position der Stärke. Dieser Befund wird - jedenfalls für E.ON - bestätigt durch die vorläufigen Feststellungen der Europäischen Kommission in Sachen „Deutscher Stromgroßhandel“<sup>153</sup> nach denen es E.ON insbesondere 2003 und 2004 möglich war, eine erfolgreiche Strategie der gezielten Kapazitätszurückhaltung zu verfolgen, auch ohne auf mögliche Reaktionen der Wettbewerber Rücksicht nehmen oder mit diesen abstimmen zu müssen.

Die Analyse der Kräfteverhältnisse auf dem Stromgroßhandelsmarkt und die Berücksichtigung seiner Besonderheiten (insbesondere der Nichtspeicherbarkeit) legen das Ergebnis nahe, dass in Deutschland mehrere Anbieter *individuell* über eine marktbeherrschende Stellung verfügen. Der Annahme einer individuell marktbeherrschenden Stellung stehen auch Konzeption und Dogmatik des § 19 GWB, Art. 102 AEUV nicht entgegen. Der Bundesgerichtshof hat in anderem Zusammenhang die Möglichkeit mehrerer Einzelmarktbeherrscher ausdrücklich anerkannt<sup>154</sup>. Die besonderen Verhältnisse auf dem Stromgroßhandelsmarkt legen es nahe, auch hier von der Möglichkeit individueller Marktbeherrschung durch mehrere Unternehmen auszugehen.<sup>155</sup>

### **5. Ergebnis**

Soweit die von E.ON vollzogenen Veränderungen die Symmetrie zwischen RWE und E.ON verändert haben, kann allein daraus nicht auf den Fortfall der Normadressateneigenschaft geschlossen werden. Für die Feststellung *kollektiver* Marktbeherrschung ist neben strukturellen Kriterien auch das

---

<sup>153</sup> Vgl. Europäische Kommission, Entscheidung vom 26.11.2008, COMP/39.388, 39.389, Deutscher Stromgroßhandelsmarkt und Deutscher Regelenergiemarkt (E.ON).

<sup>154</sup> BGH, Urteil vom 3.3.2009 – KZR 82/07 („Reisestellenkarte“), S. 13 der Urteilsausfertigung.

<sup>155</sup> Diese Sichtweise wird im Ergebnis auch vom Case-Team der Generaldirektion Wettbewerb geteilt.

Verhalten der in Rede stehenden Unternehmen von Bedeutung. Für RWE und E.ON hatte der Bundesgerichtshof festgestellt, dass wesentlicher Wettbewerb weder in deren Verhältnis zueinander<sup>156</sup> noch in deren Verhältnis zu Wettbewerbern<sup>157</sup> stattfindet.

Im Ergebnis kann es für die Zwecke dieses Berichts dahinstehen, ob nach den zwischenzeitlich von E.ON vollzogenen Veränderungen die Voraussetzungen *kollektiver* Marktbeherrschung durch RWE und E.ON weiterhin vorliegen. Nach den Feststellungen der Beschlussabteilung verfügten E.ON, RWE, Vattenfall in den Jahren 2007 und 2008 und im Jahr 2007 auch EnBW schon *individuell* über eine Position der Stärke, die es ihnen ermöglicht, sich in einem nennenswerten Umfang unabhängig von ihren Wettbewerbern, Abnehmern und Verbrauchern zu verhalten und dadurch den Wettbewerb auf dem Erstabsatzmarkt zu beeinträchtigen. Die Beschlussabteilung geht davon aus, dass die genannten Unternehmen in diesen Jahren jeweils individuell über eine marktbeherrschende Stellung verfügten.

---

<sup>156</sup> Vgl. Bundesgerichtshof, Beschluss vom 11.11.2008, Az. KVR 60/07, E.ON/Eschwege, Beschlussausfertigung S. 15 ff., Rn. 35 ff.

<sup>157</sup> Vgl. Bundesgerichtshof, Beschluss vom 11.11.2008, Az. KVR 60/07, E.ON/Eschwege, Beschlussausfertigung S. 20 ff., Rn. 46 ff.

## E. Wettbewerbliche Untersuchungen (Verhaltensweisen)

### I. Untersuchungsgegenstand und -konzept

#### 1. Kapazitätszurückhaltung als Form des Marktmachtmissbrauchs

Der Tatbestand des Marktmachtmissbrauchs im deutschen und europäischen Kartellrecht erfasst Handlungen eines Unternehmens in beherrschender Stellung, die die Struktur des Marktes beeinflussen können, auf dem der Wettbewerb gerade wegen der Anwesenheit des fraglichen Unternehmens bereits geschwächt ist, und die die Aufrechterhaltung des auf dem Markt noch bestehenden Wettbewerbs oder dessen Entwicklung mit Mitteln behindern, die von den Mitteln eines normalen, auf Leistung beruhenden Produktwettbewerbs auf Grundlage der Leistungen der Wirtschaftsbeteiligten abweichen.<sup>158</sup>

##### a) Physische Kapazitätszurückhaltung

Bei normalem, wettbewerblich geprägtem Marktgeschehen würde man erwarten, dass jedwede Kapazität, die über ihren kurzfristigen Grenzkosten verkauft werden kann, auch am Markt angeboten wird, um einen Deckungsbeitrag zu erzielen.<sup>159</sup> Demgegenüber ist ein Missbrauch indiziert, wenn ein marktbeherrschender Anbieter Kapazität, die er über ihren kurzfristigen Grenzkosten verkaufen könnte, in der Erwartung zurückhält, durch die Verknappung der Angebotsmenge eine Verschiebung der Merit Order und damit einen höheren EEX-Spotmarktpreis zu bewirken, um so Zusatzgewinne durch höhere Deckungsbeiträge für sein übriges Kraftwerkspark zu erzielen. Denn eine solche Zurückhaltungsstrategie rechnet sich für einen Anbieter nur dann, wenn er über einen hinreichend großen und hinreichend diversifizierten Kraftwerkspark verfügt, der es ihm ermöglicht, trotz des für die zurückgehaltene Kapazität erlittenen Verlustes (i.e. des insoweit *entgangenen Deckungsbeitrags*) *diesen übersteigenden Zusatzgewinne* für das übrige Kraftwerkspark zu generieren. Diese Möglichkeit ist bei den Unternehmen, die gerade wegen ihrer - bezogen auf die Gesamtnachfrage - bedeutenden Kapazitäten und der Diversifizierung ihres Kraftwerkspark über eine marktbeherrschende Stellung verfügen (vgl. oben D II), gegeben.

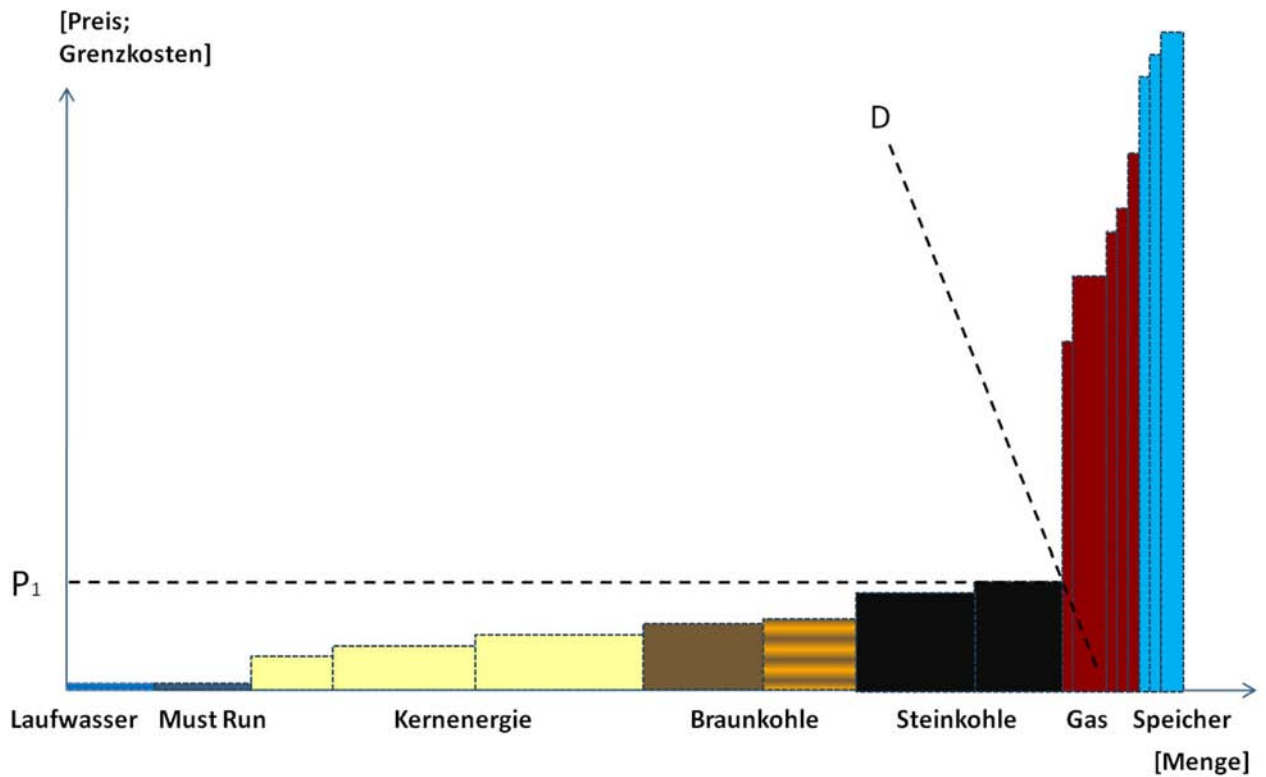
Der vorbeschriebene Zusammenhang sei an folgender Abbildung illustriert:

---

<sup>158</sup> St. Rsp. seit Europäischer Gerichtshof, Entscheidung vom 13.2.1979, Rs. 85/76, Hoffmann-LaRoche, Slg. 1979, 461, 541; vgl. Dirksen in Langen/Bunte, Kommentar zur deutschen und europäischen Kartellrecht, Bd. 2, 11. Aufl., Art. 82, Rn. 75.

<sup>159</sup> Vgl. Europäische Kommission, DG Competition Report on Energy Sector Inquiry, 2007, SEC(2006) 1724, Rn. 368-372; Europäische Kommission, Entscheidung vom 26.11.2008, COMP/39.388 und 39.389, Deutscher Stromgroßhandelsmarkt und Deutscher Regelenergiemarkt (E.ON), Rn. 29.

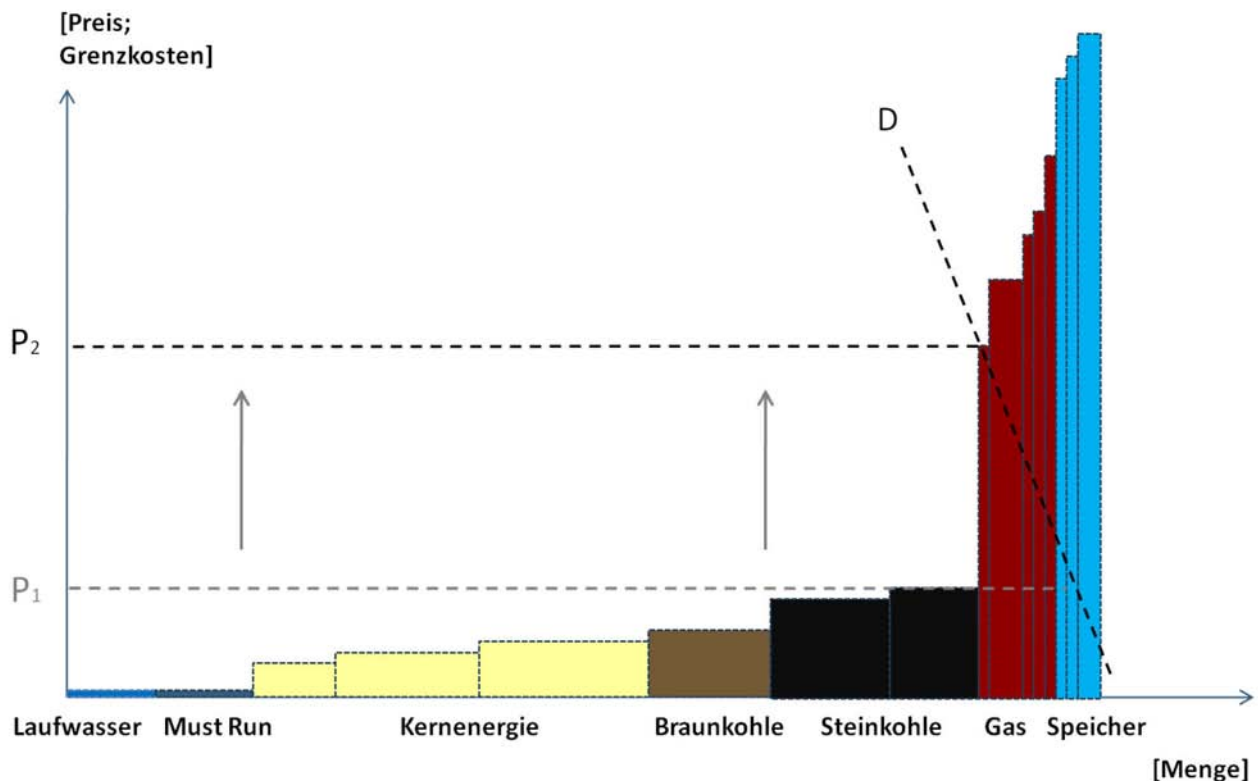
Abbildung 21: Erhöhung des Börsenpreises durch Zurückhaltung eines Braunkohleblocks



Quelle: eigene Darstellung

Durch die Zurückhaltung des gestrichelt dargestellten Braunkohleblocks verschiebt sich der Schnittpunkt von Angebot und Nachfrage (D), dadurch steigt insgesamt der Preis (P):

Abbildung 22: Erhöhung des Börsenpreises durch Zurückhaltung eines Braunkohleblocks



Quelle: eigene Darstellung

Die Beschlussabteilung geht insoweit von Marktmachtmissbrauch in Form von *physischer Kapazitätszurückhaltung* aus, wenn ein Unternehmen in marktbeherrschender Stellung Strom aus *tatsächlich verfügbaren*<sup>160</sup> Kapazitäten, der zu einem Preis über den jeweiligen kurzfristigen Grenzkosten verkauft werden könnte, ohne sachlichen Grund *nicht* am Markt anbietet.

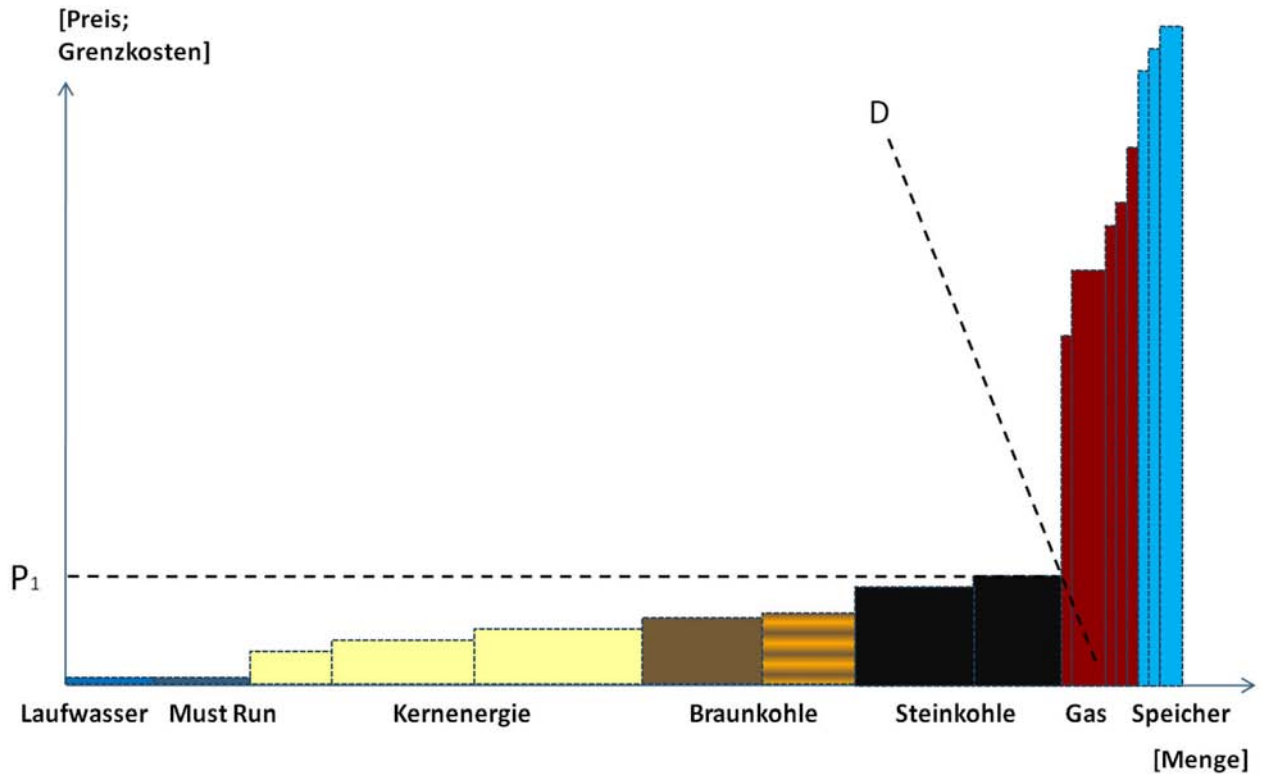
### b) „Finanzielle“ Kapazitätszurückhaltung

Die Fallgruppe der missbräuchlichen Kapazitätsrückhaltung ist im Übrigen nicht auf Fälle beschränkt, in denen ein marktbeherrschendes Unternehmen Kapazitäten, die im Geld sind, *überhaupt nicht* am Markt anbietet: Der oben beschriebene Effekt, d.h. eine Verschiebung der Merit Order mit der Folge, dass alle Anbieter von einem höheren *Market Clearing* Preis profitieren, tritt auch dann ein, wenn Erzeuger Kapazitäten, die nach ihren Grenzkosten „im Geld“ sind, mit einem Aufschlag dergestalt am Markt anbieten, dass sie bei der Zusammenführung von Angebot und Nachfrage nicht zum Zug kommen.

<sup>160</sup> Zur Berücksichtigung technischer Restriktionen, Netzrestriktionen sowie Vorhaltungen von Regel- und Reserveenergie etc., vgl. ausführlich unten 3.).

Auch in diesem Fall ist der Tatbestand einer missbräuchlichen Kapazitätszurückhaltung indiziert (sogenannte *finanzielle* Kapazitätszurückhaltung).<sup>161</sup>

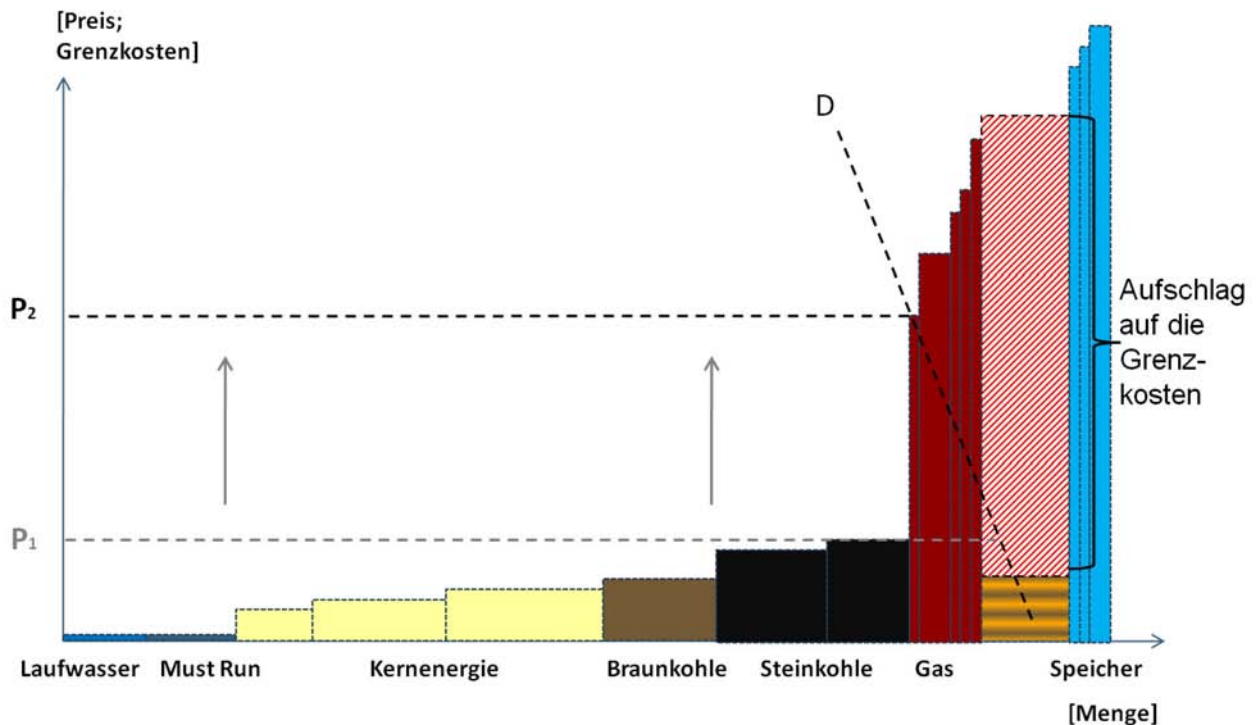
Abbildung 23: Erhöhung des Börsenpreises durch finanzielle Kapazitätszurückhaltung



Quelle: eigene Darstellung

<sup>161</sup> Zur Frage der Zulässigkeit von Mark-ups, vgl. Abschnitt E.II.2.d).

Abbildung 24: Erhöhung des Börsenpreises durch finanzielle Kapazitätszurückhaltung



Quelle: eigene Darstellung

### c) Kapazitätszurückhaltung als Form des Ausbeutungsmisbrauchs

Bei beiden Arten der Kapazitätszurückhaltung handelt es sich konzeptionell um eine Form des Ausbeutungsmisbrauchs im Sinne von Art. 102 AEUV, § 19 Abs. 1 GWB. Dabei lässt sich die „physische Kapazitätszurückhaltung“ ohne weiteres als Einschränkung der Erzeugung zum Schaden der Verbraucher im Sinne von Art. 102 Abs. 2 lit. b AEUV begreifen. Die Einschränkung der eigenen Produktion ist missbräuchlich, wenn der Marktbeherrscher mit dieser Maßnahme trotz hinreichender Nachfrage eine Verknappung des Angebots und mittelbar eine Verteuerung der verknüpften Erzeugnisse bezweckt oder bewirkt.<sup>162</sup> Der Tatbestand des Ausbeutungsmisbrauchs erfasst im Ergebnis auch die „finanzielle Kapazitätszurückhaltung“, wobei letztlich offenbleiben kann, ob es sich hierbei – im Hinblick auf die identische Wirkung – um eine Verknappung des Angebots im Sinne des Art. 102 Abs. 2 lit. b AEUV oder schlicht um eine Modalität des Preishöhenmissbrauchs im Sinne des Art. 102 Abs. 2 (a) AEUV bzw. der §§ 19 Abs. 1, 4 Nr. 2, 29 S. 1 Nr. 2 GWB handelt.

<sup>162</sup> Vgl. Bunte in Langen/Bunte, Kommentar zur deutschen und europäischen Kartellrecht, Bd. 2, 11. Aufl., Art. 82, Rn. 190; ebenso Schröter in Schröter/Jakob/Mederer, Kommentar zum Europäischen Wettbewerbsrecht, Art. 82, Rn. 201.

## **2. Vorangegangene Verfahren der Europäischen Kommission und anderer europäischer Wettbewerbsbehörden**

### **a) Verfahren der Kommission gegen E.ON, RWE, Vattenfall und EnBW**

#### **aa) Missbrauchsverfahren der Kommission**

Der Vorwurf der Manipulation der Marktpreisbildung an der EEX war für die Jahre 2002 bis Anfang 2007 bereits Gegenstand von Missbrauchsverfahren der Europäischen Kommission gegen E.ON, RWE, EnBW und Vattenfall auf der Basis von Art. 82 EG (nunmehr Art. 102 AEUV)

Das Verfahren gegen E.ON betraf den Vorwurf der missbräuchlichen Zurückhaltung von Produktionskapazitäten im Zeitraum von 2002 bis Anfang 2007. Die Untersuchung stützte sich auf mit Unterstützung des Bundeskartellamtes durchgeführte Nachprüfungen in den Geschäftsräumen von E.ON im Mai und Dezember 2006. Der vorläufigen Beurteilung der Europäischen Kommission zufolge bestand Grund zu der Annahme, dass E.ON seine beherrschende Stellung auf dem Großhandelsmarkt im Sinne von Art. 82 EG missbräuchlich ausgenutzt haben könnte, indem es verfügbare Kapazität kurzfristig zurückhielt und Dritte davon abschreckte, in die Stromerzeugung auf dem deutschen Stromgroßhandelsmarkt zu investieren. Es habe Grund zu der Annahme bestanden, dass E.ON verfügbare Versorgungskapazität (durch Beschränkung der Stromerzeugung in bestimmten Kraftwerken) zurückgehalten und so einen Anstieg der Strompreise zum Nachteil der Verbraucher bewirkt habe.<sup>163</sup> Diese Annahme wurde vor allem auf Erkenntnisse über den Zeitraum 2003 und 2004 gestützt.

Daneben habe Grund zu der Annahme bestanden, dass die Netztochter E.ON Netz bei der Nachfrage nach Regelenergie dritte Anbieter gegenüber E.ON-Produktionsunternehmen diskriminiert habe, indem E.ON Netz bei Konzernunternehmen sekundäre Regelenergie zu höheren Preisen gekauft habe, als ihr tertiäre Regelenergie (Minutenreserve) von dritten Unternehmen angeboten worden sei. Die Mehrkosten habe E.ON an seine Kunden weitergeleitet.

Die Kommission hat das Verfahren im November 2008 im Wege einer Verpflichtungszusagenentscheidung nach Art. 9 VO 1/2003 beendet. Damit hat die Kommission die von E.ON angebotene Selbstverpflichtung zur Veräußerung von Produktionskapazitäten sowie zur Veräußerung des Höchstspannungsnetzes (letztere im Hinblick auf die Missbrauchsvorwürfe bei Regelenergie) für verbindlich erklärt. Im Gegenzug wurde das Missbrauchsverfahren ohne verbindliche Feststellung eines Verstoßes eingestellt.

---

<sup>163</sup> Vgl. Europäische Kommission, Entscheidung vom 26.11.2008, COMP/39.388, 39.389, Deutscher Stromgroßhandelsmarkt und Deutscher Regelenergiemarkt (E.ON), Rn. 26 ff.= WuW/E EG-V 1380 ff.



Parallel gelagerte Verfahren gegen RWE, Vattenfall und EnBW hat die Kommission – ohne die Verbindlicherklärung von Verpflichtungszusagen – Anfang Oktober 2009 eingestellt.

Im Ergebnis hat die Europäische Kommission damit kein missbräuchliches Verhalten und keine Kapazitätszurückhaltungen bei RWE und Vattenfall in den Jahren 2002-2006 feststellen können bzw. bei EnBW schon das Vorliegen einer marktbeherrschenden Stellung abgelehnt.

Das Bundeskartellamt hat in Übereinstimmung mit den Grundsätzen der Fallverteilung im Netzwerk der Europäischen Kartellbehörden (Rn. 5 ff. der Bekanntmachung der Kommission über die Zusammenarbeit innerhalb des Netzes der Kartellbehörden)<sup>164</sup> für den von der Europäischen Kommission untersuchten Zeitraum (2002-2006) von der Einleitung eines eigenen Verfahrens abgesehen.

### **bb) Bedeutung der Kommissionsverfahren für die vorliegende Sektoruntersuchung**

Die vorliegende Sektoruntersuchung knüpft zeitlich und inhaltlich an das Verfahren der Europäischen Kommission an. Im Fokus stehen die Jahre 2007 und 2008. Dabei wird das Ergebnis dieser Sektoruntersuchung in keiner Weise durch die Tatsache präjudiziert, dass die Europäische Kommission das Verfahren gegen E.ON im Wege einer Verpflichtungszusagenentscheidung gegen die Abgabe von Erzeugungskapazitäten sowie des Höchstspannungsnetzes eingestellt hat.

Zum einen betrifft diese Sektoruntersuchung einen anderen Tatzeitraum. Zum anderen berühren die von der Europäischen Kommission angenommene Verpflichtungszusagen nicht die Befugnis der mitgliedstaatlichen Wettbewerbsbehörden, die Art. 101 und 102 AEUV anzuwenden (vgl. Erwgg. 22 VO 1/2003). Die Tatsache, dass E.ON im Hinblick auf die gegenüber der Europäischen Kommission abgegebenen Verpflichtungszusagen knapp 5.000 MW Erzeugungskapazität veräußert und insoweit die wettbewerblichen Bedenken der Kommission im Hinblick auf das Verhalten in den Jahren 2002 bis 2006 ausgeräumt hat, steht insoweit einer Untersuchung und ggf. Feststellung missbräuchlicher Kapazitätszurückhaltung ab 2007 nicht entgegen. Auch die selbständige Überprüfung und Feststellung der *Normadressatenstellung* durch das Bundeskartellamt (vgl. dazu oben D) wird durch die Erfüllung der Verpflichtungszusagen nicht gehindert. Die Verbindlicherklärung der Verpflichtungszusagen nach Art. 9 VO 1/2003 und deren Erfüllung stehen einer entsprechenden Feststellung durch das Bundeskartellamt *nicht* im Sinne des Art. 16 VO 1/2003 entgegen.

### **b) Verfahren anderer europäischer Kartellbehörden**

Neben der Europäischen Kommission waren bzw. sind auch andere europäische Kartellbehörden mit Missbrauchsverfahren wegen des Verdachts physischer oder finanzieller Kapazitätszurückhaltung

befasst. So hat der dänische *Konkurrence- og Forbrugerstyrelsen* in seiner *Elsam*-Entscheidung vom 20.6.2007<sup>165</sup> den Missbrauch einer marktbeherrschenden Stellung in einem Fall *finanzieller* Kapazitätszurückhaltung festgestellt. Die Analyse der dänischen Kartellbehörde hatte gezeigt, dass die von Elsam verlangten Preise in einer erheblichen Anzahl von Stunden erheblich über den totalen Kosten (Fix- und variable Kosten) einschließlich eines geschätzten Mark-ups gelegen hätten. Die dänische Kartellbehörde hat das in Rede stehende Verhalten als eine Form des Preishöhenmissbrauchs qualifiziert.

Die italienische *Autorità garante della concorrenza e del mercato* führt derzeit ein Verfahren gegen Enel und Edipower wegen des Verdachts physischer Kapazitätszurückhaltung.

Darüber hinaus war die Möglichkeit physischer Kapazitätszurückhaltung auch Gegenstand des Fusionskontrollverfahren *EDF/British Energy* der Europäischen Kommission.<sup>166</sup>

Anlässlich eines Workshops zu „Withholding in Wholesale Electricity Markets“ in Brüssel im Juni 2010 haben sich die europäischen Kartellbehörden über ihr Vorgehen und die rechtliche Bewertung bei Verdacht von Kapazitätszurückhaltung ausgetauscht.

### 3. Untersuchungskonzept

#### a) Ausgangspunkt

Vor dem Hintergrund der unbefriedigenden Wettbewerbssituation auf dem Markt für den Erstabatz von Strom sowie auf der Distributionsstufe, vor allem aufgrund der weiterhin hoch konzentrierten Marktstruktur sowie der im Untersuchungszeitraum stark steigenden Strompreise, hat die Beschlussabteilung ein eigenes Untersuchungskonzept zur Überprüfung der Strompreisbildung in Deutschland entwickelt. Da aus Sicht der Beschlussabteilung kein ausreichender Anfangsverdacht für die Eröffnung konkreter Missbrauchsverfahren vorlag, wurde auf das Instrument der Sektoruntersuchung (§ 32 e GWB) zurückgegriffen, das den Kartellbehörden die Befugnis gibt, einen Wirtschaftszweig zu untersuchen, sofern bestimmte Umstände vermuten lassen, dass der Wettbewerb im Inland möglicherweise eingeschränkt oder verfälscht ist.

Mit der vorliegenden Sektoruntersuchung werden im Wesentlichen zwei Ziele verfolgt. Zum einen soll die Untersuchung dazu beitragen, ein vertieftes Verständnis der Funktionsweise der betroffenen Märkte und Marktstufen zu vermitteln. Nur so können die wesentlichen wirtschaftlichen Zusammenhänge nachvollzogen und die Preisbildung aus wettbewerblicher Sicht beurteilt werden.

---

<sup>164</sup> Vgl. Europäische Kommission, Bekanntmachung über die Zusammenarbeit innerhalb des Netzes der Kartellbehörden, 2004/C 101/03.

<sup>165</sup> Vgl. <http://www.konkurrencestyrelsen.dk/en/competition/decisions/decisions-2008-and-earlier/national-decisions-2007/konkurrenceraadets-moede-den-20-juni-2007/elsam/>.

Zum anderen ist die Sektoruntersuchung auch als eine Weiterentwicklung der durch die Europäische Kommission gegen deutsche Erzeugungsunternehmen geführten Missbrauchsverfahren<sup>167</sup> zu verstehen. Zu diesem Zweck wurden im Rahmen der Sektoruntersuchung Daten erhoben, die Anhaltspunkte für eine mögliche Kapazitätszurückhaltung geben können und ggf. die Beurteilung deren wirtschaftlichen Auswirkungen ermöglichen.

Da ein umfassendes Verständnis der wirtschaftlichen Funktionsweisen der untersuchten Märkte sowie eine sachgerechte Beurteilung der Auswirkungen bestimmter Verhaltensweisen der Marktteilnehmer nur durch eine möglichst vollumfängliche Analyse der betroffenen Märkte möglich ist, wurden alle Kraftwerksblöcke erfasst, die eine Leistung von mindestens 25 MW aufweisen. Damit konnte eine sehr hohe Abdeckungsquote der Erhebung erreicht und so eine valide Datenbasis für weitere Analysen geschaffen werden.

Durch die Erfassung aller Kraftwerksblöcke über 25 MW konnte die Merit Order fast der gesamten deutschen Stromerzeugung nachgebildet werden. Diese umfasst nicht nur für die über die Börse gehandelten Mengen, sondern alle in Deutschland eingesetzten Kraftwerksblöcke über 25 MW. Dies soll die Prüfung ermöglichen, ob sich eventuelle Kapazitätszurückhaltungen auch auswirken, d.h. für eine Preiserhöhung kausal waren.

Ein weiterer Grund für die umfassende Abfrage war, dass nur mit Hilfe der möglichst vollständigen Daten der deutschen Erzeugungslandschaft die Normadressateneigenschaft der auf dem Erstabsatzmarkt für Strom tätigen Unternehmen für den Untersuchungszeitraum mit neuen Methoden zur Marktmachtmessung überprüft werden konnte.

Durch die Beschränkung auf Kraftwerksblöcke über 25 MW konnte zugleich aber auch unter dem Gesichtspunkt der Verhältnismäßigkeit der Aufwand insbesondere für die kleineren Erzeugungsunternehmen begrenzt werden.

## **b) Datenerhebung**

### **aa) Daten zur Erzeugung und zum Kraftwerkseinsatz**

Die Datenerhebung sollte die Beschlussabteilung in die Lage versetzen, den konkreten Einsatz der betroffenen Kraftwerksblöcke im Untersuchungszeitraum nachzuvollziehen und ggf. Hinweise auf eine missbräuchliche Zurückhaltung von Erzeugungskapazitäten zu ermitteln. Für eine derartige Analyse war es zum einen notwendig, eine Reihe technischer Parameter zum Einsatz der betroffenen Kraftwerksblöcke zu erheben. Zum anderen benötigte die Beschlussabteilung Informationen zu den

---

<sup>166</sup> Vgl. Europäische Kommission, Entscheidung vom 22.12.2008, COMP/M.5224, EDF/British Energy.

<sup>167</sup> Vgl. etwa Europäische Kommission, Entscheidung vom 26.11.2008, COMP/39.388, 39.389, Deutscher Stromgroßhandelsmarkt und Deutscher Regelenergiemarkt (E.ON), Rn. 26 ff.= WuW/E EG-V 1380 ff.

Grenzkosten der Erzeugung zu jedem Zeitpunkt innerhalb des Untersuchungszeitraums. Dabei wurde bei Kraftwerken, die aus verschiedenen Kraftwerksblöcken bestehen, auf die einzelnen Blöcke abgestellt. Denn die Einsatzentscheidungen für die einzelnen Blöcke kann - technische gesehen - unabhängig voneinander erfolgen.

### aaa) Angaben zum technischen Einsatz von Kraftwerksblöcken

Im Hinblick auf den technischen Einsatz war insbesondere die Engpasskapazität der Kraftwerksblöcke von Interesse. Ausgehend von dieser Engpasskapazität wurde der konkrete Einsatz der Kraftwerksblöcke im Untersuchungszeitraum auf Viertelstundenbasis erhoben. Dabei wurde die jeweilige Einspeisung der Anlagen in das Netz der allgemeinen Versorgung erfasst. Um später eventuelle Kapazitätszurückhaltungen identifizieren zu können, wurden, ausgehend von der Engpassleistung und der Erzeugung des jeweiligen Blocks, ebenfalls im Viertelstundenraster, mögliche Ursachen für eine Erzeugung unterhalb der Engpassleistung abgefragt. Im Einzelnen war von den betroffenen Unternehmen die Engpassleistung der Blöcke auf die in Abbildung XY dargestellten energiewirtschaftlichen Datenkategorien in den Spalten D bis H sowie J aufzuteilen. Im Grundsatz sollte dabei die Summe der in den Spalten D bis H sowie J ausgewiesenen Leistung der in Spalte C angegebenen Engpassleistung des Blockes entsprechen.

Abbildung 25: Erhebungsbogen „Kraftwerksbetrieb“ Spalten A-K; Abfrage des Betriebs

1	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
2	Datum	Zeit	Nettoleistung MW	nicht verfügbare Leistung aufgrund Netzrestriktionen	nicht verfügbare Leistung aufgrund techn. Restriktionen	Netto-Netzeinspeisung IST MW	Nicht eingesetzte "freie Leistung" MW	Regelleistungs- vorhaltung MW	davon eingespeiste Regelleistung MW	Reserveleistungs- vorhaltung MW	davon eingespeiste Reserveleistung MW
3											
4	01.01.2007	00:00	0								
5	01.01.2007	00:15	0								

Quelle: eigene Darstellung

Die in Abbildung 25 dargestellten Datenkategorien waren in den im Rahmen der Sektoruntersuchung versendeten Auskunftsbeschlüsse wie folgt definiert:

- **Nettoleistung (Spalte C):** Brutto-Leistung nach Abzug der elektrischen Eigenbedarfsleistung, auch wenn diese nicht aus dem Kraftwerksblock oder Kraftwerk selbst, sondern anderweitig bereitgestellt wird.
- **Nicht verfügbare Leistung aufgrund von Netzrestriktionen (Spalte D):** Kapazität, die dem Strommarkt aufgrund von Netzrestriktionen nicht hat zugeführt werden können.
- **Nicht verfügbare Leistung aufgrund von technische Restriktionen (Spalte E):** Kapazität, die dem Strommarkt aufgrund von technischen Restriktionen nicht hat zugeführt werden können.
- **Nettonetzeinspeisung IST (Spalte F):** Kapazität, die dem Strommarkt zugeführt wurde. Hierunter ist die durchschnittliche Leistung zu verstehen, mit der das Kraftwerk in der jeweiligen Viertelstunde in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist hat. Nicht als Teil der

Nettonetzeinspeisung IST erfasst werden sollten Regel- und Reservearbeit, die gesondert auszuweisen waren.

- **Nicht eingesetzte „freie Leistung“ (Spalte G):** Kapazität, die dem Strommarkt nicht zugeführt wurde. Hierunter ist die Leistung zu verstehen, die technisch im jeweiligen Zeitraum durchschnittlich zur Verfügung stand, aber nicht zur Erzeugung eingesetzt wurde und auch nicht für Regel- oder Reservezwecke bereitgehalten wurde.
- **Regelleistungsvorhaltung (Spalte H):** Regelkapazität, die für die Regelleistung (Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve) unter Einrechnung der evtl. in Anspruch genommenen Regelleistung vorgehalten wurde.
- **Davon eingespeiste Regelleistung (Spalte I):** Regelkapazität, die durch die Übertragungsnetzbetreiber in der jeweiligen Viertelstunde in Anspruch genommen wurde.
- **Reserveleistungsvorhaltung (Spalte J):** Reservekapazität (Stundenreserve, Windreserve und Dauerreserve), die für eventuelle Kraftwerksausfälle unter Einrechnung der evtl. in Anspruch genommenen Reserve zurückgehalten wurde.
- **Davon eingespeiste Reserveleistung (Spalte K):** Reservekapazität, die für eventuelle Kraftwerksausfälle in Anspruch genommen wurde.

Mit Hilfe dieser Daten kann der Einsatz jedes Kraftwerks in jedem einzelnen Zeitpunkt des Untersuchungszeitraumes nachvollzogen werden. Darüber hinaus wurden alle technischen (technische Restriktionen und Netzrestriktionen) sowie ökonomischen (Regel- und Reservevorhaltungen) Faktoren erfasst, die die Disponibilität der Kraftwerkskapazität einschränken.

### **bbb) Angaben zu Grenzkosten**

Die frei disponible Kapazität des jeweiligen Blocks, also die angegebene Nettoleistung abzüglich der technischen Restriktionen und Netzrestriktionen sowie abzüglich der Vorhaltung von Regel- und Reserveenergie, sollte grundsätzlich dem bereits oben beschriebenen Einsatzkalkül unterliegen, nach dem ein Block unter Berücksichtigung bestimmter Nebenbedingungen dann einzusetzen ist, wenn es einen positiven Deckungsbeitrag erwirtschaftet, wenn also die spezifischen Grenzkosten kleiner sind als der erzielbare Marktpreis.<sup>168</sup> Wenn ein marktbeherrschendes Unternehmen dagegen einen Block nicht einsetzt, obwohl dieser mindestens seine Grenzkosten erwirtschaftet, kann dies eine missbräuchliche Kapazitätszurückhaltung indizieren.

Ein entscheidendes Einsatzkriterium für die disponible Kapazität und notwendige Information bei der Durchführung einer Zurückhaltungsanalyse sind somit die spezifischen Grenzkosten eines Kraftwerksblocks zum jeweiligen Zeitpunkt.

---

<sup>168</sup> Vgl. hierzu Abschnitt C.IV.2.

Daher wurden die Grenzkosten der betroffenen Kraftwerksblöcke im gleichen Zeitraster wie die Erzeugungsdaten erfasst (vgl. Abbildung 26). Besondere Bedeutung kommt hierbei den durch die Unternehmen angegebenen „Grenzkosten Day-Ahead-Angebot“ zu. Diese Grenzkosten bilden die Grundlage für die Angebotsstellung am Day-Ahead-Spotmarkt der Börse und sollten in einem wettbewerblichen Markt auch der Höhe des Angebotspreises, zu dem die Erzeugungskapazität am Markt angeboten wird, entsprechen. Da jedoch die Möglichkeit besteht, dass die Erzeugung aus den Kraftwerksblöcken nicht zu den eigentlichen Grenzkosten, sondern zu einem davon abweichenden Betrag angeboten werden, war im Auskunftbeschluss die Möglichkeit vorgesehen, einen von den Grenzkosten abweichenden Angebotspreis für den Day-Ahead-Spotmarkt anzugeben (Spalte M). Grund für einen von den Grenzkosten abweichenden Angebotspreis könnte sein, dass die Fixkosten eines Kraftwerks – insbesondere bei Spitzenlastkraftwerken – durch eine rein grenzkostenorientierte Angebotserstellung nicht erwirtschaftet werden können.<sup>169</sup>

Abbildung 26: Erhebungsbogen „Kraftwerksbetrieb“ Spalten L-O; Abfrage der Grenzkosten

	A	B	L	M	N	O
1			kurzfr. Grenzkosten day-ahead-Angebot EUR/MWh	day-ahead-Angebotspreis des Blockes EUR/MWh	kurzfr. Grenzkosten Erfüllungstag EUR/MWh	Differenz Anfahrkosten day-ahead/Erfüllungstag EUR/MWh
2	Datum	Zeit				
3						
4	01.01.2007	00:00				
5	01.01.2007	00:15				

Quelle: eigene Darstellung

Die Spalten N und O boten die Möglichkeit, untertägige Veränderungen der Grenzkosten eines Blockes anzugeben, die zwischen der Angebotsstellung am Day-Ahead-Spotmarkt der Börse und dem Erfüllungszeitpunkt auftraten.

Die anzugebenden Grenzkosten in den Spalten L bis M waren laut Auskunftbeschluss wie folgt definiert:

- **Kurzfristige Grenzkosten Day-Ahead-Angebot (Spalte L):** Hier war einzutragen, welche kurzfristigen Grenzkosten für den jeweiligen Kraftwerksblock viertelstundenscharf am Vortag bis 12 Uhr kalkuliert wurden.

Diese Grenzkosten wurden letztlich auch für alle folgenden Analysen zugrunde gelegt.<sup>170</sup> Grund hierfür war, dass diese Grenzkosten Grundlage für die Angebotserstellung am Spotmarkt Day-Ahead sind. Darüber hinaus wurde festgestellt, dass Abweichungen zu den übrigen

<sup>169</sup> Vgl. hierzu Abschnitt E.II.2.d).

<sup>170</sup> Lediglich bei einem Unternehmen wurde auf den Day-Ahead-Angebotspreis (Spalte M) abgestellt.

Grenzkostenkategorien nach Angaben der Unternehmen nur in Einzelfällen und zumeist in untergeordneter Größenordnung auftraten.

Die Grenzkosten waren durch die Unternehmen so anzugeben, wie sie die Unternehmen selbst für Zwecke der Kraftwerkseinsatzoptimierung kalkuliert haben. Dies umfasste ggf. neben den nach dem Opportunitätsprinzip bestimmten Kosten auch die Umlegung der An- und Abfahrkosten durch die Unternehmen selbst.

- **Day-Ahead-Angebotspreis des Blockes (Spalte M):** Hier war einzutragen, zu welchem Preis die Kapazität des jeweiligen Kraftwerksblocks Day-Ahead an der Börse angeboten wurde. Differenzen zur Spalte „kurzfristige Grenzkosten Day-Ahead-Angebot“ stellen Mark-ups auf die Grenzkosten dar.

Einige Unternehmen hatten im Vorfeld der Sektoruntersuchung vorgebracht, dass Spitzenlastkraftwerke bei einem streng grenzkostenorientierten Angebotsverhalten nicht in der Lage seien, ihre Fixkosten zu decken. Daher wurde dem Unternehmen eingeräumt, Angebotspreise anzugeben, die von den Grenzkosten des Kraftwerks abweichen. Derartige Abweichung konnten aber im Rahmen der Untersuchung nur in wenigen Einzelfällen beobachtet werden. Diese Einzelfälle konnten nach Rücksprache mit den betroffenen Unternehmen auf technische Probleme bei der Datenlieferung zurückgeführt werden und stellten keine tatsächlich von den Grenzkosten abweichenden Angebote dar.

- **Kurzfristige Grenzkosten Erfüllungstag (Spalte N):** Hier war einzutragen, welche kurzfristigen Grenzkosten für den jeweiligen Kraftwerksblock viertelstundenscharf am Erfüllungstag kalkuliert wurden.

Abweichungen gegenüber den Day-Ahead-Werte hätten im Wesentlichen auftreten dürfen, wenn sich aufgrund von kurzfristig geänderten Fahrplänen die An- und Abfahrkosten geändert haben. Allerdings konnten solche Abweichungen nur in Einzelfällen beobachtet werden. Da die auftretenden Differenzen darüber hinaus fast ausschließlich zu geringeren Grenzkosten am Erfüllungstag führten, wurden diese Differenzen im Rahmen der Zurückhaltungsanalysen zu Gunsten der Unternehmen vernachlässigt.

- **Differenz Anfahrkosten Day-Ahead/Erfüllungstag (Spalte O):** Hier war die Differenz einzutragen, die sich daraus ergibt, dass ein Kraftwerk am Erfüllungstag gegenüber der Day-Ahead-Planung abweichende Einsatzzeiten aufweist, insbesondere wegen Anfahr- und Abfahrkosten.

Die hier ausgewiesenen Differenzen erklärten fast vollständig die wenigen durch die Unternehmen angegebenen Unterschiede zwischen den Grenzkosten Day-Ahead und am Erfüllungstag.

## **bb) Weitere Kostendaten**

Neben den Daten zur Erzeugung und zum Kraftwerkseinsatz waren im Auskunftsbefehl auch umfangreiche Angaben zu den im Zusammenhang mit dem Kraftwerksbetrieb entstehenden Kosten zu übermitteln. Diese Daten umfassten sowohl die direkt durch den Einsatz eines Kraftwerks entstehenden variablen Kosten, als auch die Fixkosten der betroffenen Kraftwerke.

Die Fixkosten wurden erhoben, um ggf. durch die Unternehmen verlangte Mark-ups über die reinen Grenzkosten hinaus zu untersuchen und der Höhe nach zu plausibilisieren. Dabei wurde bereits im Auskunftsbefehl klargestellt, dass solch ein zusätzlicher Aufschlag – falls er wettbewerbsrechtlich überhaupt zulässig ist – jedenfalls die langfristigen Grenzkosten nicht übersteigen dürfte. Darüber hinaus sind solche Kostendaten grundsätzlich erforderlich, um zu ermitteln, ob marktbeherrschende Anbieter Entgelte verlangen, die die Kosten in unangemessener Weise überschreiten.

## **cc) Weitere Daten**

Um die Lastsituation in den deutschen Stromnetzen vollständig abbilden zu können, war neben den Erzeugungsdaten der konventionellen Kraftwerke auch die Erhebung der nach dem EEG vergüteten Strommengen sowie der physischen Lastflüsse über die Interkonnektoren notwendig. Die entsprechenden Daten wurden im Viertelstundenraster von den vier Übertragungsnetzbetreibern bereit gestellt.

## **dd) Sonderfragen**

### **• An- und Abfahrkosten**

Die entstandenen An- und Abfahrkosten waren durch die Unternehmen selbst auf die angegebenen Grenzkosten umzulegen. Dies gewährleistet die Berücksichtigung der An- und Abfahrkosten im Rahmen dieser Untersuchung.

### **• Wärme- und prozessdampfgeführte Anlagen**

Einige Betreiber wärme- bzw. prozessdampfgeführter Anlagen<sup>171</sup> haben im Laufe der Untersuchung vorgebracht, dass sie keine Grenzkosten für die Stromproduktion kalkulierten oder die Grenzkosten zumindest nicht relevant für die Stromproduktion seien. Grund hierfür sei, dass allein der jeweilige Wärmebedarf für die Fahrweise des Kraftwerks entscheidend sei und die Wärmeproduktion auch zwangsweise die erzeugte Stromleistung bestimmen würde. Strom sei insofern ein Nebenprodukt,

---

<sup>171</sup> Im Folgenden werden wärme- bzw. prozessdampfgeführte Anlagen insgesamt als wärmegeführte Anlagen bezeichnet. Die Begriffe Wärmebedarf bzw. Wärmeproduktion schließen den Prozessdampfbedarf bzw. die Prozessdampfproduktion ein.



das für die Einsatzentscheidung des Kraftwerks irrelevant sei. Eine Optimierung der Stromproduktion in Abhängigkeit des erzielbaren Marktpreises sei nicht möglich.

Diese Argumentation wurde dann anerkannt, wenn die Kraftwerksblöcke tatsächlich vollständig oder überwiegend wärmegeführt waren. Die Angebote dieser Kraftwerksblöcke wurden daher als unlimitiert behandelt. Die Grenzkosten der betroffenen Kraftwerksblöcke wurden deshalb auf Null gesetzt, sofern sie nicht bereits von den Unternehmen selbst mit Null angegeben worden waren. Welche Kraftwerksblöcke als vollständig oder überwiegend wärmegeführt einzuordnen waren, wurde dabei gesondert ermittelt.

- **Erleichterungen bei der Datenabfrage**

Einigen Erzeugungsunternehmen, die nur über Erzeugungsanlagen in untergeordneter Größenordnung verfügten, wurde unter Verhältnismäßigkeitsgesichtspunkten die Angabe bestimmter Kostendaten erlassen. Das war insbesondere bei solchen Unternehmen der Fall, bei denen die Beschlussabteilung die Normadressateneigenschaft der §§ 19, 29 GWB bereits im Vorfeld der Durchführung der quantitativen Marktmachttests mit hoher Wahrscheinlichkeit ausschließen konnte. Dies betraf zudem fast ausschließlich Betreiber von wärmegeführten Erzeugungsanlagen.

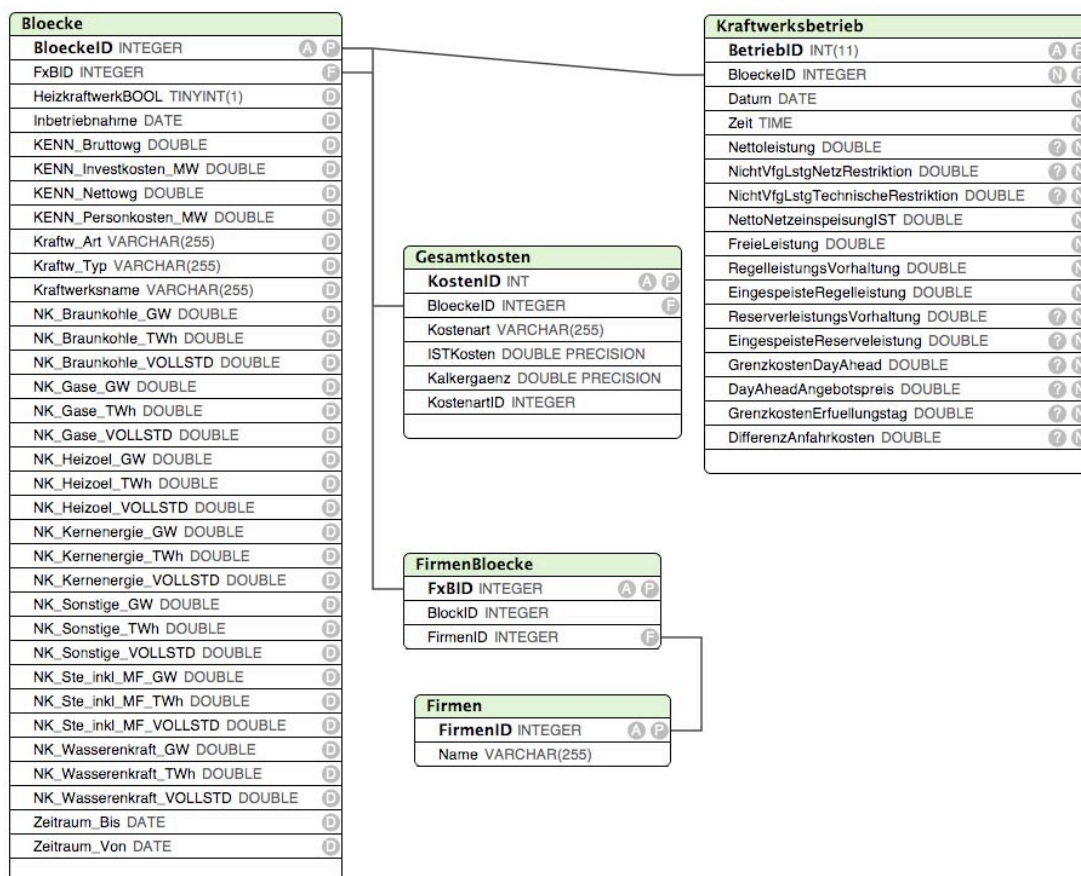
Ferner wurde den Kraftwerksbetreibern die Beantwortung des Auskunftsbeschlusses erlassen, wenn deren Kraftwerke im Untersuchungszeitraum nicht mindestens einmal eine Einspeisung in das Netz der allgemeinen Versorgung von mindestens 25 MW erreichten. Dies war vor allem bei Betreibern von Industriekraftwerken innerhalb von Objektnetzen der Fall.

## **4. Datenverarbeitung**

### **a) Entwicklung einer Datenbank und Datenvalidierung**

Aufgrund des im Rahmen der Sektoruntersuchung erhobenen großen Datenumfanges wurde für die Datenauswertung auf eine relationale Datenbank zurückgegriffen. Auf Basis der Erhebungsbögen im Excel-Format wurde in einem ersten Schritt ein weitestgehend redundanzfreies Tabellenlayout für die Datenbank entwickelt (vgl. Abbildung 27). Die Basistabelle ist hierbei die Tabelle „Bloecke“, bei der jede Tabellenzeile einen der untersuchten Kraftwerksblöcke repräsentiert. Über das Feld „BloekelD“ als Primärschlüssel wird dann die Verknüpfungen mit den Kraftwerksbetriebsdaten sowie mittels der Kreuztabelle „FirmenBloecke“ auch die Zuordnung der Blöcke zu den einzelnen Unternehmen abgebildet.

Abbildung 27: Datenbank Layout für die Sektoruntersuchung Stromgroßhandel



Quelle: eigene Darstellung

Die von den Unternehmen übermittelten Erhebungsbögen wurden zunächst manuell kanonisch benannt, d.h. jede Datei wurde mit einer Block-ID, dem Kraftwerksnamen sowie dem Jahr versehen.

In einem zweiten Schritt wurden die Daten konsolidiert, indem Zusatzkommentare in den Zellen entfernt und abweichende Bezeichnungen angepasst wurden.

Im Anschluss daran wurden die erhobenen Daten auf Datenintegrität überprüft. Hierbei wurden z.B. die Anzahl der Kraftwerksbetriebsdaten (= Zeilen in dem entsprechenden Excel-Bogen) für jede Viertelstunde des Jahres sowie die Vollständigkeit der Stammdaten geprüft. Des Weiteren wurden mit Hilfe verschiedener Prüfroutinen die Daten einer Plausibilitätskontrolle unterzogen. So wurde z.B. überprüft, ob die angegebene Nettoleistung in jeder Viertelstunde die Summe der Netto-Netzeinspeisung IST, der nicht verfügbaren Leistung aufgrund von Netzrestriktionen, der nicht verfügbaren Leistung aufgrund technischer Restriktionen, der nicht eingesetzten „freie Leistung“, der Reserveleistungsvorhaltung sowie der Regelleistungsvorhaltung entspricht (sogenannte KB9-Regel). Eine weitere Plausibilitätskontrolle war die Prüfung, ob die freie Leistung in jeder Viertelstunde größer gleich 0 war (sogenannte KB8-Regel, bei der eine Toleranz von 10 MW eingeräumt wurde).

Fehlerhafte oder nicht plausibel ausgefüllte Erhebungsbögen wurden dabei aussortiert und an die Unternehmen zur Korrektur bzw. zur Erläuterung von Besonderheiten übersandt.

Im Rahmen der Datenvalidierung fiel auf, dass einige Blöcke zeitweise eine Erzeugung mit sehr geringer Leistung aufwiesen, die sich unterhalb der jeweiligen Minimalleistung der Blöcke bewegte. Derartige geringfügige Einspeisungen wurden auch über längere Zeiträume außerhalb von An- und Abfahrvorgängen beobachtet. Nach Rücksprache mit den Unternehmen wurden minimale Einspeisungen von unter 5 MW in vielen Fällen eliminiert, da es sich nach Aussage der betroffenen Unternehmen um datentechnische Probleme handelte.

Schließlich wurden die überprüften Bögen mit Hilfe einer in JAVA selbst entwickelten Software in eine MySQL Datenbank importiert. Die größte Tabelle in der Datenbank, in der die Betriebsdaten im 15-Minuten-Raster gespeichert sind, umfasst 26.631.840 Zeilen mit einer Gesamtgröße von 3,01 GB. Allein der daraus resultierende Index in der Datenbank hat ein Volumen von 2,01 GB.

## **b) Visualisierung durch den DataSetViewer**

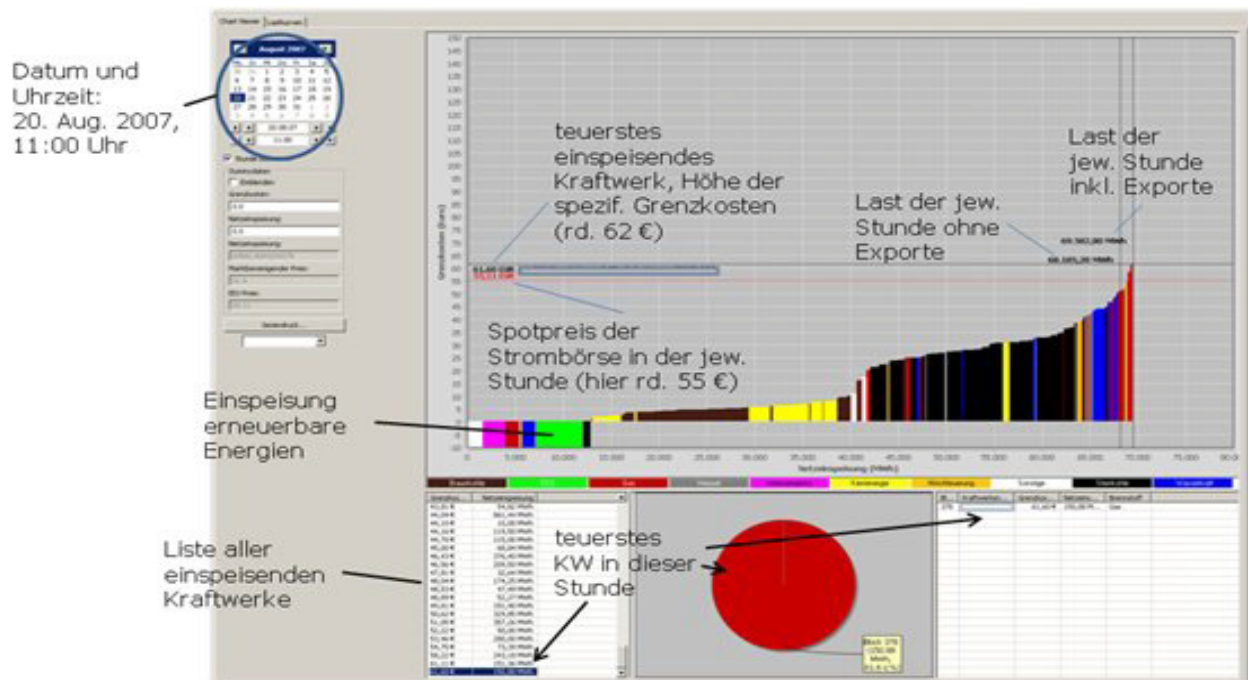
Für die Visualisierung der Daten sowie die Generierung der Merit Order wurde eine Viewer-Anwendung geschrieben. Diese ermöglicht die Zusammenschau aller wichtigen Informationen in einer cockpitartigen Oberfläche. Der Schwerpunkt lag dabei auf der Visualisierung der Merit Order. Darüber hinaus wurde die Möglichkeit der Simulation vorgesehen, d.h. durch Hinzufügen von hypothetischen Kapazitäten können Effekte auf die Merit Order unmittelbar abgelesen werden.

Für die Gestaltung der Oberfläche waren aktuelle Software-Anwendungen aus dem Bereich Business Intelligence Vorbild. Alle wichtigen Informationen sollten auf einen Blick erfasst werden können und die Bedienung des Programms sollte so einfach wie möglich gehalten werden. Die Anwendung wurde auf Basis der JAVA Enterprise Edition<sup>172</sup> entwickelt und basiert auf einem sogenannten Object Relational Mapping mit Hilfe von Hibernate, welches den Zugang zu den Daten in der relationalen Datenbank direkt über die entsprechenden Objekte und Klassen in der Java-Anwendung ermöglicht. Darüber hinaus wurde großen Wert auf ein modulares Design der Anwendung gelegt, um auch im weiteren Verlauf der Untersuchung noch kurzfristig Änderungen und Erweiterungen sowohl im Datenmodell wie auch in den Visualisierungsfunktionen vornehmen zu können. Die folgende Abbildung zeigt die Benutzeroberfläche des DataSetViewer:

---

<sup>172</sup> Java Platform, Enterprise Edition, abgekürzt Java EE oder früher J2EE, ist die Spezifikation einer Softwarearchitektur für die transaktionsbasierte Ausführung von in Java programmierten Anwendungen und insbesondere Web-Anwendungen.

Abbildung 28: DataSetViewer



Quelle: eigene Darstellung

Der DataSetViewer visualisiert für jede ausgewählte Viertelstunde bzw. alternativ jede ausgewählte aufsummierte Stunde der Jahre 2007 und 2008 die auf der Grundlage der erhobenen Erzeugungsdaten generierte Merit Order. Dafür wurde die Erzeugungsleistung ohne Regel- und Reservearbeit (Netto Netzeinspeisung IST) aller Blöcke in aufsteigender Reihenfolge der jeweiligen kurzfristigen Grenzkosten (kurzfristige Grenzkosten Day-Ahead-Angebot) dargestellt. Die verschiedenen Kraftwerksarten wurden dabei farblich differenziert (z.B. Braunkohlekraftwerke braun, Steinkohlekraftwerke schwarz, Kernkraftwerke gelb). Vollständig oder überwiegend wärmegeführte Heizkraftwerke wurden aufgrund der dargestellten Besonderheiten als unlimitierte Angebote behandelt. Sie wurden mit Grenzkosten Null abgetragen.<sup>173</sup> Für den überwiegenden Teil des Untersuchungszeitraums ist dies sachgerecht, da negative Preise nicht möglich waren. Für den übrigen Zeitraum stellt diese Darstellung eine Vereinfachung dar.

Der teuerste einspeisende Kraftwerksblock wird mit seinen kurzfristigen Grenzkosten angezeigt. Es besteht zudem die Möglichkeit, sich den Namen, die Einspeiseleistung sowie die kurzfristigen Grenzkosten jedes einspeisenden Kraftwerksblocks anzeigen zu lassen.

Um die Last möglichst vollständig abzubilden, wurden darüber hinaus die EEG-Erzeugung sowie Im- und Exporte berücksichtigt:

<sup>173</sup> Vgl. hierzu Abschnitt E.I.3.b)dd).

Da die EEG-Erzeugung aufgrund des Vorrangs der EEG-Einspeisung und der garantierten Vergütung unabhängig von ihren jeweiligen Grenzkosten erfolgt, wurde sie – wie die wärmegeführten Heizkraftwerke - mit Grenzkosten Null abgetragen (farblich grün). Zudem sieht der DataSetViewer die Möglichkeit vor, sich Abweichung zwischen Prognose und Ist-Einspeisung der Winderzeugung anzeigen zu lassen.

Im- und Exporte konnten im Rahmen des DataSetViewers lediglich schematisch berücksichtigt werden, da dem Bundeskartellamt weder bekannt war, zu welchen Grenzkosten welche Mengen importiert wurden noch welche Mengen zu welchen Grenzkosten exportiert wurden. Um dennoch eine Vorstellung von Im- und Exporten vermitteln zu können, wurden die Importe lasterhöhend zu Grenzkosten Null dargestellt (farblich pink). Die dahinter liegende Annahme ist, dass Importe nach Deutschland ökonomisch nur dann rational sind, wenn ihre Grenzkosten unter dem jeweiligen Börsenpreis liegen. Bei den dargestellten Importdaten wurden die Einspeisungen österreichischer Kraftwerksblöcke, die von der Erhebung umfasst waren, abgezogen, sofern sie nicht über Direktleitungen mit dem deutschen Netz verbunden waren. Bei den Exporten wurde unterstellt, dass diese die teuersten einspeisenden Kraftwerksblöcke betreffen. Hintergrund ist, dass es sich hierbei weitgehend um Einspeisungen oberhalb des Day-Ahead-Preis der EPEX Spot handelt. Der auf der Grundlage des Day-Ahead-Preises der EPEX Spot erzielbare Deckungsbeitrag ist demnach negativ. Ein Grund dafür, dass Kraftwerke in diesen Fällen trotzdem einspeisen, ist dass die Einspeisung für den Export erfolgt. Entsprechend wurde die Exportleistung von der Gesamtlast der einspeisenden Kraftwerksblöcke abgetragen und so (vereinfacht) visualisiert.

Der so generierten Merit Order der Erzeugung wurde der tatsächliche Day-Ahead-Preis der EPEX Spot gegenübergestellt (rote horizontale Linie).

## **II. Kapazitätszurückhaltung: Analysen und Ergebnisse**

### **1. Physische Kapazitätszurückhaltung**

#### **a) Identifizierung nicht eingesetzter Leistung: Darstellung des Algorithmus**

Von physischer Kapazitätszurückhaltung kann grundsätzlich dann gesprochen werden, wenn ein Anbieter ein technisch verfügbares Kraftwerk, dessen Erzeugung er mindestens zu den entstehenden Grenzkosten verkaufen könnte, nicht am Markt anbietet. Einem Kraftwerksbetreiber würden in einem solchen Fall beim Nichteinsatz der vollen Kraftwerkskapazität zunächst Deckungsbeiträge entgehen. Ein solches Verhalten durch ein marktbeherrschendes Unternehmen kann wettbewerbsrechtlich missbräuchlich sein, da sich durch die Zurückhaltung eines mit relativ geringen Grenzkosten produzierenden Kraftwerks aufgrund der an der EEX durchgeführten Einheitspreisauktion ein höherer

Strompreis für den Gesamtmarkt einstellen kann. Bei Portfolioanbietern, die eine Reihe verschiedener Kraftwerke am Markt anbieten können, können die zusätzlichen Erlöse aufgrund des höheren Börsenpreises die Erlösverluste, die durch die Zurückhaltung des Kraftwerks entstehen, überkompensieren.

Ein Ziel der Sektoruntersuchung war es, zu prüfen, ob es Anhaltspunkte für eine mögliche Kapazitätszurückhaltung gibt. Im Fokus stand dabei der Day-Ahead-Spotmarkt, da sich die Optimierung des Kraftwerkseinsatzes - wie in Abschnitt C.I.2. dargestellt - maßgeblich an dem sich hier einstellenden Preis orientiert. Untersuchungsgegenstand war demnach die Frage, ob ein Anbieter einen technisch verfügbaren Kraftwerksblock, dessen Erzeugung er am Day-Ahead-Markt der EEX mindestens zu den entstehenden Grenzkosten verkaufen konnte, nicht am Markt anbietet. Da ein Konnex zwischen den über die Bidding Sheets an der Börse abgegebenen Geboten und dem Angebot eines einzelnen Kraftwerksblockes in einem Kraftwerksportfolio<sup>174</sup> nicht ohne weiteres herstellbar ist,<sup>175</sup> konnte insoweit allerdings das Angebotsverhalten der Erzeugungsunternehmen nicht unmittelbar überprüft werden. Die Beschlussabteilung hat daher näherungsweise aus der tatsächlichen Erzeugung der einzelnen Blöcke am Erfüllungstag auf das Gebotsverhalten Day-Ahead geschlossen. Dies ist sachgerecht, da die Optimierung des Kraftwerkseinsatzes ganz wesentlich am Day-Ahead-Spotpreis erfolgt. Im Rahmen der Untersuchung wird daher geprüft, ob ein Kraftwerksblock nicht eingesetzt wurde, obwohl er sich auf der Grundlage des Day-Ahead-Preises der EEX im Geld befand. Die Beschlussabteilung ignoriert dabei nicht, dass sich im Zeitraum zwischen der Abgabe des Angebots an der Börse und dem Erfüllungszeitpunkt Umstände ergeben können, die dazu führen, dass ein Block, der sich zum Zeitpunkt der Day-Ahead-Auktion im Geld befand, angeboten wurde und daher im Rahmen dieser Auktion auch zum Zuge kam, zum Erfüllungszeitpunkt jedoch sachlich gerechtfertigt nicht eingesetzt wird. Gründe hierfür sind in erster Linie in Prognoseabweichungen und Intraday-Handelsaktivitäten zu sehen.<sup>176</sup> Diese Faktoren sind in einem weiteren Schritt zu prüfen. Insofern stellt der in der vorliegenden Untersuchung identifizierte Nichteinsatz von Erzeugungskapazitäten zunächst nur ein Indiz für eventuelle missbräuchliche Kapazitätszurückhaltung dar.

Die Identifikation einer missbräuchlichen Zurückhaltung ist auch im Übrigen nicht trivial, da eine Reihe von sachlichen Rechtfertigungsgründen für einen Nichteinsatz von Kraftwerken, die sich im Geld befinden, zu berücksichtigen ist. Hierzu zählen insbesondere technische Restriktionen von Kraftwerken, wie Revisionen oder ungeplante Kraftwerksausfälle, Netzrestriktionen sowie Regel- und Reserveleistungsvorhaltungen. Diese Sachverhalte können dazu führen, dass ein Kraftwerk, das

---

<sup>174</sup> Gleiches kann für ein Portfolio aus Erzeugungsanlagen und Handelspositionen gelten.

<sup>175</sup> Vgl. insoweit Abschnitt C.IV.2, in dem die Gründe für den fehlenden Konnex erläutert werden.

<sup>176</sup> s. hierzu ausführlicher Abschnitt E.II.1.c).

eigentlich durch einen Einsatz einen positiven Deckungsbeitrag erzielen könnte, nicht zur Erzeugung eingesetzt werden kann.

Zusätzlich zu den vorgenannten Faktoren ist außerdem zu beachten, dass viele Kraftwerke aus technischen Gründen nicht kurzfristig an- und abgefahren werden können. Insbesondere bestimmte thermische Kraftwerke wie Kernkraftwerke sowie Braun- und Steinkohlekraftwerke können aufgrund der thermischen Beanspruchung und zur Reduzierung der Ausfallhäufigkeit nicht beliebig kurz eingesetzt und nach einem Einsatz nicht unmittelbar wieder angefahren werden. Bei der Ermittlung potenzieller physischer Kapazitätszurückhaltungen ist diesem Umstand durch die Berücksichtigung von Mindestlauf- und Mindeststillstandszeiten Rechnung zu tragen. Damit kann gewährleistet werden, dass keine nur scheinbaren Kapazitätszurückhaltungen identifiziert werden, da Kraftwerke in einzelnen Stunden im Geld sind, der Betrieb der Anlagen tatsächlich aber aus technischen oder ökonomischen Gründen<sup>177</sup> nicht möglich gewesen wäre.

Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass bei An- und Abfahrvorgängen zusätzliche Kosten entstehen, etwa aufgrund einer erhöhten Abnutzung des Kraftwerks oder durch so genannte Ramp-Up-Kosten. Diese zusätzlichen, für einen Anfahrvorgang anfallenden Kosten müssen durch den jeweiligen Kraftwerkseinsatz erwirtschaftet werden.

Ausgehend von diesen Überlegungen hat das Bundeskartellamt in Zusammenarbeit mit einem externen Sachverständigen<sup>178</sup> einen Algorithmus entwickelt, der hinreichend genau retrospektiv die optimale Fahrweise jedes einzelnen Blockes isoliert unter ceteris-paribus-Bedingungen ermitteln kann. Die zu optimierende Größe ist dabei der Deckungsbeitrag („Grenzwinn“, als Summe des Produktes der betroffenen Menge und der Differenz aus (Market Clearing Preisen wie sie sich bei der Day-Ahead-Auktion am Spotmarkt der Börse ergeben - Grenzkosten) über den betrachteten Zeitraum), den ein Block innerhalb eines Jahres erwirtschaften kann.<sup>179</sup>

Als sachliche Rechtfertigungsgründe für einen Kraftwerks*nichteinsatz* wurden im Rahmen der Optimierung technische Restriktionen, Netzrestriktionen, die zu einer Beschränkung der in das Netz

---

<sup>177</sup> Die Einhaltung von Mindestlauf- und Mindeststillstandzeiten stellt häufig eine ökonomische Restriktion dar. Die Einhaltung dieser Bedingungen dient in der Regel der Vermeidung eines unwirtschaftlichen Einsatzes von Kraftwerken. Im Rahmen dieser Untersuchung wurden die Mindestlauf- und Mindeststillstandzeiten jedoch zu Gunsten der Erzeugungsunternehmen wie technische Restriktionen behandelt, d. h. sie waren bei der Optimierung zwingend einzuhalten.

<sup>178</sup> Der durch das Bundeskartellamt beauftragte Sachverständige ist Dr. Andreas Behrend. Dr. Behrend ist Habilitand am Institut für Computer Science III der Universität Bonn und wissenschaftlicher Mitarbeiter in der Intelligent Databases Group unter der Leitung von Prof. Dr. Rainer Manthey. Dr. Behrend verfügt über besondere Kenntnisse bei der Lösung von Optimierungsproblemen unter Einsatz von deklarativen Programmiersprachen wie etwa Prolog.

<sup>179</sup> Dabei ist anzumerken, dass es nicht Ziel des Algorithmus war, das tatsächlich im besten Fall zu erwirtschaftende Ergebnis eines Blockes zu ermitteln. Aufgabe des Algorithmus ist es in erster Linie die optimale Fahrweise eines Kraftwerksblockes zu bestimmen. Die Beurteilung der Konsequenzen einer vom ermittelten Optimum abweichenden Fahrweise muss separat erfolgen.

einspeisbaren Leistung führten, Kapazitätsvorhaltungen für Reserveenergie sowie Kapazitätsvorhaltungen für Regelenergie anerkannt. Diese Faktoren wurden im Rahmen der Untersuchung bereits bei der Datenerhebung separat blockscharf abgefragt und konnten bei den Analysen zur Kapazitätszurückhaltung berücksichtigt werden. Die sachliche Richtigkeit der durch die Unternehmen gemachten Angaben wurde nicht detailliert geprüft.<sup>180</sup>

Die Berücksichtigung der Nebenbedingungen Mindestlauf- und Mindeststillstandszeiten erfolgte im Rahmen der algorithmischen Bestimmung der optimalen Blockfahrweise. Die Mindestlauf- und Mindeststillstandszeiten wurden teilweise blockspezifisch, teilweise als typische Werte der jeweiligen Kraftwerksart<sup>181</sup> in die Analysen einbezogen, um zu gewährleisten, dass die ermittelte optimale Fahrweise auch technisch realisierbar gewesen wäre.

Die Anfahrkosten sind in der Untersuchung des Bundeskartellamts bereits Bestandteil der zugrunde gelegten und durch die Unternehmen selbst angegebenen Grenzkosten, so dass gewährleistet ist, dass in den im Folgenden identifizierten Einsatzzeiträumen auch die Anfahrkosten erwirtschaftet werden konnten.

Der Algorithmus vergleicht die Grenzkosten eines Kraftwerks und den maßgeblichen Börsenpreis zu einem bestimmten Zeitpunkt. Die durch die Veränderung der Fahrweise des Kraftwerks resultierenden Veränderungen des Börsenpreises als Resultat der Verschiebung der Merit-Order, berücksichtigt der Algorithmus nicht. Dies ist zum einen darin begründet, dass die Beschlussabteilung von einer sehr niedrigen kurzfristigen Preiselastizität der Nachfrage nach Strom ausgeht. Zum anderen kann zumindest für jeden einzelnen sich im Geld befindlichen und technisch verfügbaren Block, der aber nicht erzeugt, isoliert geschlossen werden,<sup>182</sup> dass dieser Block nicht mit seinen spezifischen Grenzkosten am Markt angeboten wurde. Die Bewertung über die tatsächliche Marktwirkung, die dieses Verhalten nach sich gezogen hat, kann erst in einem späteren Schritt erfolgen.

Bestimmte Kraftwerke werden allerdings abweichend von dem oben beschriebenen Kalkül der Deckungsbeitragsmaximierung eingesetzt. Bei diesen Kraftwerken handelt es sich im Wesentlichen um Must-Run-Anlagen, deren Fahrweise nicht rein strommarktorientiert erfolgen kann. Derartige Anlagen werden nach von den Preisen am Strommarkt weitgehend unabhängigen Kriterien gefahren, etwa zur Erfüllung eines bestimmten Wärmebedarfs oder zur Erzeugung von Prozessdampf. Strom

---

<sup>180</sup> Vgl. hierzu Abschnitt E.III.2.

<sup>181</sup> Als Kraftwerksarten wurden Braunkohle-, Steinkohle-, Kern-, Laufwasser- und Pumpspeicherkraftwerke, sowie Gasturbinen, GUD-Anlagen und Kraftwerke mit sonst. Brennstoffen unterschieden.

<sup>182</sup> Die Beschlussabteilung ignoriert dabei nicht, dass sich im Zeitraum zwischen der Abgabe des Angebots an der Börse und dem Erfüllungszeitpunkt Umstände ergeben können, die dazu führen, dass ein Block, der sich zum Zeitpunkt der Day-Ahead-Auktion im Geld befand, angeboten wurde und daher im Rahmen dieser Auktion auch zum Zuge kam, zum Erfüllungszeitpunkt jedoch sachlich gerechtfertigt nicht eingesetzt wird. Der Umfang dieses Phänomens dürfte aber begrenzt sein. Vgl. auch E.II.1.c).



fällt hier regelmäßig nur als Nebenprodukt an. Eine gezielte Zurückhaltung dieser Kraftwerke zur Manipulation des Marktpreises ist damit kaum möglich. Diese Kraftwerke wurden von der retrospektiven Optimierung durch den entwickelten Algorithmus ausgenommen. Ebenfalls nicht Gegenstand der Optimierung waren Pumpspeicherkraftwerke. Die verfügbare Erzeugungskapazität dieser Kraftwerke hängt stark von besonderen Faktoren ab, wie natürlichen Zuflüssen von Wasser oder Speicherfüllständen. Ein kontinuierlicher Kraftwerkseinsatz über lange Zeiträume ist aufgrund der beschränkten Kapazität der Oberbecken in der Regel nicht möglich. Für einen wirtschaftlich optimalen Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke ist es daher notwendig, nicht in allen Stunden, in denen die Grenzkosten erwirtschaftet werden können, einzuspeisen, sondern nach Möglichkeit in besonders teuren Stunden zu erzeugen. Dies kann dazu führen, dass ein Kraftwerk in bestimmten Stunden zwar technisch verfügbar war und seine Grenzkosten hätte erwirtschaften können, die Leistung des Kraftwerks aber für eine spätere Stunde mit höher prognostizierten Preisen bereitgehalten wurde. Ein solches Verhalten ist prima facie unter ökonomischen und wettbewerbsrechtlichen Gesichtspunkten nicht grundsätzlich zu beanstanden, könnte im Rahmen des Optimierungskalküls aber als auffällig identifiziert werden. Daher wurden die Pumpspeicherkraftwerke nicht mit dem Algorithmus optimiert.

Die retrospektive Optimierung des Kraftwerkseinsatzes mit Hilfe des entwickelten Algorithmus erfolgte auf Basis von jeweils vier Vektoren für jedes der Optimierung unterzogene Kraftwerk.

Die vier Vektoren beschreiben Charakteristika eines jeden der Kraftwerksblöcke  $b$  von denen insgesamt  $B$  untersucht wurden, zu jedem Zeitpunkt  $j$  des Untersuchungszeitraumes bis  $T$ .

Der erste Vektor beschreibt, ob ein Kraftwerksblock zu einem bestimmten Zeitpunkt gelaufen ist, dieser Vektor wird **Reallaufvektor** genannt. Formal ergibt er sich als:

$$\vec{r}_b = (r_{b,1}, r_{b,2}, \dots, r_{b,T})$$

$$\text{mit } r_{b,j} \in \{0|1\},$$

$$j = 1, \dots, T \text{ und}$$

$$b = 1, \dots, B.$$

Dabei bedeutet  $r_{b,j} = 1$ , dass der Block  $b$  zum Zeitpunkt  $j$  eingeschaltet war. Entsprechend steht ein Element  $r_{b,j} = 0$  im Vektor  $\vec{r}_b$  für die Tatsache, dass zum Zeitpunkt  $j$  der Kraftwerksblock  $b$

ausgeschaltet war. Für den Reallaufvektor  $\vec{r}_b$  muss dabei gelten, dass jeder größte zeitlich zusammenhängende Teilvektor von  $\vec{r}_b$ , also jeder denkbare zusammenhängende Teilzeitraum, in denen alle Komponenten den Wert 1 haben, mindestens so viele Komponenten enthält, wie durch die Mindestlaufzeitzahl für den Block  $b$  vorgegeben ist. In Analogie dazu muss jeder größte zusammenhängende Teilvektor von  $\vec{r}_b$ , in dem alle Komponenten den Wert 0 haben, mindestens so viele Komponenten umfassen, wie durch die Mindeststillstandzeit des Blockes  $b$  vorgegeben ist. Sind diese beiden Bedingungen an  $\vec{r}_b$  erfüllt, wird im Rahmen der Optimierung von einem (technisch) gültigen Lauf ausgegangen.

Der zweite Vektor beschreibt, ob bei den gegebenen Daten der entsprechend Kraftwerksblock  $b$  positive Gewinne erwirtschaften konnte. Er wird als **Deckungsbeitragsvektor** bezeichnet und ergibt sich formal als:

$$\vec{d}_b = (d_{b,1}, d_{b,2}, \dots, d_{b,T})$$

mit  $d_{b,j} \in \mathbb{R}$ ,

$j = 1, \dots, T$  und

$b = 1, \dots, B$ .

Der Deckungsbeitragsvektor  $\vec{d}_b$  enthält den für jeden der in Vektor  $\vec{r}_b$  enthaltenen Zeitpunkte den entsprechenden Deckungsbeitrag. Ein Deckungsbeitrag  $d_{b,j}$  wird berechnet als Börsenpreis der Day-Ahead-Auktion an der EEX zum Zeitpunkt  $j$  abzüglich der spezifischen Grenzkosten des jeweiligen Blocks  $b$  zum Zeitpunkt  $j$ . Ein negativer Wert im Deckungsbeitragsvektor bedeutet, dass der jeweilige Block seine Grenzkosten zum entsprechenden Zeitpunkt nicht erwirtschaften konnte, während ein positiver Wert indiziert, dass der Block im Geld war.

Der dritte Vektor gibt die tatsächlich durch den Block  $b$  im Zeitpunkt  $j$  eingespeiste Leistung in das Netz der Allgemeinen Versorgung an. Er wird als **Einspeisevektor** bezeichnet und formal wie folgt repräsentiert:

$$\vec{e}_b = (e_{b,1}, e_{b,2}, \dots, e_{b,T})$$

mit  $e_{b,j} \in \mathbb{R}$ ,

$j = 1, \dots, T$  und

$b = 1, \dots, B$ .

Der Einspeisevektor  $\vec{e}_b$  gibt für jeden der im Vektor enthaltenen Zeitpunkte die durch den jeweiligen Block  $b$  in das Netz der Allgemeinen Versorgung eingespeiste Leistung in MW an. Regel- und Reservearbeit bleiben dabei grundsätzlich unberücksichtigt.<sup>183</sup> Der durch den Reallauf des jeweiligen Blocks erzielte Deckungsbeitrag eines Jahres  $\vec{e}_b \times \vec{d}_b$  wird nährungsweise<sup>184</sup> berechnet durch das Produkt des Einspeisevektors und des Deckungsbeitragsvektors, also der Summe der elementweisen Produkte aus Deckungsbeitrag  $d_{b,j}$  und eingespeister Leistung  $e_{b,j}$ .

Der vierte Vektor repräsentiert für jeden Zeitpunkt  $j$  die einsetzbare freie Leistung eines Kraftwerksblockes  $b$ . Er wird als **Freier-Leistungs-Vektor** bezeichnet und ergibt sich formal als:

$$\vec{f}_b = (f_{b,1}, f_{b,2}, \dots, f_{b,T})$$

mit  $f_{b,j} \in \mathbb{R}$

$j = 1, \dots, T$  und

$b = 1, \dots, B$ .

Der Freie-Leistungs-Vektor  $\vec{f}_b$  enthält die für jeden der in Vektor  $\vec{r}_b$  enthaltenen Zeitpunkte die technisch verfügbare und tatsächlich zur Erzeugung (zusätzlich) einsetzbare Leistung des jeweiligen

<sup>183</sup> Teile der erbrachten Regulararbeit sind in der eingespeisten Leistung enthalten, da es den Unternehmen nicht immer möglich war, die Regulararbeit vollständig aus der Netzeinspeisung zu eliminieren.

<sup>184</sup> In den Datenbeständen waren nicht alle Elemente des Einspeisevektors Null wenn der Reallaufvektor bei dem entsprechenden Element eine Null aufwies. Im Einzelfall konnten kleine positive Einspeisemengen

Blockes  $b$ . Die freie Leistung eines Blockes ergibt sich aus der installierten Kapazität der Erzeugungseinheit abzüglich technischer und netzbedingter Restriktionen sowie abzüglich Kapazitätsvorhaltungen für positive Regel- und Reservearbeit sowie ggf. einer bereits stattfindenden Erzeugung. Eine freie Kapazität  $f_{b,j} > 0$  bedeutet, dass der Block  $b$  zum Zeitpunkt  $j$  in Höhe der freien Leistung hätte gefahren werden können, bzw. mit einer entsprechend höheren Leistung hätte gefahren werden können. Eine freie Kapazität  $f_{b,j} > 0$  zeigt auch an, dass im Rahmen der Optimierung des Reallaufs ein Statuswechsel im Reallaufvektor zum Zeitpunkt  $j$  von 0 nach 1 technisch möglich war.

Ziel des Optimierungsprozesses ist es, ausgehend vom gegebenen Reallauf, denjenigen Reallauf zu ermitteln, der unter Berücksichtigung der Nebenbedingungen Mindestlauf- und Mindeststillstandszeiten den höchsten Deckungsbeitrag je Kraftwerksblock erbringt. Da allerdings davon auszugehen ist, dass lediglich ein ungerechtfertigter Nichteinsatz eines Kraftwerkes einen kartellrechtlichen Verstoß darstellen kann, der nach dem vorliegenden Algorithmus unwirtschaftliche Einsatz eines Kraftwerkes zu einem bestimmten Zeitpunkt jedoch nicht zu beanstanden ist, beschränkt sich die Optimierung auf Statuswechsel von 0 nach 1, also von aus nach an. Dies führt dazu, dass bei der Optimierung des Deckungsbeitrags je Kraftwerksblock im Reallauf gesetzte Einsen nicht auf null gesetzt werden, eine positive Einsatzentscheidung also nicht in Frage gestellt wird. Dieser Umstand kann auch dazu führen, dass ein optimierter Reallauf ungültig ist, nämlich dann, wenn der ursprüngliche Reallauf schon ungültig war. Da es sich bei den Mindestlauf- und Mindeststillstandszeiten nicht um harte, also jederzeit zwingend einzuhaltende Nebenbedingungen handelt, sondern eher um in der Regel für eine wirtschaftliche Fahrweise eines Kraftwerks sinnvolle Richtwerte, entsteht aus der Ungültigkeit der optimierten Realläufe keine Einschränkung der Aussagekraft. Dies ist umso mehr der Fall, als die Ungültigkeit der Realläufe aus der tatsächlichen Fahrweise der Kraftwerke resultiert, womit sichergestellt ist, dass die entsprechende Fahrweise technisch umsetzbar war. Das bedeutet auch, dass bei der Einsatzsteuerung von Kraftwerken in der Praxis nicht selten gegen Mindestlauf- und Mindeststillstandszeiten verstoßen wird.

Obwohl der Optimierungsprozess sich somit darauf beschränkt, systematisch Nullwerte durch Einsen zu ersetzen, handelt es sich vorliegend um ein NP-vollständiges Problem,<sup>185</sup> da der Suchraum sehr groß ist. Die untersuchten Realläufe bestehen jeweils aus 17.544 Werten. Das resultierende kombinatorische Problem ist aufgrund der mit bis zu  $2^{17.544}$  sehr hohen Zahl zu berücksichtigender Möglichkeiten nicht in endlicher (Rechen-)Zeit berechenbar. Allerdings weisen die betrachteten

---

auftreten, die aber aufgrund ihrer kleinen Werte keinen nennenswerten Einfluss auf die Gesamtberechnung ausüben konnten.

<sup>185</sup> Mit NP-vollständig ist eine Komplexitätsklasse von Algorithmen beschrieben. NP-Vollständigkeit steht dabei für nichtdeterministisch polynomielle Vollständigkeit. Für NP-vollständige Probleme existieren allgemein keine

Instanzen bestimmte Besonderheiten auf, mit deren Hilfe der Suchraum deutlich verkleinert werden kann, ohne Einschränkungen bezüglich des zu bestimmenden Optimums vornehmen zu müssen.

Zwecks Verkleinerung des Suchraums werden zunächst sogenannte „sichere Einsen“ und „sichere Nullen“ im Reallaufvektor identifiziert. Sichere Einsen und Nullen beschreiben Zeiträume, in denen der jeweils zu optimierende Block zwingend laufen musste bzw. zwingend nicht eingesetzt werden durfte, um das blockbezogene Deckungsbeitragsmaximum<sup>186</sup> zu erwirtschaften. Diese sicheren Betriebsvariablen lassen sich lokal für einen gegebenen Reallauf  $\vec{r}_b$  und Deckungsbeitragsvektor  $\vec{d}_b$

bei gegebenen Werten zu Mindestlaufzeit ML und Mindeststillstandzeit MS für einen Block bestimmen. In Abbildung 29 ist der Verlauf des Deckungsbeitrags über die Zeit für einen Kraftwerksblock b in Form einer interpolierten Kurve dargestellt. Sobald der stundenbezogene Deckungsbeitrag sein Vorzeichen ändert, schneidet diese Kurve die Nulllinie. Im zu ermittelnden Optimum muss die maximal mögliche Anzahl von Teilflächen aus dem positiven Bereich aufsummiert werden. Zur Veranschaulichung wird im Folgenden eine beliebige Fläche im positiven Bereich betrachtet. Für den Zeitraum zwischen zwei Schnittpunkten mit der Nulllinie gibt es vier verschiedene Verlaufsmöglichkeiten, je nachdem ob im Reallauf der dazugehörige Block zu den Zeitpunkten des Vorzeichenwechsels des Deckungsbeitrags eingeschaltet ( $r_i = 1$ ) war oder nicht ( $r_i = 0$ ). In Abbildung 29 bis Abbildung 32 sind diese Möglichkeiten dargestellt.

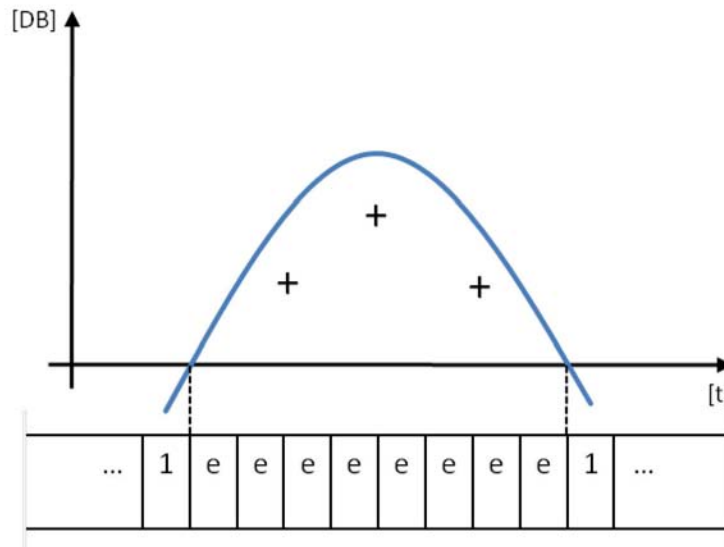
Im einfachsten Fall war der Block an beiden Nullstellen eingeschaltet. Dann muss der Kraftwerksbetreiber diesen Block auch zu allen Zeitpunkten zwischen diesen Nullstellen eingeschaltet belassen, um die damit verbundenen positiven Deckungsbeiträge zu akkumulieren. Ein zwischenzeitliches Abfahren des Blockes kann c.p. wirtschaftlich nicht sinnvoll gewesen sein. Die tatsächlichen Werte im dazugehörigen Teilvektor von  $\vec{r}_b$  können somit ignoriert und durch sichere Einsen ersetzt werden, die in den nachstehenden Abbildungen mit „e“ bezeichnet werden. Bei der späteren Ermittlung des Optimums müssen diese Positionen im Reallauf nicht weiter kombinatorisch durchsucht werden, was den zugrundeliegenden Suchraum deutlich verkleinern kann.

---

effizienten algorithmischen Lösungen. Dies ist insbesondere dann problematisch, wenn der zugrundeliegende Suchraum – wie in diesem Fall – sehr groß ist.

<sup>186</sup> Aus theoretischer Perspektive kann das Gewinnmaximum verfehlt werden, da nur 0 gegen 1 getauscht werden aber nicht 1 gegen 0. Evtl. erfordert das blockbezogene Gewinnmaximum aber auch ein „Ausschalten“ gewisser Blöcke. Hierauf wurde aber aus den beschriebenen Gründen verzichtet.

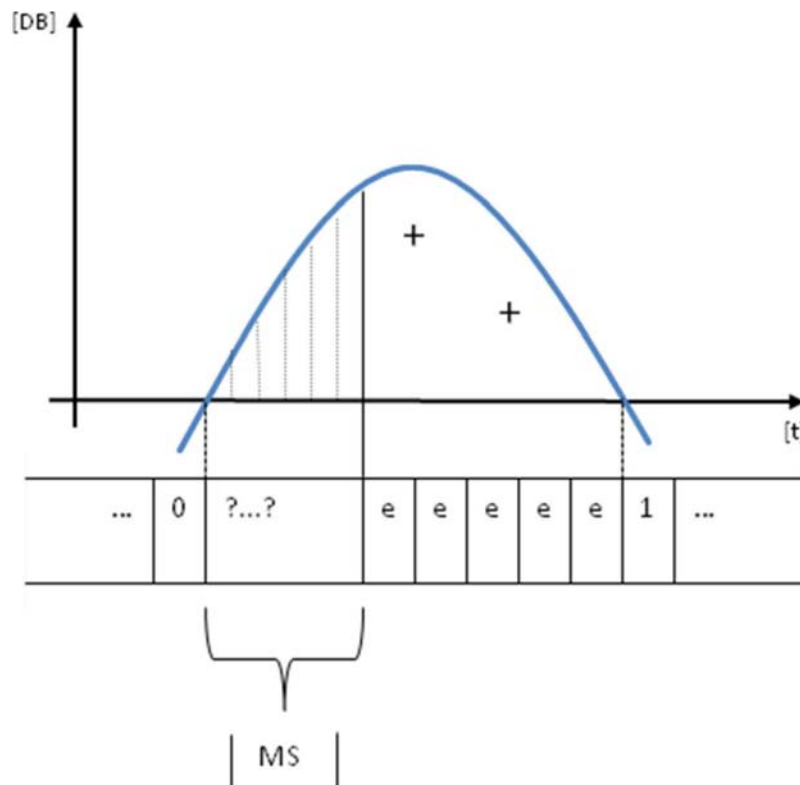
Abbildung 29: Deckungsbeitragskurve, Situation 1



Quelle: Behrend, Hinweise auf missbräuchliche Zurückhaltungen in Kraftwerkseinsatzdaten, 2010, S. 7

Falls an der ersten Nullstelle, also beim Vorzeichenwechsel des Deckungsbeitragsvektors von minus nach plus, die dazugehörige Komponente im Reallauf-Vektor  $\vec{r}_b$  auf null gesetzt ist und somit der Block zu diesem Zeitpunkt ausgeschaltet war, muss zunächst die Mindeststillstandzeit MS berücksichtigt werden, bevor sichere Einsen gesetzt werden können. Darüber hinaus müssen keine weiteren Randbedingungen beachtet werden, da davon ausgegangen wird, dass die „1“ nach der zweiten Nullstelle gültig ist und somit von einer ausreichenden großen Menge von Einsen umgeben ist, um die Nebenbedingung Mindestlaufzeit zu erfüllen (Abbildung 30).

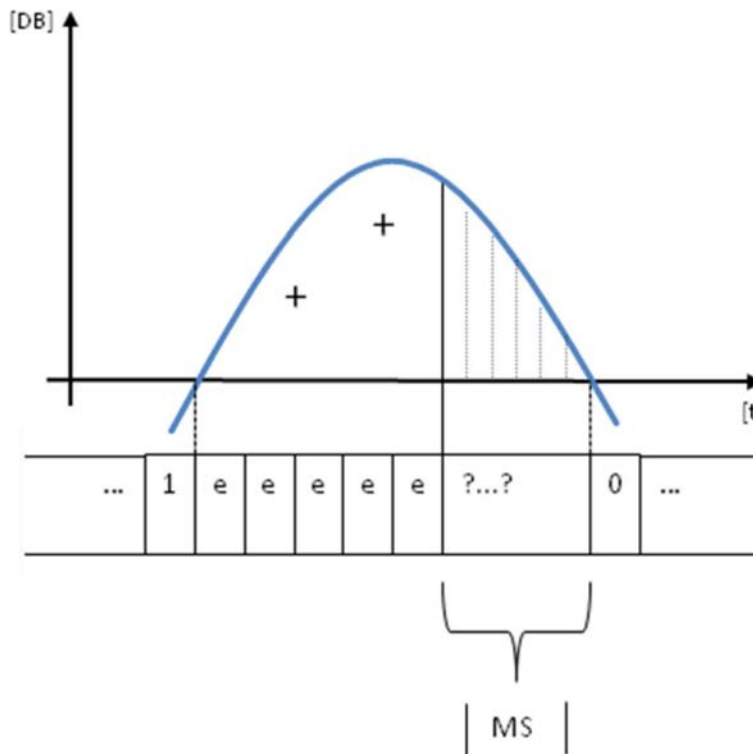
Abbildung 30: Deckungsbeitragskurve, Situation 2



Quelle: Behrend, Hinweise auf missbräuchliche Zurückhaltungen in Kraftwerkseinsatzdaten, 2010, S. 7

Falls allerdings der Block im Reallauf direkt vor der ersten Nullstelle eingeschaltet war, muss der Block zur Erreichung des Deckungsbeitragsoptimums unter bestimmten Bedingungen auch sicher eingeschaltet bleiben. Dabei kann der Block aber nur so lange sicher eingeschaltet bleiben, wie innerhalb des positiven Deckungsbeitrags-Intervalls noch die Mindeststillstandszeit bis zur zweiten Nullstelle, also bis zum Vorzeichenwechsel des Deckungsbeitragsvektors von plus zu minus, eingehalten werden kann (Abbildung 31).

Abbildung 31: Deckungsbeitragskurve, Situation 3



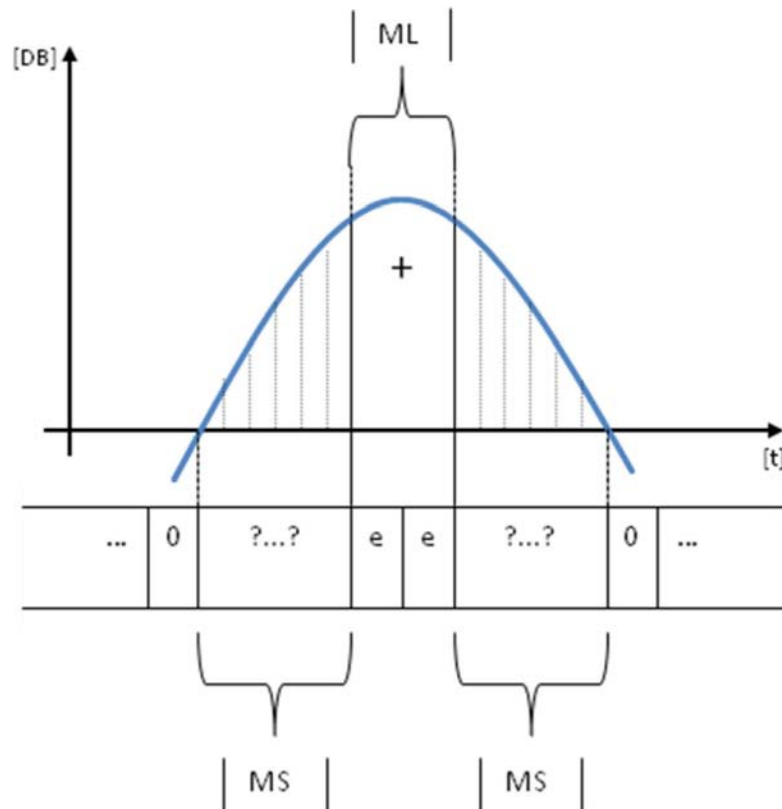
Quelle: Behrend, Hinweise auf missbräuchliche Zurückhaltungen in Kraftwerkseinsatzdaten, 2010, S. 7

Bei der Ermittlung des Optimums muss allerdings überprüft werden, ob das Nichtbetreiben des Blocks an der Nullstelle gerechtfertigt ist. Deshalb sind die Werte innerhalb der Mindeststillstandzeit MS (gekennzeichnet mit „?“) sowie der Wert 0 an der Nullstelle noch nicht fest bestimmt und können bei der Ermittlung des optimalen Laufs noch auf Eins geändert werden.

Falls an beiden Nullstellen der dazugehörige Block nicht eingeschaltet war, muss die Mindeststillstandzeit MS für beide Seiten berücksichtigt werden. Die restlichen Zeitpunkte zwischen diesen beiden Intervallen können nur dann mit sicheren Einsen aufgefüllt werden, falls der dazugehörige Teilvektor mindestens  $2 \times MS + ML$  Komponenten umfasst, damit die Mindestlaufzeit (ML) für den entsprechenden Block später im optimalen Lauf eingehalten wird (Abbildung 32).



Abbildung 32: Deckungsbeitragskurve, Situation 4

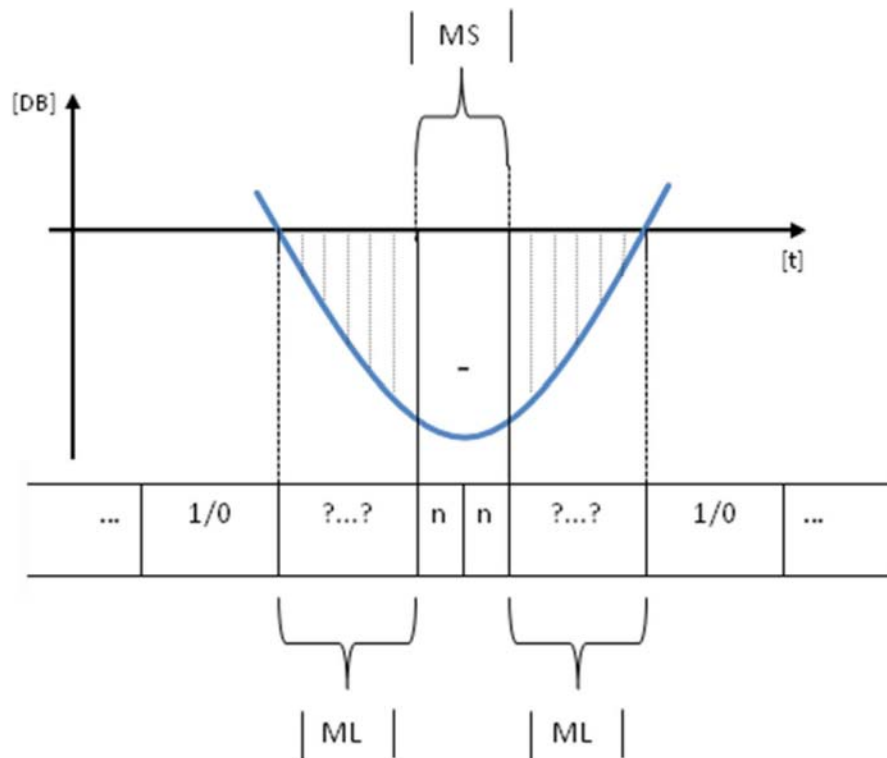


Quelle: Behrend, Hinweise auf missbräuchliche Zurückhaltungen in Kraftwerkseinsatzdaten, 2010, S. 7

In ähnlicher Weise lassen sich die Komponenten im optimalen Lauf identifizieren, die sicher den Wert Null haben müssen, um die Akkumulation negativer Deckungsbeiträge zu vermeiden. In Abbildung 33 ist der hier auftretende Fall dargestellt. Hier ist für das Setzen sicherer Nullen „n“ die Mindestlaufzeit (ML) statt der Mindeststillstandzeit (MS) an den Intervallgrenzen zu beachten. Da bei der Optimierung auch die Werte 0 an den Nullstellen ggf. durch Einsen ersetzt werden, müssen die Zeiten allerdings immer berücksichtigt werden, unabhängig davon, ob der Block im Reallauf an den Nullstellen ein- bzw. ausgeschaltet war. Um sichere Nullen überhaupt setzen zu können, muss der betrachtete Teilvektor mindestens die Länge  $2 \times ML \times MS$  haben, damit bei der Bestimmung des Optimums immer die Mindeststillstandzeit eingehalten wird. Neben den Eigenschaften des Grenzkostenvektors kann allerdings noch die verbleibende freie Leistung eines Blockes zum Setzen von sicheren Nullen verwendet werden. Die freie Leistung eines Blockes gibt an, wie viel Leistung ein Block noch ins Netz speisen kann. Diese Größe ist zum einen durch die Kapazitätsgrenze des dazugehörigen Kraftwerks aber auch durch technische Restriktionen der einzelnen Blöcke – wie z.B. Regelleistungsvorhaltungen oder Störungen – bestimmt. Falls die Restkapazität den Wert Null hat, kann trotz positivem Deckungsbeitrag der Block nicht eingeschaltet werden. In diesem Fall können

also auch sichere Nullen gesetzt werden, wobei dabei zusätzlich wieder die Mindeststillstandzeit zu beachten ist.<sup>187</sup>

Abbildung 33: Deckungsbeitragskurve, Situation 5



Quelle: Behrend, Hinweise auf missbräuchliche Zurückhaltungen in Kraftwerkseinsatzdaten, 2010, S. 8

Das Setzen sicherer Nullen bzw. Einsen ist keine Heuristik. Vielmehr kann man zeigen, dass diese Werte für einen Block im optimalen Lauf genauso auftreten müssen. Somit führen sie (im Gegensatz zur Annahme, einmal gesetzte Einsen im Reallauf nicht wieder zurückzunehmen) auch nicht zu einer Abweichung vom theoretischen Optimum. Sie stellen allerdings auch keine echte Lösung für das allgemeine Optimierungsproblem dar, da z.B. bei stark um die Nulllinie schwankende Grenzkosten kaum sichere Nullen bzw. Einsen gesetzt werden können (insbes. wegen Verletzung der Bedingung nach der Mindestlänge von  $2 \times ML + MS$  bzw.  $2 \times MS + ML$ ). Bei den hier betrachteten realen Instanzen können jedoch sehr viele sichere Werte gesetzt werden, so dass der Suchraum erheblich eingeschränkt werden konnte.

<sup>187</sup> Bei einer ausgewiesenen freien Leistung unter 10 MW wurde ebenfalls eine sichere Null gesetzt. Hiermit sollten zu Gunsten der Unternehmen unrealistische Anfahrvorgänge auf Grund von kleineren Unschärfen in den von den Unternehmen gelieferten Daten vermieden werden.



Eine Abweichung des Reallaufs von dieser optimalen Fahrweise kann als Indiz auf eine missbräuchliche Kapazitätszurückhaltung interpretiert werden. Dabei ist allerdings zu berücksichtigen, dass sich der Reallauf aus einer Einsatzplanung unter Unsicherheit ergibt. Eine solche Einsatzplanung unter Unsicherheit kann unter Umständen zu Ineffizienzen beim Kraftwerkseinsatz führen. Insofern sind Abweichungen vom retrospektiv ermittelten optimalen Fahrplan in gewissem Maße tolerierbar. Gleichwohl ist davon auszugehen, dass insbesondere die großen Erzeugungsunternehmen über eine ausgeprägte Expertise beim Kraftwerkseinsatz und ausgereifte Einsatzsteuerungsprogramme verfügen, so dass grundsätzlich angenommen werden kann, dass der Kraftwerkseinsatz weitestgehend effizient, also nahe am Optimum, erfolgt. Daher würden größere Abweichungen vom an dieser Stelle ermittelten Optimum weitergehende Untersuchungen rechtfertigen. Weitere Abweichungen des Reallaufs gegenüber dem optimierten Lauf können in der unvollständigen Datenlage begründet sein. So werden etwa Entscheidungen über den Einsatz von Kraftwerken grundsätzlich auf Basis der Ergebnisse von Berechnungen mittels spezieller Software getroffen. Im Einzelfall sind jedoch manuell abweichende Entscheidungen der zum jeweiligen Zeitpunkt verantwortlichen Personen möglich. Solche auf Basis von Erfahrungswerten getroffenen Einsatzentscheidungen werden aber häufig nicht dokumentiert und sind daher im Nachhinein kaum nachvollziehbar. Darüber hinaus können – wie bereits oben angedeutet und weiter unten ausführlicher beschrieben – Gründe für ein Auseinanderfallen vom Gebot sowie Zuschlag an der Börse und dem tatsächlichen Einsatz zum Erfüllungszeitpunkt existieren.

Daher können **nur erhebliche Mindereinsätze** von Kraftwerken in wesentlichen Zeiträumen als **valider Hinweis auf missbräuchliche Zurückhaltungen** von Kraftwerkskapazität angesehen werden.

## b) Ergebnisse der Optimierung

Im Folgenden wird die auf Basis des entwickelten Algorithmus identifizierte nicht eingesetzte Leistung (im Folgenden „nicht eingesetzte Leistung“)<sup>188</sup> im Untersuchungszeitraum anonymisiert für die vier größten deutschen Erzeugungsunternehmen jeweils isoliert und dann für diese vier Unternehmen aggregiert dargestellt. Anschließend werden die ermittelten Ergebnisse interpretiert und eingeordnet. Abschließend erfolgt ein Ausblick auf die sich aus den Resultaten der Untersuchung ergebenden Konsequenzen für die Missbrauchsaufsicht des Bundeskartellamts auf den betroffenen Märkten.

Die folgende Tabelle 16 zeigt die Ergebnisse des Algorithmus für Unternehmen 1. Über den gesamten Untersuchungszeitraum von zwei Jahren wurde eine nicht eingesetzte Leistung von rund

---

<sup>188</sup> Es handelt sich also um die Leistung, die nach der Optimierung durch den Algorithmus hätte eingesetzt werden sollen, aber durch die Unternehmen zum entsprechenden Zeitpunkt nicht genutzt wurde. Ein solches

2,9 TWh identifiziert. Dies bedeutet rechnerisch eine durchschnittliche nicht eingesetzte Leistung von rund 167 MW pro Stunde. In 12.512 Stunden wurde eine Leistung von 100 MW oder mehr nicht eingesetzt. In 51 Stunden des Untersuchungszeitraums erreichte die berechnete nicht eingesetzte Leistung mindestens 1.000 MW, in einer Stunde überstieg sie 1.500 MW.

**Tabelle 16: Durch Unternehmen 1 nicht eingesetzte Leistung**

Unternehmen 1	Summe	Summe Steinkohle	Summe Braunkohle	Summe Gasturbine	Summe Kernkraft	Summe Sonstige
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
<b>Summe</b>	<b>2.932.466</b>	<b>496.660</b>	<b>2.406.106</b>	<b>25.500</b>	<b>0</b>	<b>4.199</b>
	MW	MW	MW	MW	MW	MW
Mittelwert	167	28	137	1	0	0
	%	%	%	%	%	%
Anteil der mittleren nicht eingesetzten Leistung an der erfassten Gesamtkapazität <sup>189</sup>	0,17					
	Stunden	Stunden	Stunden	Stunden	Stunden	Stunden
Anzahl Stunden > 100 MW	12.512	1.957	10.563	103	0	0
Anzahl Stunden > 300 MW	1.756	41	1.144	16	0	0
Anzahl Stunden > 500 MW	601	xx	xx	xx	xx	xx
Anzahl Stunden > 800 MW	148	xx	xx	xx	xx	xx
Anzahl Stunden > 1000 MW	51	xx	xx	xx	xx	xx
Anzahl Stunden > 1500 MW	1	xx	xx	xx	xx	xx

Der wesentliche Teil der nicht eingesetzten Leistung betrifft konventionelle thermische Kraftwerke, insbesondere in Braun- und Steinkohlekraftwerke. Alle anderen Kraftwerksarten waren nicht oder nur in untergeordnetem Umfang beteiligt.

Verhalten kann – wie im Folgenden erläutert wird - ein Indiz für eine missbräuchliche Kapazitätszurückhaltung darstellen.

<sup>189</sup> Es handelt sich um die erfasste Gesamtkapazität ohne die installierte Leistung der EEG-Anlagen für das Jahr 2008 in Höhe von 95,8 GW.

Unternehmen 2 setzte im Untersuchungszeitraum Leistung im Umfang von insgesamt rund 2,0 TWh nicht ein, was einem durchschnittlichen Nichteinsatz von etwa 116 MW entspricht. Die Zahl der Stunden mit eher geringer nicht eingesetzter Leistung war gegenüber Unternehmen 1 erheblich niedriger. Allerdings wies Unternehmen 2 mit 64 bzw. 4 Stunden mehr Zeitpunkte mit relativ hoher nicht eingesetzter Leistung von über 1.000 bzw. über 1.500 MW auf.

Im Vergleich zu Unternehmen 1 trugen bei Unternehmen 2 mehr Kraftwerksarten spürbar zum Umfang der nicht eingesetzten Leistung bei. Die Kernkraftwerke hatten mit durchschnittlich fast 46 MW den höchsten Anteil. Die unter „Sonstige“ zusammengefassten Kraftwerksarten – vor allem Laufwasserkraftwerke und GuD-Anlagen – trugen mit durchschnittlich rund 38 MW ebenfalls erheblich zur gesamten identifizierten nicht eingesetzten Leistung bei. Die nicht eingesetzte Leistung überstieg mit 4.383 Stunden vergleichsweise selten die 100-MW-Marke.

**Tabelle 17: Durch Unternehmen 2 nicht eingesetzte Leistung**

Unternehmen 2	Summe	Summe Steinkohle	Summe Braunkohle	Summe Gasturbine	Summe Kernkraft	Summe Sonstige
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
<b>Summe</b>	<b>2.033.2934</b>	<b>460.013</b>	<b>101.484</b>	<b>5.146</b>	<b>803.718</b>	<b>662.933</b>
	MW	MW	MW	MW	MW	MW
Mittelwert	116	26	6	0	46	38
	%	%	%	%	%	%
Anteil der mittleren nicht eingesetzten Leistung an der erfassten Gesamtkapazität	0,12					
	Stunden	Stunden	Stunden	Stunden	Stunden	Stunden
Anzahl Stunden > 100 MW	4.383	1.403	355	12	1.773	90
Anzahl Stunden > 300 MW	2.036	504	22	4	1.341	24
Anzahl Stunden > 500 MW	612	xx	xx	xx	xx	xx
Anzahl Stunden > 800 MW	175	xx	xx	xx	xx	xx
Anzahl Stunden > 1000 MW	64	xx	xx	xx	xx	xx
Anzahl Stunden > 1500 MW	4	xx	xx	xx	xx	xx

Bei diesem Unternehmen sind vereinzelt Zeitintervalle aufgetreten, die aufgrund ihrer zeitlichen Ausdehnung nicht mehr algorithmisch optimierbar waren. Auf diese Intervalle wurde eine Heuristik zur Annäherung an das Optimum verwendet.<sup>190</sup>

Tabelle 18 stellt die berechneten Werte der nicht eingesetzten Leistung von Unternehmen 3 dar. Die auf Basis der vom Unternehmen angegebenen Daten ermittelte nicht eingesetzte Leistung ist mit 0,001 TWh, auch im Vergleich zu den anderen großen Erzeugern, sehr gering. Auch konnten mit Hilfe des Algorithmus keine Stunden mit einer nicht eingesetzten Leistung in wesentlichem Umfang, also über 1.000 MW, festgestellt werden. Allerdings war die Qualität der von Unternehmen 3 abgegebenen Daten aus verschiedenen Gründen fraglich. So gelang es dem Unternehmen trotz mehrmaliger Nachforderung durch die Beschlussabteilung bis zum Abschluss der Untersuchung in vielen Fällen nicht, über den gesamten Untersuchungszeitraum zu erklären, wie die Engpassleistung einiger Kraftwerke genutzt wurde. Dies führte in diesen Fällen dazu, dass die Angaben zu Leistungsrestriktionen (technische Restriktionen und Netzrestriktionen), Vorhaltungen für Regel- und Reservezwecke, die tatsächliche Netzeinspeisung und die angegebene freie Leistung in Summe unter der angegebenen Engpassleistung des jeweiligen Kraftwerks blieben.

---

<sup>190</sup> Abweichungen vom tatsächlichen Optimum, die durch die Anwendung der Heuristik entstanden sein könnten, können sich nur zu Gunsten der Unternehmen auswirken.

Tabelle 18: Durch Unternehmen 3 nicht eingesetzte Leistung; Rohdaten

Unternehmen 3	Summe	Summe Steinkohle	Summe Braunkohle	Summe Gasturbine	Summe Kernkraft	Summe Sonstige
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
<b>Summe</b>	<b>14.708</b>	<b>4.882</b>	<b>7.620</b>	<b>34</b>	<b>0</b>	<b>2.170</b>
	MW	MW	MW	MW	MW	MW
Mittelwert	1	0	0	0	0	0
	%	%	%	%	%	%
Anteil der mittleren nicht eingesetzten Leistung an der erfassten Gesamtkapazität	0,001					
	Stunden	Stunden	Stunden	Stunden	Stunden	Stunden
Anzahl Stunden > 100 MW	36	12	17	0	0	7
Anzahl Stunden > 300 MW	16	5	11	0	0	0
Anzahl Stunden > 500 MW	9	xx	xx	xx	xx	xx
Anzahl Stunden > 800 MW	2	xx	xx	xx	xx	xx
Anzahl Stunden > 1000 MW	0	xx	xx	xx	xx	xx
Anzahl Stunden > 1500 MW	0	xx	xx	xx	xx	xx

Die Beschlussabteilung hat in diesen Fällen angenommen, dass es sich bei den nicht erklärten Teilen der Engpassleistung um technisch verfügbare Kapazität handelt, die weder zur Erzeugung noch für die Vorhaltung von Regel- oder Reserveleistung genutzt wurde, mithin um freie Leistung, die dem Markt hätte zugeführt werden können. Ausgehend von dieser Annahme hat die Beschlussabteilung eine entsprechende Anpassung der durch Unternehmen 3 gelieferten Daten vorgenommen und diese angepassten Daten abermals mit Hilfe des Algorithmus optimiert.<sup>191</sup>

Tabelle 19 zeigt die Ergebnisse des Algorithmus nach der durch die Beschlussabteilung vorgenommenen Datenanpassung. Die insgesamt nicht eingesetzte Leistung steigt durch die Anpassung der Daten ganz erheblich und erreicht mit fast 4,1 TWh den höchsten Wert der vier großen Erzeuger. Im Mittel bedeutet das, dass das Unternehmen mehr als 236 MW Leistung, die im Geld war, nicht eingesetzt hat. Die nicht eingesetzte Leistung überstieg in 16.396 Stunden, und damit beinahe in allen Stunden des Untersuchungszeitraums, 100 MW. Ein wesentlicher Nichteinsatz von



über 1.000 MW bzw. 1.500 MW ergab sich in 66 bzw. zwei Stunden und damit in einer ähnlichen Stundenzahl wie bei den anderen Unternehmen.

**Tabelle 19: Durch Unternehmen 3 nicht eingesetzte Leistung; angepasste Daten**

Unternehmen 3 - angepasste Datenbasis	Summe	Summe Steinkohle	Summe Braunkohle	Summe Gasturbine	Summe Kernkraft	Summe Sonstige
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
<b>Summe</b>	<b>4.149.996</b>	<b>886.078</b>	<b>1.643.779</b>	<b>31.669</b>	<b>142.238</b>	<b>1.446.229</b>
	MW	MW	MW	MW	MW	MW
Mittelwert	237	51	94	2	8	82
	%	%	%	%	%	%
Anteil der mittleren nicht eingesetzten Leistung an der erfassten Gesamtkapazität	0,25					
	Stunden	Stunden	Stunden	Stunden	Stunden	Stunden
Anzahl Stunden > 100 MW	16.396	2.095	5.829	26	41	3.076
Anzahl Stunden > 300 MW	3.214	620	312	7	3	76
Anzahl Stunden > 500 MW	865	xx	xx	xx	xx	xx
Anzahl Stunden > 800 MW	196	xx	xx	xx	xx	xx
Anzahl Stunden > 1000 MW	66	xx	xx	xx	xx	xx
Anzahl Stunden > 1500 MW	2	xx	xx	xx	xx	xx

Ähnlich wie bei Unternehmen 1 haben auch hier vor allem die Braun- und Steinkohlekraftwerke zu der identifizierten nicht eingesetzten Leistung beigetragen. Eine wesentliche Rolle spielten hier aber auch die unter „Sonstige“ zusammengefassten Kraftwerke.

Unternehmen 4 weist nach den Analysen mit insgesamt rund 0,9 TWh die geringste identifizierte nicht eingesetzte Leistung der hier dargestellten Unternehmen auf. Durchschnittlich wird damit eine Leistung von rund 51 MW nicht eingesetzt. Deutlich geringer als bei den anderen Unternehmen fällt auch die Anzahl der Stunden aus, in denen in wesentlichem Umfang Leistung nicht eingesetzt wird:

<sup>191</sup> Weitere offensichtliche Unstimmigkeiten in den Daten wurden von der Beschlussabteilung zu Gunsten des Unternehmens zunächst akzeptiert.

lediglich in sechs Stunden übersteigt der Nichteinsatz 1.000 MW, mehr als 1.500 MW wird in keiner Stunde erreicht. Mit Abstand den höchsten Anteil an der von Unternehmen 4 nicht eingesetzten Leistung haben die Braunkohlekraftwerke. In allen anderen Kraftwerksarten konnten bezüglich der absoluten Höhe keine nennenswerte nicht eingesetzte Leistung identifiziert werden.

**Tabelle 20: Durch Unternehmen 4 nicht eingesetzte Leistung**

Unternehmen 4	Summe	Summe Steinkohle	Summe Braunkohle	Summe Gasturbine	Summe Kernkraft	Summe Sonstige
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
<b>Summe</b>	<b>896.019</b>	<b>26.673</b>	<b>762.845</b>	<b>105.037</b>	<b>0</b>	<b>1.464</b>
	MW	MW	MW	MW	MW	MW
Mittelwert	51	2	43	6	0	0
	%	%	%	%	%	%
Anteil der mittleren nicht eingesetzten Leistung an der erfassten Gesamtkapazität	0,05					
	Stunden	Stunden	Stunden	Stunden	Stunden	Stunden
Anzahl Stunden > 100 MW	2.532	57	2.232	224	0	8
Anzahl Stunden > 300 MW	901	21	708	156	0	0
Anzahl Stunden > 500 MW	98	xx	xx	xx	xx	xx
Anzahl Stunden > 800 MW	32	xx	xx	xx	xx	xx
Anzahl Stunden > 1000 MW	6	xx	xx	xx	xx	xx
Anzahl Stunden > 1500 MW	0	xx	xx	xx	xx	xx

Die Beschlussabteilung ist im Rahmen der Sektoruntersuchung – auch in Übereinstimmung mit dem Vorgehen der Europäischen Kommission in ihren Verfahren – im Hinblick auf den Vorwurf der Kapazitätszurückhaltung von ausschließlich unilateralem Verhalten der Stromerzeuger ausgegangen. Es wurde also unterstellt, dass ein Unternehmen allein durch autonomes Verhalten den Marktpreis für Strom durch die Zurückhaltung eigener Kapazitäten den Marktpreis beeinflussen könne. Hinweise auf ein koordiniertes Verhalten mehrerer Erzeugungsunternehmen sind in diesem Zusammenhang nicht ersichtlich.

Im Folgenden sollen aber dennoch die Daten aus der Zurückhaltungsanalyse für die vier größten deutschen Stromerzeugungsunternehmen aggregiert dargestellt werden. Dies soll einen Eindruck über den gesamten Umfang der bei den potentiellen Normadressaten der Missbrauchsvorschriften identifizierten nicht eingesetzten Leistung vermitteln und die spätere Einordnung der Ergebnisse erleichtern.

In Tabelle 21 werden zunächst die aggregierten Werte unter Einbezug der von Unternehmen 3 gelieferten (Roh-)Daten dargestellt. Insgesamt wurde nach diesen Zahlen eine Leistung von fast 5,8 TWh als nicht eingesetzt identifiziert bzw. durchschnittlich eine Leistung von etwa 330 MW. Das entspricht insgesamt einem eher kleineren Kohlekraftwerk.

Hinsichtlich der Kraftwerksarten hatten vor allem die Braunkohlekraftwerke einen wesentlichen Anteil an der ermittelten nicht eingesetzten Leistung. Auf sie entfallen rund 56 % der gesamten nicht eingesetzten Leistung. Gemeinsam mit der in Steinkohlekraftwerken nicht eingesetzten Leistung macht der Anteil sogar etwa 73 % aus.

Tabelle 21: Nicht eingesetzte Leistung aggregiert; Rohdaten

GESAMT	Summe	Summe Steinkohle	Summe Braunkohle	Summe Gasturbine	Summe Kernkraft	Summe Sonstige
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
<b>Summe</b>	<b>5.874.317</b>	<b>988.228</b>	<b>3.278.055</b>	<b>135.718</b>	<b>803.718</b>	<b>670.767</b>
	MW	MW	MW	MW	MW	MW
Mittelwert	335	56	187	8	46	38
	%	%	%	%	%	%
Anteil der mittleren nicht eingesetzten Leistung an der erfassten Gesamtkapazität <sup>192</sup>	0,34	0,05	0,2	0,008	0,05	0,04
	Stunden	Stunden	Stunden	Stunden	Stunden	Stunden
Anzahl Stunden > 100 MW	16.394	3.391	12.586	341	1.773	110
Anzahl Stunden > 300 MW	6.923	675	2.890	183	1.341	27
Anzahl Stunden > 500 MW	3.333	223	938	52	104	1
Anzahl Stunden > 800 MW	1.094	44	200	28	87	0
Anzahl Stunden > 1000 MW	539	14	82	6	1	0
Anzahl Stunden > 1500 MW	76	1	0	0	1	0

In nahezu allen Stunden des Untersuchungszeitraums wurde die – allerdings eher als gering zu bezeichnende – Leistung von mindestens 100 MW nicht eingesetzt. Erhebliche Nichteinsätze von über 1.000 MW traten in 539 Stunden auf und damit in 3,1 % der Stunden des untersuchten Zeitraums auf.

Die folgende Tabelle 22 zeigt die aggregierten Zahlen unter Berücksichtigung der oben beschriebenen Anpassungen in den Daten von Unternehmen 3. Die nicht eingesetzte Leistung erhöht sich entsprechend deutlich auf 9,9 TWh im gesamten Untersuchungszeitraum bzw. auf durchschnittlich rund 571 MW. Diese Leistung entspricht etwa der eines mittleren Steinkohle- oder Braunkohlekraftwerks. Diese Kraftwerksarten sind auch weiterhin diejenigen, die den größten Anteil an der nicht eingesetzten Leistung stellen – die Braunkohlekraftwerke etwa 49 %, Braun- und

<sup>192</sup> Es handelt sich um die erfasste Gesamtkapazität ohne die installierte Leistung der EEG-Anlagen für das Jahr 2008 in Höhe von 95,8 GW.

Steinkohlekraftwerke zusammen rund 68 %. Gestiegen ist vor allem der Anteil der unter „Sonstige“ zusammengefassten Kraftwerksarten.

**Tabelle 22: Nicht eingesetzte Leistung aggregiert; angepasste Daten**

GESAMT - angepasste Datenbasis	Summe	Summe Steinkohle	Summe Braunkohle	Summe Gasturbine	Summe Kernkraft	Summe Sonstige
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
<b>Summe</b>	<b>10.011.775</b>	<b>1.869.425</b>	<b>4.914.214</b>	<b>167.353</b>	<b>945.957</b>	<b>2.114.826</b>
	MW	MW	MW	MW	MW	MW
Mittelwert	571	107	280	10	54	121
	%	%	%	%	%	%
Anteil der mittleren nicht eingesetzten Leistung an der erfassten Gesamtkapazität	0,59	0,11	0,29	0,01	0,06	0,13
	Stunden	Stunden	Stunden	Stunden	Stunden	Stunden
Anzahl Stunden > 100	17.339	5.606	16.775	375	1.849	10.952
Anzahl Stunden > 300	15.681	1.596	4.890	191	1.356	195
Anzahl Stunden > 500	8.480	639	1.755	59	115	13
Anzahl Stunden > 800	3.011	143	500	28	87	1
Anzahl Stunden > 1000	1.552	52	197	6	3	0
Anzahl Stunden > 1500	307	3	7	0	1	0

Die Zahl der Stunden, in denen nicht eingesetzte Leistung identifiziert wurden, ist nach der Anpassung der Daten von Unternehmen 3 noch einmal gestiegen, so dass es nur noch sehr wenige Stunden innerhalb des Untersuchungszeitraums gibt, in denen nicht mindestens 100 MW zurückgehalten wurden. Die Zahl der Stunden, in denen erhebliche Nichteinsätze auftreten, ist auf 1.552 und damit auf rund 8,8 % gestiegen.

Die dargestellten Ergebnisse machen deutlich, dass mit Hilfe des Algorithmus durchaus Hinweise auf einen Nichteinsatz von Kraftwerken durch die großen Erzeugungsunternehmen in einem gewissen Umfang gefunden werden konnten. Im Vergleich zu den, in den Verfahren der Europäischen Kommission – insbesondere im Verfahren gegen E.ON – gefundenen Hinweise, fallen sie in der

vorliegenden Untersuchung allerdings erheblich geringer aus. Dies könnte auch in einem durch die durchgeführten Untersuchungen begründeten Abschreckungseffekt liegen. Diese Vermutung wird auch durch die Tatsache gestützt, dass die Europäische Kommission in ihrem Verfahren gegen E.ON insbesondere in den ersten und mittleren Jahren des dortigen Untersuchungszeitraums Kapazitätszurückhaltungen nachweisen konnte, während derartige Hinweise zum Ende hin kaum noch gefunden wurden.

Inwieweit es sich bei der ermittelten nicht eingesetzten Leistung tatsächlich im wettbewerbsrechtlichen Sinne um missbräuchliche Kapazitätszurückhaltung handelt, kann allerdings nicht abschließend beurteilt werden. Vielmehr ist davon auszugehen, dass ein Teil der durch den angewendeten Algorithmus identifizierten Nichteinsätze gerechtfertigt ist. Sachlich gerechtfertigt kann der Nichteinsatz von Kraftwerken, die sich im Geld befinden, vor allem durch Handelsaktivitäten auf dem Intraday-Markt sein, die etwa in einer gegenüber der Prognose veränderte Erzeugungssituation im Bereich des EEG-Stroms oder einer kurzfristig veränderten Verfügbarkeit von konventionellen Erzeugungskapazitäten begründet sein können.

Für Erzeugungsunternehmen, die eine bestimmte Lieferverpflichtung eingegangen sind, kann es nämlich wirtschaftlich rational sein, Erzeugungskapazitäten, die wettbewerblich einwandfrei am Markt angeboten wurden, durch einen ggf. möglichen Zukauf von Strom unterhalb der Grenzkosten dieser ursprünglich zur Erfüllung der Lieferverpflichtung vorgesehenen Erzeugungsanlagen, zu ersetzen.<sup>193</sup> In einem solchen Fall würden die ursprünglich zur Erzeugung vorgesehenen Anlagen unter Umständen nicht erzeugen, obwohl sie Grenzkosten unterhalb des Day-Ahead-Spotmarktpreises aufweisen. Da allerdings der Intraday-Markt im Untersuchungszeitraum zumeist nur ein geringes Volumen aufwies, ist der Umfang eines solchen Effektes begrenzt.

Darüber hinaus könnte die hier vorgenommene retrospektive Optimierung zu gegenüber einer durch die Erzeugungsunternehmen vorzunehmenden prospektiven Optimierung unter Unsicherheit abweichenden Ergebnissen führen. Die Einsatzplanung unter Unsicherheit kann unter Umständen zu Ineffizienzen beim Kraftwerkseinsatz führen. Daher sind Abweichungen vom mit Hilfe des Algorithmus berechneten optimalen Fahrplan in Grenzen tolerierbar. Dabei ist allerdings zu beachten, dass, wie bereits oben beschrieben, insbesondere die größeren Erzeuger über ein hohes Maß an Expertise bezüglich der Preisbildung auf den Strommärkten verfügen. Insofern kann davon ausgegangen werden, dass diese Unternehmen in der Lage sind, die kurzfristigen Entwicklungen auf diesen Märkten relativ gut zu antizipieren. Dies begrenzt den Umfang der tolerierbaren Abweichungen.

---

<sup>193</sup> Das ist zum Beispiel dann möglich, wenn in EEG-Anlagen mehr Strom erzeugt wird, als dies zum Zeitpunkt der Day-Ahead-Stundenauktionen prognostiziert wurde und die Übertragungsnetzbetreiber daher zum Ausgleich ihres Bilanzkreises den Stromüberschuss veräußern müssen. Ein anderer Grund für eine nicht absehbare untertägliche Verfügbarkeit von Erzeugungsanlagen ist die Tatsache, dass Anlagen, die aus

Es ist auch durchaus möglich, dass ein Teil der durch den Algorithmus identifizierten nicht eingesetzten Leistung zu keinem Preiseffekt auf den Strommärkten geführt hat. So ist es zum Beispiel möglich, dass ein Teil der unter den oben beschriebenen Annahmen als nicht eingesetzt identifizierten Kapazität durch einen Einsatz von günstigeren, zunächst aber ebenfalls nicht eingesetzten, Erzeugungsanlagen verursachten Preiseffekt sich nicht mehr im Geld befände und daher auch bei einwandfreiem Wettbewerbsverhalten des entsprechenden Unternehmens nicht hätte eingesetzt werden müssen.

### **c) Fazit: Konsequenzen für die Missbrauchsaufsicht**

Im Ergebnis geht die Beschlussabteilung davon aus, dass die in der vorliegenden Untersuchung festgestellten Kapazitätszurückhaltungen unter Berücksichtigung der oben beschriebenen Unsicherheiten zu gering sind, um für den untersuchten Zeitraum konkrete Missbrauchsverfahren einzuleiten.

Gleichwohl kann aus dem relativ geringen Umfang der ermittelten nicht eingesetzten Leistung aus mehreren Gründen keineswegs sicher geschlossen werden, dass im Untersuchungszeitraum keine Zurückhaltungsstrategie verfolgt wurde und dass zukünftig keine diesbezügliche Begehungsgefahr besteht.

Das liegt erstens daran, dass es aufgrund des in der Day-Ahead-Auktion angewendeten Auktionsmechanismus in Verbindung mit der spezifischen Zusammensetzung des deutschen Kraftwerksparks unter Umständen bereits bei kleinen Änderungen der angebotenen Menge zu erheblichen Preisbewegungen kommen kann.<sup>194</sup> In bestimmten Situationen ist es daher nicht notwendig, Angebotsmengen in sehr hohem Umfang aus dem Markt zu nehmen, um einen Preiseffekt zu erzielen.

Zweitens ist denkbar, dass sich die Unternehmen bei der Zurückhaltung komplexer Strategien bedient haben. So ist davon auszugehen, dass eine Kapazitätszurückhaltung über wesentliche Zeiträume im Jahr – etwa abhängig von der jeweiligen Erzeugungssituation beim EEG-Strom oder der nachfrageinduzierten Last – wirtschaftlich auch für die Portfolioanbieter keinen Sinn hat.<sup>195</sup> Die Zurückhaltung würde dann nur in den Stunden erfolgen, in denen erwartet werden kann, dass eine Zurückhaltung zum Beispiel ein entsprechendes Knappheitssignal in den Markt gibt, in dessen Folge

---

technischen Gründen nicht (voll) genutzt werden können, nach Reparaturen oder Revisionen früher als ursprünglich geplant wieder angefahren werden können.

<sup>194</sup> Das ist insbesondere dann der Fall, wenn sich der Schnittpunkt von Angebot und Nachfrage weit rechts auf der Merit Order, also im steilen Bereich der Angebotskurve, liegt.

<sup>195</sup> Etwa dann, wenn der Schnittpunkt von Angebot und Nachfragekurve eher im flachen Bereich der Merit Order liegt. Dann sind u. U. Zurückhaltungen in sehr hohem Umfang notwendig, um überhaupt einen wesentlichen Preiseffekt zu erzielen. Der Erlösverlust aus der Zurückhaltung könnte dann aber oft den Zusatzlös aus dem Preiseffekt übersteigen.

– sofort oder in späteren Stunden – der Marktpreis über das wettbewerbliche Niveau steigt. Die Identifizierung solcher Angebots- bzw. Zurückhaltungsstrategien erfordert aber extrem komplexe Analysen, die mit den Mitteln der Beschlussabteilung in der verfügbaren Zeit nicht durchführbar waren.

Drittens kann nicht ausgeschlossen werden, dass insbesondere in den unternehmensseitig geltend gemachten technischen Restriktionen und in den Angaben über die Grenzkosten Unsicherheiten enthalten sind, die mit den Mitteln einer Beschlussabteilung des Bundeskartellamtes nicht vollends ausgeräumt werden können. Bei der Angabe von technischen Restriktionen wird im vorliegenden Untersuchungskonzept davon ausgegangen, dass das jeweilige Kraftwerk aus technischen Gründen nicht zur Erzeugung eingesetzt werden konnte. Daher kann in der Höhe der angegebenen technischen Restriktion auch keine Zurückhaltung ermittelt werden. Aufgrund des insgesamt recht hohen Niveaus der angegebenen technischen Restriktionen wäre eine vertiefte Prüfung wünschenswert.<sup>196</sup> Die überhöhte Angabe von Grenzkosten würde dazu führen, dass ein Kraftwerk tendenziell seltener im Geld ist. Dies senkt grundsätzlich die Wahrscheinlichkeit<sup>197</sup> für die Identifizierung von Kapazitätszurückhaltung mit Hilfe des Algorithmus. Dass die durch die Unternehmen angegebenen Grenzkosten für einzelne Kraftwerke oder über das gesamte Kraftwerkportfolio überhöht sind, kann trotz der durch die Beschlussabteilung vorgenommenen stichprobenartigen Prüfungshandlungen nicht gänzlich ausgeschlossen werden.<sup>198</sup>

Die vorgenannten Punkte erfordern sehr aufwändige Analysen, die mit den Ressourcen einer normalen Beschlussabteilung des Bundeskartellamtes kaum umsetzbar sind. Um derartige Analysen innerhalb eines vertretbaren Zeitraums vornehmen zu können, wäre die Einrichtung einer personell und sachlich gut ausgestatteten speziellen Markttransparenzstelle, wie sie im Energiekonzept der Bundesregierung vorgesehen ist, zu begrüßen.

In jedem Fall ist aus Sicht des Bundeskartellamtes in Zukunft eine fortlaufende wettbewerbliche Kontrolle auf dem Erstabatzmarkt für Strom notwendig. Nach wie vor haben nach Auffassung der Beschlussabteilung einige Erzeugungsunternehmen aufgrund ihrer marktbeherrschenden Stellung sowie ihrer diversifizierten Kraftwerkportfolien sowohl einen Anreiz als auch die Fähigkeit den Preis für Strom in Deutschland maßgeblich, etwa durch die Zurückhaltung von Erzeugungskapazitäten, zu beeinflussen. Auch wenn im Rahmen dieser Untersuchung – möglicherweise auch aufgrund eines Abschreckungseffektes – keine derart erheblichen nicht eingesetzten Leistungen identifiziert werden konnten, die die Eröffnung konkreter Missbrauchsverfahren rechtfertigen würden, bleibt daher eine

---

<sup>196</sup> Vgl. Abschnitt E.III.2.a).

<sup>197</sup> In einzelnen Stunden kann die Optimierung durch den Algorithmus durchaus dazu führen, dass ein Kraftwerk auch dann erzeugen sollte, wenn es sich nicht im Geld befindet. Siehe hierzu die Beschreibung des Algorithmus unter E.II.1.a).

<sup>198</sup> Vgl. Abschnitt E.II.2.



fortlaufende wettbewerbliche Überwachung des Erstabsatzmarktes notwendig. Dies ist so lange der Fall, bis durch eine Verbesserung der Marktstruktur sichergestellt wird, dass es keine nennenswerten Anreize für eine Kapazitätszurückhaltung durch Stromerzeuger mehr gibt oder kein Unternehmen mehr über eine solche Marktmacht verfügt, dass es in einer erheblichen Zahl von Stunden den Marktpreis signifikant über das wettbewerbliche Niveau heben kann.<sup>199</sup> Auch für eine solche fortlaufende Überwachung des Marktgeschehens wäre die im Energiekonzept der Bundesregierung vorgesehene Markttransparenzstelle besonders geeignet.

## 2. Grenzkosten

### a) Grenzkostenbildung

#### aa) Grundlagen

Die Belastbarkeit jedweder Untersuchung auf eine mögliche Kapazitätszurückhaltung im eingangs (vgl. oben Abschnitt I.1) skizzierten Sinne steht und fällt mit der richtigen Angabe der Grenzkosten durch die Unternehmen. Hat ein Unternehmen im Rahmen der Datenerhebung überhöhte Grenzkosten angegeben, kann dies dazu führen, dass eine eigentlich missbräuchlich zurückgehaltene Kapazität durch den von der Beschlussabteilung angewendeten Algorithmus nicht als solche identifiziert werden kann.

Die Grenzkosten sind abhängig von der produzierten Strommenge und maßgeblich für den wirtschaftlichen Einsatz eines Kraftwerks. Mit dem Begriff Grenzkosten werden die Kosten bezeichnet, die – ausgehend von einem gegebenen Produktionsniveau – bei der Produktion einer weiteren Einheit eines Produktes (z. B. einer MWh) entstehen.<sup>200</sup> Grenzkosten sind für kurzfristige Produktionsentscheidungen relevant. Bei Zugrundelegung eines Gewinnmaximierungskalküls wird ein Preisnehmer seine Produktion ausweiten, bis seine Grenzkosten den erzielbaren Preis erreichen. Der Produzent wird dann eine weitere Einheit erzeugen, wenn diese zusätzliche Einheit mindestens die durch ihre Produktion erzeugten Kosten erwirtschaften kann (positiver Deckungsbeitrag).

Die Grenzkosten entsprechen im Regelfall den Zuwachskosten der *letzten* produzierten Einheit. Das kann bei der Stromerzeugung dann einen Unterschied zu den Grenzkosten ausmachen, wenn für die Produktion einer *zusätzlichen* Einheit weitere und höhere Zuwachskosten als gegenüber der letzten produzierten Einheit anfallen, so z.B. bei der Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken, wenn

---

<sup>199</sup> Vgl. zu diesem Kriterium Abschnitt D.II.4.

<sup>200</sup> Vgl. Coenenberg, Kostenrechnung und Kostenanalyse, 4. Aufl. 1999, S. 114.

ab einer bestimmten MW-Leistung andere Turbinen (mit ggf. geringeren Wirkungsgraden oder anderen Brennstoffen) eingeschaltet werden müssen.

Grenzkosten errechnen sich bei thermischen Kraftwerken im Wesentlichen aus den Brennstoffkosten frei Kraftwerk, dem Blockwirkungsgrad, den Kosten für CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate sowie den Einsatznebenkosten.

Um den in Einzelheiten unterschiedlichen Optimierungskalkülen der stromproduzierenden Unternehmen gerecht zu werden, wurde bei der Erhebung der Grenzkosten von einer abschließenden Definition abgesehen. Die Beschlussabteilung hat im Rahmen der Auskunftsbefehle den Unternehmen aufgegeben, ihre Grenzkosten so anzugeben, wie sie auch intern zur Kraftwerkseinsatzplanung kalkuliert werden.<sup>201</sup> Insoweit sollte den Bedürfnissen der Unternehmen im Hinblick auf ihre eigene Einsatzsteuerung Rechnung getragen, gleichwohl aber eine Überprüfung der Plausibilität der Angaben ermöglicht werden.

Im Allgemeinen<sup>202</sup> setzen sich die Grenzkosten (GK) der Erzeugungsunternehmen aus der Summe der folgenden vier Kostenfaktoren zusammen:

- Brennstoffkosten
- Betriebsmittelkosten
- CO<sub>2</sub>-Emissionskosten
- An- und Abfahrkosten

$$GK \left[ \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right] = K_{\text{Brennstoff}} + K_{\text{Betriebsmittel}} + K_{\text{Anfahrt}} + K_{\text{CO}_2}$$

<sup>201</sup> Dies bedeutet freilich nicht, dass im Hinblick auf die kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht die Unternehmen frei wären, die Grenzkosten durch Einpreisung beliebiger zusätzlicher Kostenposition, den Ansatz kalkulatorisch überhöhter Kostenpositionen bzw. die Hinzurechnung von Mark-ups zu erhöhen, vgl. hierzu Abschnitt E.II.2.d).

<sup>202</sup> Das gilt für Braunkohle-, Dampfturbinen-, Gasturbinen-, Gas- und Dampf-, Steinkohle- und Ölkraftwerke.

### aaa) Brennstoffkosten

Dabei bilden die Brennstoffkosten die größte Position an den Grenzkosten und setzen sich aus den Primärenergiekosten  $K_{\text{Primärenergie}} [\text{€/t}]$ , also den Kosten des eingesetzten Energieträgers (z.B. Kohle, Erdgas usw.) und den Transportkosten  $K_{\text{Transport}} [\text{€/t}]$ , zusammen. Damit gilt für die Brennstoffkosten (exemplarisch am Beispiel eines Steinkohlekraftwerks).

$$K_{\text{Brennstoff}} \left[ \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right] = \frac{K_{\text{Primärenergie}} \left[ \frac{\text{€}}{\text{t}} \right] + K_{\text{Transport}} \left[ \frac{\text{€}}{\text{t}} \right]}{\eta * 8,141 \left[ \frac{\text{MWh}}{\text{t}} \right]}$$

$K_{\text{Primärenergie}} \left[ \frac{\text{€}}{\text{t}} \right]$  = z.B. Preisindex API#2 für Steinkohle  
 $K_{\text{Transport}} \left[ \frac{\text{€}}{\text{t}} \right]$  = durchschnittliche Transport- und Logistikkosten  
 $\eta$  = Wirkungsgrad des Kraftwerks (Energieertrag/Energieeinsatz)  
 $8,141$  = 1 Tonne Steinkohle entspricht einem Energiegehalt von 8,141 MWh

Einen wesentlichen Einfluss auf die Grenzkosten hat der *Wirkungsgrad*  $\eta$  einer Stromerzeugungsanlage. Je höher der Wirkungsgrad ist, desto höher ist der Ertrag aus der Transformation der Wärmeenergie in elektrische Energie. Der Anlagenwirkungsgrad setzt sich somit zusammen aus dem Verhältnis des Nutzen (Output=Strom) zu dem Aufwand (Input=Primärenergie).

### bbb) Betriebsmittelkosten

Der Betriebsmittelverbrauch hängt ebenfalls von der produzierten Menge des Stroms ab und beeinflusst somit die Betriebsmittelkosten  $K_{\text{Betriebsmittel}} [\text{€/MWh}]$ . Diese setzen sich aus der Bereitstellung von Hilfs- und Betriebsstoffen, wie Kühlwasser, Schmierölen und weiteren Zusatzstoffen, zusammen, sowie deren Entsorgung bzw. Recycling. Die in Kohlekraftwerken eingesetzte Rauchgasreinigung steigert die Betriebsmittelkosten gegenüber anderen Kraftwerksarten, bei denen aufgrund des geringen Ausstoßes von Schwefel- und Stickoxiden auf die Reinigung verzichtet werden kann, erheblich.

Die Verwertung der angefallenen Reststoffe erfolgt teilweise durch ihren Einsatz im Straßenbau und in der Baustoffindustrie,<sup>203</sup> welches zusätzliche Gewinne für den Kraftwerksbetreiber ermöglicht. Die nicht wiederverwertbaren Stoffe werden auf konventionellem Weg entsorgt.

Darüber hinaus ergeben sich Besonderheiten je nach Kraftwerksart und Brennstoff, auf die im Folgenden unter bb) näher eingegangen wird.

### ccc) Anfahrkosten

Je nach Kraftwerksart und -leistung verursacht die Anfahrt eines Kraftwerks mittlere bis hohe Kosten, die in die Grenzkosten integriert werden. Bei Steinkohlekraftwerken im Mittellastbetrieb etwa sind die Anfahrkosten  $K_{Anfahrt}$  [€/MWh] mit einem Anteil von rund 9 %<sup>204</sup> an den Grenzkosten relativ hoch. Bei anderen Kraftwerkstypen und -arten liegt der Anteil an den Anfahrkosten mit 0,5 - 2 %<sup>5</sup> deutlich niedriger.

Für die Anfahrkosten gilt:

$$K_{Anfahrt} \left[ \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right] = \varphi \cdot \frac{GK_{\text{ohneAnfahrt}} \left[ \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right] \cdot f_{eB} \cdot \frac{t_{\text{Zustand}} [\text{h}]}{1 - f_{\text{Verschleiß}}}}{\text{Betriebszeit} [\text{h}]}$$

$GK_{\text{ohneAnfahrt}} \left[ \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right]$  = Grenzkosten ohne Anfahrkosten  
 $f_{eB}$  = Faktor für erhöhten Brennstoffverbrauch  
 $f_{\text{Verschleiß}}$  = Faktor für erhöhten Anlagenverschleiß  
 $t_{\text{Zustand}} [\text{h}]$  = Anfahrtdauer (Kalt-, Warm-, Heißstart)  
 $\varphi$  = Faktor für Kalt-, Warm-, Heißstart

Einen Bestandteil der Anfahrkosten stellt der Anfahrzustand der Anlage dar, der mit dem Faktor  $\varphi$  berücksichtigt ist. Hierbei wird unterschieden zwischen:

<sup>203</sup> Vgl. [www.dflid.de/Andere/Staudinger/ROV/081128\\_RVS-Text.pdf](http://www.dflid.de/Andere/Staudinger/ROV/081128_RVS-Text.pdf).

<sup>204</sup> Vgl. Schröter, Auswirkungen des europäischen Emissionshandelssystems auf den deutschen Kraftwerkseinsatz, Diplomarbeit an der TU Berlin, 2004.

Kaltstart – in der Regel nach einem Revisionsstillstand ( $\varphi = 0,1$ )

Warmstart - nach Wiederanfahrt sofern es zu Revisionszwecken nicht gezielt kaltgefahren wurde ( $\varphi = 0,5$ )

Heißstart - tägliches An- und Abfahren ( $\varphi = 0,3$ )

Die Anfahrtdauer  $t_{Zustand}$  beschreibt den Zeitraum, in dem ein Kraftwerk aus einem bestimmten Zustand (Kalt, Warm oder Heiß) hochgefahren wird. Die Anfahrtdauer eines 750 MW-Steinkohlekraftwerks aus dem Kaltstart liegt durchschnittlich bei 9 Stunden, aus dem warmen Zustand bei 3 - 4 Stunden und im Heißstart knapp 2 Stunden. Der Faktor  $f_{eB}$  gewichtet den erhöhten Brennstoffverbrauch in der Anfahrphase und liegt, abhängig vom Kraftwerkstyp und -art, zwischen 0,2 - 0,5. Dem Faktor ist keine Einheit zugeordnet. Der ebenfalls typabhängige und einheitslose Faktor  $f_{Verschleiß}$  berücksichtigt den erhöhten Anlagenverschleiß während des Startvorgangs. Der erhöhte Verschleiß ist hauptsächlich auf die thermische Belastung der Materialien in Form von Wärmespannung aufgrund von hohen Temperaturdifferenzen zurückzuführen.

Die Grenzkosten ohne Berücksichtigung von Anfahrkosten multipliziert mit bereits oben aufgeführten Bestandteilen der Berechnung werden auf die Betriebszeit bzw. Betriebsperiode umgelegt. Eine Periode ist definiert als der Zeitraum zwischen dem An- bzw. Abfahren des Kraftwerks. Demzufolge kann eine exakte Umlegung der Kosten erst erfolgen, wenn der Fahrplan bekannt ist.

### **ddd) Kosten der CO<sub>2</sub>-Emissionen**

Seit der Einführung des Emissionshandelssystems in Europa im Jahr 2005 bilden die Emissionskosten einen festen Bestandteil der Grenzkosten. Die CO<sub>2</sub>-Zertifikatskosten  $K_{Zert}$  bilden mit dem Emissionsfaktor  $F_{Emission}$  [kg/GJ] die CO<sub>2</sub>-Emissionskosten  $K_{CO_2}$  [€/t<sub>CO2</sub>].

$$K_{CO_2} \left[ \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right] = \frac{F_{\text{Emission}} \left[ \frac{\text{kg}}{\text{GJ}} \right]}{\eta * 3,6} * K_{\text{Zertifikat}} \left[ \frac{\text{€}}{\text{t}_{CO_2}} \right] * 10^{-3}$$

$\eta$  = Wirkungsgrad des Kraftwerks (Energieertrag/Energieeinsatz)

$F_{\text{Emission}} \left[ \frac{\text{kg}}{\text{GJ}} \right]$  = Emissionsfaktor

$K_{\text{Zertifikat}} \left[ \frac{\text{€}}{\text{t}_{CO_2}} \right]$  = Preis CO<sub>2</sub>-Future

Der Emissionsfaktor gibt dabei an wie viel Kilogramm Kohlenstoffdioxid in einem Gigajoule (GJ) eines Primärenergieträgers, z.B. Steinkohle, enthalten ist. Der Wert für Steinkohle liegt hier bei etwa 95 kg/GJ.<sup>205</sup> Der Emissionsfaktor wird genau wie bei der Ermittlung der Brennstoffkosten auf den Anlagewirkungsgrad umgelegt. Der Umrechnungsfaktor 3,6 dient der Transformation der Einheiten GJ in MWh. Bei der Ermittlung der Zertifikatspreise dienen vorwiegend die CO<sub>2</sub>-Future-Preise als Referenzpreis.

## bb) Elemente der Grenzkosten nach Kraftwerksarten

Die Beschlussabteilung hat die Grenzkostenangaben einiger ausgewählter Kraftwerksblöcke einer stichprobenartigen Plausibilitätskontrolle unterzogen, wobei nach den eingesetzten Brennstoff- bzw. Kraftwerksarten differenziert wurde. Eine vollständige Überprüfung für alle 340 Kraftwerksblöcke war angesichts der Fülle der hinsichtlich jedes einzelnen Blocks relevanten Kostenpositionen für die Zwecke dieses Berichtes nicht darstellbar. Es lässt sich daher nicht ausschließen, dass einzelne Unternehmen im Rahmen der Datenerhebung Grenzkosten überhöht angegeben haben.<sup>206</sup> Die Einrichtung einer Markttransparenzstelle würde hier die Möglichkeit eröffnen, die übermittelten Kostendaten einer für die Zwecke der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht weitergehenden Prüfung zu unterziehen, um dem in Hinblick auf Kapazitätszurückhaltung weiterhin bestehenden Missbrauchsrisiko wirksam zu begegnen.

<sup>205</sup> Vgl. [www.energy-21.de/downloads/Emissionsfaktoren\\_und\\_C-Gehalte.pdf](http://www.energy-21.de/downloads/Emissionsfaktoren_und_C-Gehalte.pdf).

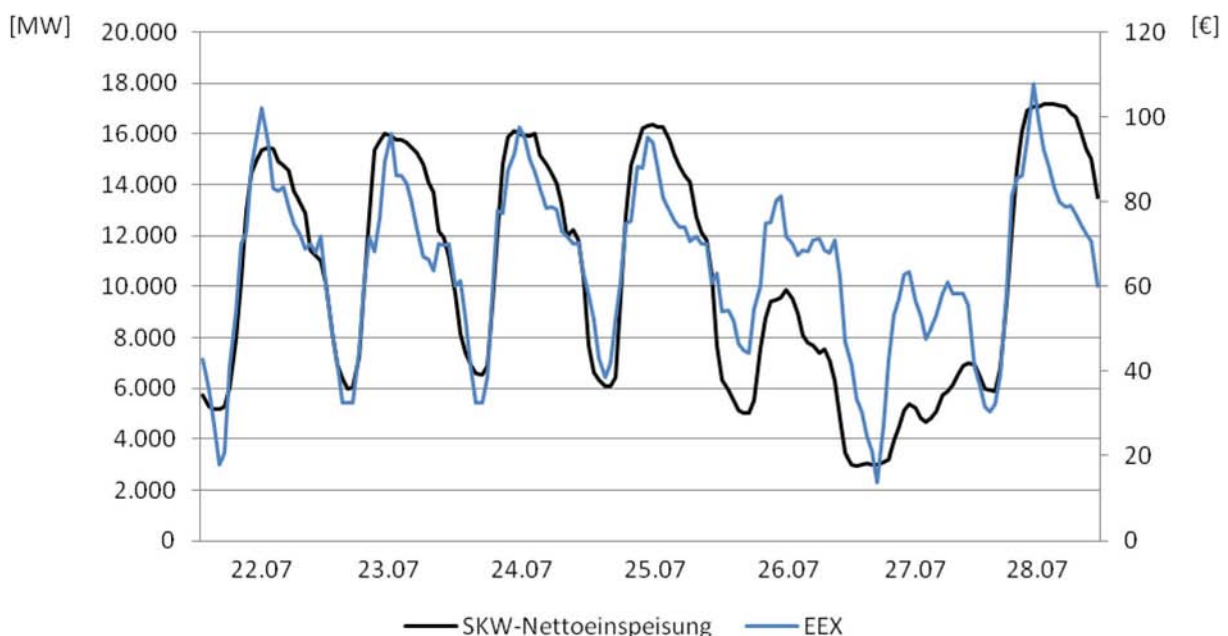
<sup>206</sup> So hat die Auswertung der erhobenen Daten ergeben, dass Kraftwerksblöcke in erheblichem Umfang eingespeist haben, obwohl sie nicht im Geld waren. Neben anderen möglichen Ursachen ist eine mögliche Erklärung hierfür, dass Unternehmen ihre Grenzkosten überhöht angegeben haben. Vgl. hierzu Abschnitt E.III.1.

### aaa) Steinkohle

Bei Steinkohlekraftwerken wird durch die Verbrennung gemahlener Steinkohle im Heizkessel thermische Energie zur Erwärmung eines geschlossenen Wasserversystems erzeugt. In Dampfturbinen erfolgt eine Umwandlung der thermischen in elektrische Energie, wobei üblicherweise ein elektrischer Wirkungsgrad von 30 % bis maximal 45 % erreicht wird. Die Nettowirkungsgrade mittellastbetriebener Steinkohlekraftwerke betragen zwischen 37,8 und 39,5 %<sup>207</sup>, wobei moderne Steinkohleanlagen mit Kohlestaubverbrennung bereits Wirkungsgrade von über 40 %<sup>208</sup> erreichen (gilt für Anlagen ohne Kraft-Wärme-Kopplung, KWK).

Im Vergleich der Kraftwerksarten zeichnen sich Steinkohlekraftwerke durch längere Anfahrzeiten bei mittleren kurzfristigen Grenzkosten aus, sodass der Einsatz im Wesentlichen der Deckung der Mittellast dient. Insoweit ist zu beachten, dass sich Steinkohlekraftwerke aufgrund ihrer vergleichsweise flexiblen Bezugskonditionen (Fehlen von Take-or-Pay-Verpflichtungen) und ihres hohen Einflusses auf den Börsenpreis in besonderer Weise für eine Strategie von Kapazitätszurückhaltung eignen. Der enge Zusammenhang zwischen Börsenpreis und der Nettoeinspeisung von Steinkohlekraftwerken wird an folgender Abbildung anschaulich:

Abbildung 34: Nettoeinspeisung Steinkohlekraftwerke Juli 2008



Quelle: eigene Darstellung

<sup>207</sup> Vgl. STEAG AG, Strom aus Steinkohle – Stand der Kraftwerkstechnik, 1988.

<sup>208</sup> Vgl. [www.energiwelten.de/elexikon/lexikon/seiten/htm/010307\\_verschiedene\\_Konzepte\\_fuer\\_Steinkohlekraftwerke.htm](http://www.energiwelten.de/elexikon/lexikon/seiten/htm/010307_verschiedene_Konzepte_fuer_Steinkohlekraftwerke.htm).

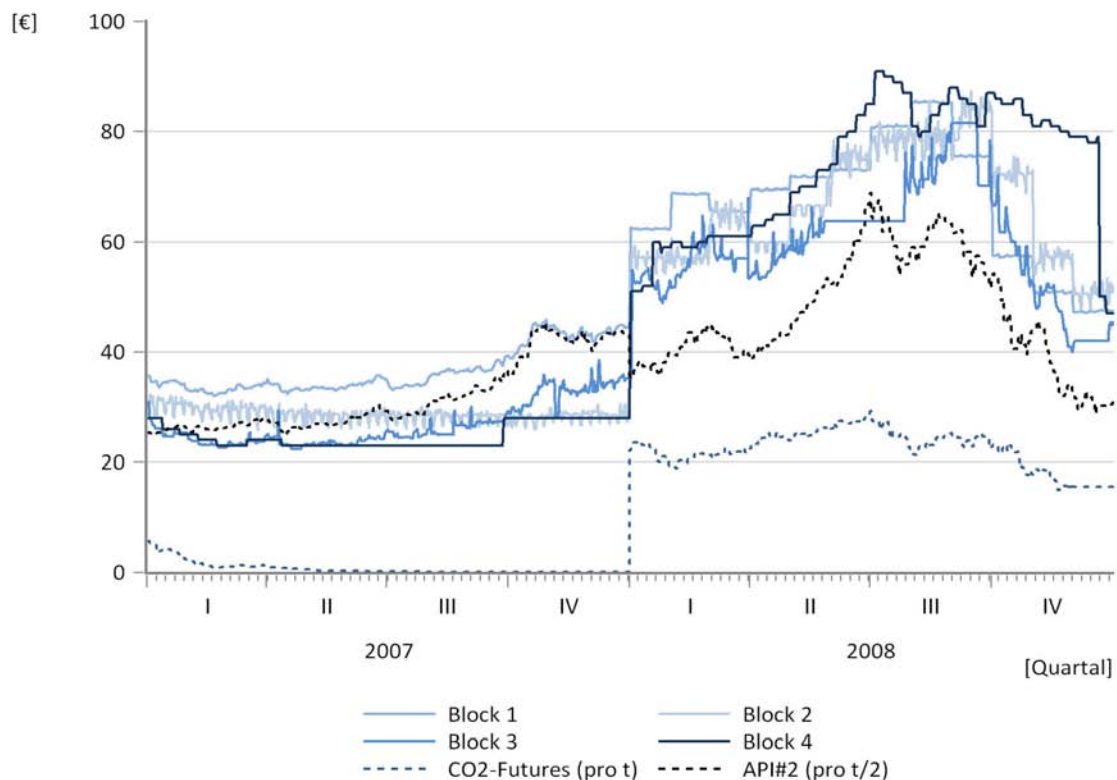
Die Grenzkosten für Steinkohle setzen sich im Wesentlichen zusammen aus dem Preis für Steinkohle, den Umschlagkosten und den Transportkosten. Der Preis für Steinkohle wird regelmäßig auf Basis des Wiederbeschaffungspreises ermittelt. Der Steinkohlepreis variiert dabei abhängig davon, ob es sich bei der Steinkohle um deutsche Steinkohle oder Importkohle handelt.

Für Importkohle wird regelmäßig der Preisindex API#2 frei ARA (Amsterdam, Rotterdam, Antwerpen) zugrunde gelegt. Dabei werden als Wiederbeschaffungskosten zum Teil die aktuellen API#-Forwardpreise des nächsten Quartals berücksichtigt (API#2 [q+1]), zum Teil die API#-Forwardpreise an einem der letzten Tage des dem Lieferzeitraum vorgehenden Monats und zum Teil der jeweils tagesaktuelle API#2-Preis. Bei Einsatz deutscher Kohle sowie für die meisten Bezugsrechte werden als Wiederbeschaffungskosten die aus den vergangenen und zukünftigen API#-Preisen geschätzten Preise des Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) für das nächste Quartal und die Transportkosten bis zum Kraftwerk berücksichtigt. Für die zukünftigen API#2-Preise werden die handelbaren API#2-Forwardpreise verwendet. Für Bezugsrechte, deren Einsatz auf dem BAFA-Einsatz des Vorvorquartals beruht, werden die entsprechenden veröffentlichten BAFA-Preise aus diesem Quartal herangezogen.

Der Zusammenhang zwischen der Entwicklung über den Verlauf der Grenzkostenkurven ausgewählter Kraftwerke unterschiedlicher Erzeugungsunternehmen für 2007 und 2008 sei exemplarisch in der nachfolgenden Abbildung in Bezug gesetzt zur Entwicklung der Kohlepreise und CO<sub>2</sub>-Zertifikate. Bei den Beispielkraftwerken handelt es sich um Steinkohlekraftwerke der vier großen Erzeugungsunternehmen mit Wirkungsgraden von jeweils 38-39 % und einem Baujahr zwischen 1984 bis 1989. Die kurzfristigen Grenzkostenkurven wurden für diese Betrachtung minimal geglättet und mit dem Verlauf von CO<sub>2</sub>-Futurepreis sowie API#2-Preis verglichen.



Abbildung 35: Steinkohle-Benchmark für die Jahre 2007 und 2008



Quelle: eigene Darstellung

Auf der Grundlage der von den Unternehmen angegebenen Berechnungsmodelle hat die Beschlussabteilung sodann eine synthetische Berechnung der Grenzkosten durchgeführt. In der nachfolgenden Formel ergeben sich die Grenzkosten (€/MWh) vereinfacht als Produkt aus dem Wärmeverbrauch und den wärmeverbrauchsabhängigen Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Kosten.

Für die näherungsweise Berechnung der Brennstoffkosten (€/MJ) wurde der tägliche API#2-Preis (in US-Dollar) mit dem jeweils gültigen Wechselkurs in Euro umgerechnet und geht um den Faktor 1,1 (Pauschale für Transport- und Lagerkosten) erhöht in die Grenzkostenformel ein. Die Division dieses Wertes durch 29,308 drückt die Kosten aus, die am betreffenden Tag für die Beschaffung einer MJ Primärenergie anfallen. Die wärmeverbrauchsabhängigen CO<sub>2</sub>-Kosten (€/MJ) errechnen sich analog als Produkt von tagesaktuellem CO<sub>2</sub>-Future-Preis und dem Emissionsfaktor, welcher bei Steinkohlekraftwerken typischerweise zwischen 94 und 96 t CO<sub>2</sub>/TJ<sup>209</sup> beträgt. In dieser Berechnung kommt ein Wert von 95 t CO<sub>2</sub>/TJ zum Ansatz.

<sup>209</sup> Vgl. [http://www.dehst.de/nn\\_476194/SharedDocs/Downloads/DE/Zuteilung\\_\\_2008-2012/ZuV2012\\_\\_Anhang01\\_\\_Stoffliste,templateId=raw,property=publicationFile.pdf/ZuV2012\\_\\_Anhang01\\_\\_Stoffliste.pdf](http://www.dehst.de/nn_476194/SharedDocs/Downloads/DE/Zuteilung__2008-2012/ZuV2012__Anhang01__Stoffliste,templateId=raw,property=publicationFile.pdf/ZuV2012__Anhang01__Stoffliste.pdf).

Insgesamt ergibt sich, ohne Berücksichtigung weiterer Betriebsneben- und Anfahrkosten, die folgende synthetische Grenzkostenformel:

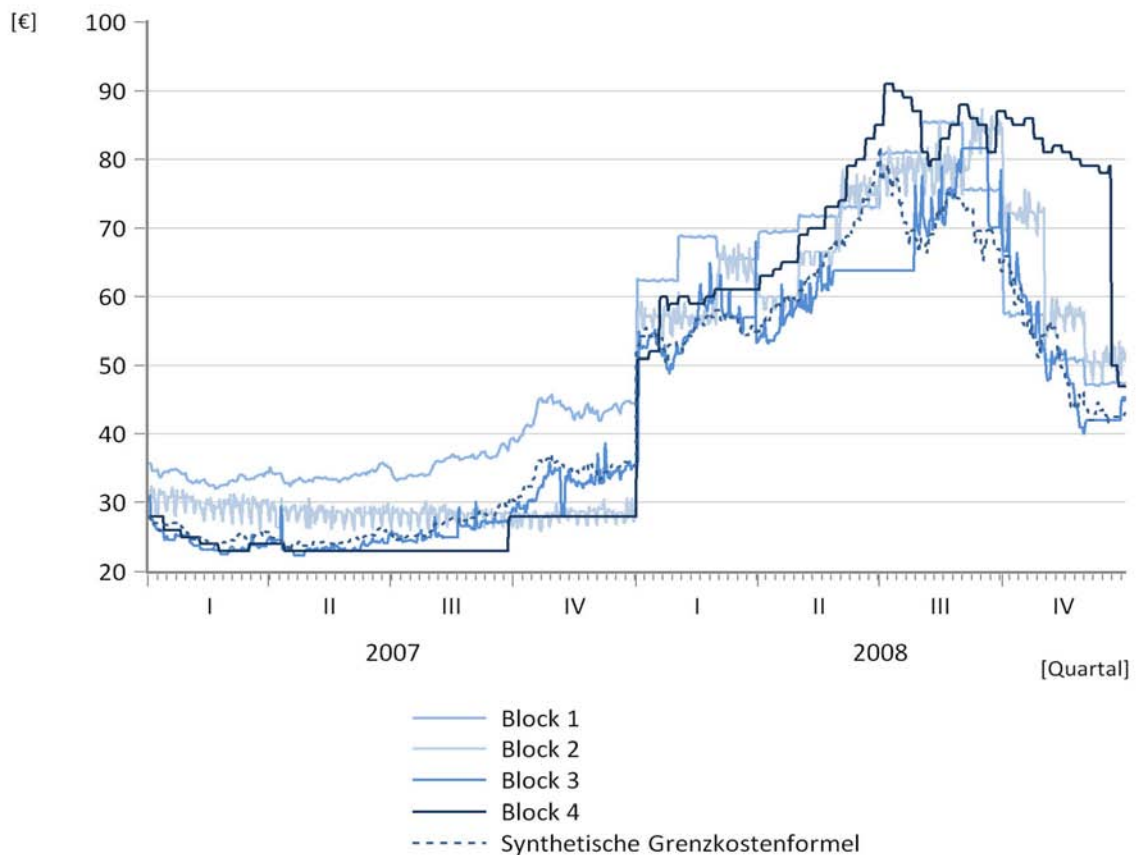
$$GK_{SK} \left[ \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right] =$$

$$\left( \frac{1}{\text{Wirkungsgrad}} * 3600 + \frac{\text{Leerlaufwärmeverbrauch}[\text{MJ} / \text{h}]}{\text{Fahrplan}[\text{MW}]} \right) *$$

$$\left( \frac{\text{API\#2}(\text{€/t}) * 1.1}{29,308} * 10^{-3} + \text{CO}_2(\text{€/t}) * \text{Emissionsfaktor} * 10^{-6} \right)$$

Nach Einsetzen der tatsächlichen API#2 – und CO<sub>2</sub>-Future-Werte und eines pauschalen Wertes von 5 €/MWh für Anfahr- und sonstige nichterfasste Kosten nähert sich die synthetische Grenzkostenkurve den tatsächlichen Grenzkostenkurven relativ gut an (vgl. Abbildung 36).

Abbildung 36: Vergleich von Grenzkostenangaben und synthetischen Grenzkosten



Quelle: eigene Darstellung

Die Plausibilitätskontrolle hinsichtlich ausgewählter Steinkohlekraftwerke bestätigt, dass sich die von den Erzeugungsunternehmen angegebene Grenzkosten tatsächlich parallel zur Entwicklung der ARA-Kohle- und CO<sub>2</sub>-Preise bewegen. Inwieweit die Angaben der *absoluten* Höhe der Grenzkosten für jedes einzelne der erfassten Kraftwerke gerechtfertigt sind, ließ sich im Rahmen dieser Sektoruntersuchung nicht nachvollziehen. Weitere Stichprobenkontrollen durch eine zukünftige Markttransparenzstelle könnten hier hilfreich sein, um der Möglichkeit strategisch überhöhter Grenzkostenangaben vorzubeugen.

### bbb) Erdgas

Bei Gaskraftwerken muss wegen unterschiedlicher Technologien zwischen Gasturbinen- und GuD-Kraftwerken unterschieden werden. Gemeinsam ist beiden Kraftwerksarten, dass sie durch eine Strömungsmaschine (Turbine) betrieben werden, in der Luft (bzw. der zur Verbrennung notwendige Sauerstoff) in mehreren Stufen komprimiert und unter hohem Druck der Brennkammer zugeführt wird. In der Brennkammer entsteht ein Gemisch aus der verdichteten Luft und dem zugeführten Erdgas,

welches sich unter hohem Druck entspannt (entzündet). Dabei wird thermische in mechanische Energie umgewandelt und ein Generator angetrieben, der zur Stromerzeugung dient. Bei GuD-Anlagen werden zusätzlich die in der Brennkammer entstehenden Abgase, die sehr hohe Temperaturen erreichen, zum Betrieb eines Dampfkessels eingesetzt.

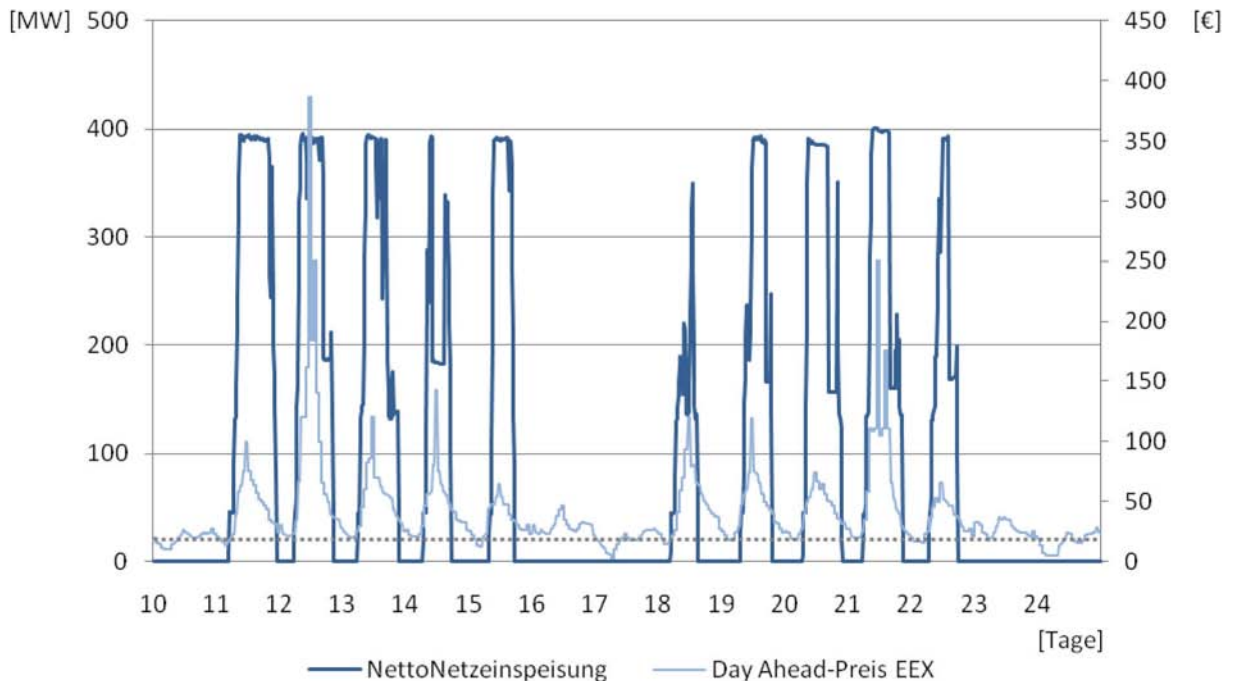
Aufgrund der unterschiedlichen Technologie erreichen die GuD-Anlagen deutlich höhere Wirkungsgrade als Gasturbinen. Bei den im Rahmen der Sektoruntersuchung erfassten Kraftwerksblöcken lag der durchschnittliche Wirkungsgrad bei Gasturbinen bei rund 29 %, während der durchschnittliche Wirkungsgrad bei GuD-Anlagen bei rund 51 % lag. Gasturbinen haben zudem höhere Brennstoffkosten und damit höhere Grenzkosten als GuD-Anlagen. Gleichzeitig zeichnen Gasturbinen sich aufgrund ihrer hohen Lastgradienten durch eine sehr hohe Flexibilität aus. Für alle Gaskraftwerke gilt, dass sie, verglichen mit Kohlekraftwerken, durch höhere Brennstoffkosten und niedrigere CO<sub>2</sub>-Emissionen pro erzeugter Einheit Strom gekennzeichnet sind.

Die Unterschiede in der Erzeugungstechnologie beeinflussen auch die funktionale Verwendung von GuD-Anlagen und Gasturbinen: Während GuD-Kraftwerke typischerweise als Grund- und Mittellastkraftwerke zum Einsatz kommen, ist ein Einsatz von Gasturbinenkraftwerken wegen ihrer hohen Brennstoffkosten nur in Stunden mit hohem Market Clearing Preis wirtschaftlich sinnvoll.<sup>210</sup> Bei den gleichzeitig sehr kurzen Anfahrzeiten erfolgt ein Einsatz daher üblicherweise während weniger Spitzenlaststunden, wie die Betrachtung eines zweiwöchigen Zeitraumes für ein Beispielkraftwerk verdeutlicht (vgl. Abbildung 37): Eine Einspeisung erfolgt nur dann, wenn ein bestimmter EEX-Preis für mehrere aufeinander folgende Stunden überschritten wird.

---

<sup>210</sup> Gasturbinen werden darüber hinaus aufgrund ihres hohen Lastgradienten vielfach für die Vorhaltung der Minutenreserve eingesetzt.

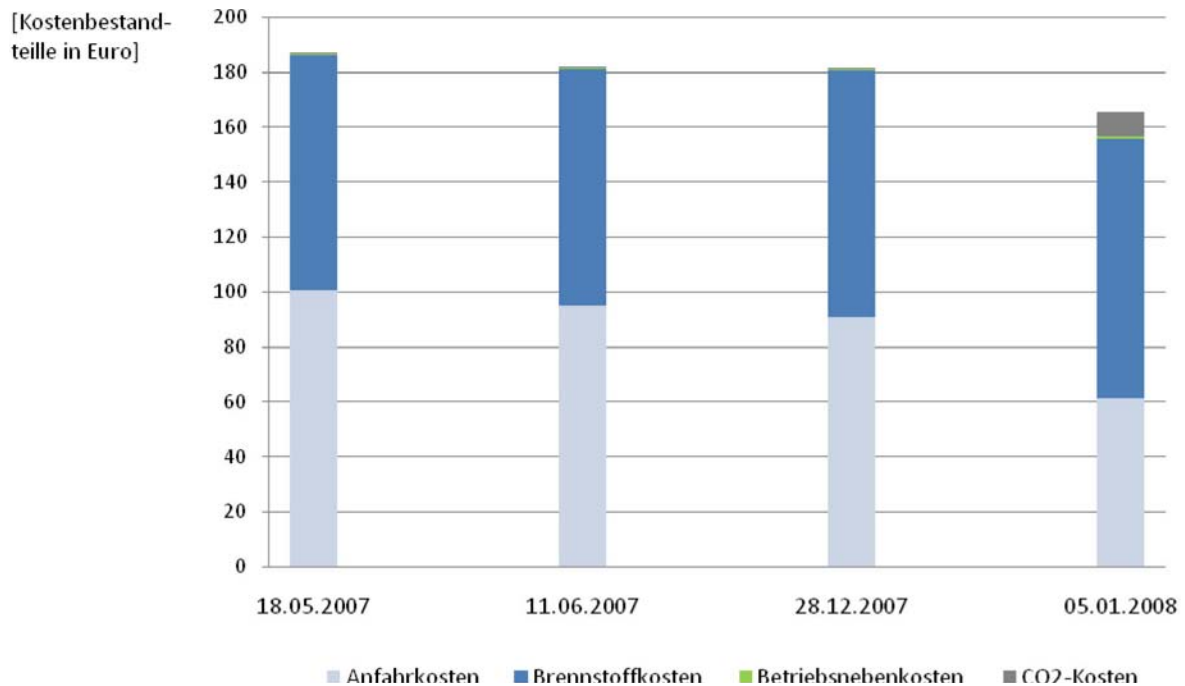
Abbildung 37: Netzeinspeisung Gasturbinenkraftwerk



Quelle: eigene Darstellung

Die ohnehin hohen Grenzkosten der Gasturbinenkraftwerke erhöhen sich durch eine solche Fahrweise noch weiter, da die Anfahrkosten auf einen Zeitraum von wenigen Stunden umgelegt werden müssen. Insgesamt führt dies dann zu einer kurzfristigen Kostenstruktur, die durch Brennstoff- und Anfahrkosten von etwa gleicher Größenordnung gekennzeichnet ist, während Betriebsneben- und CO<sub>2</sub>-Opportunitätskosten vernachlässigbar klein sind (vgl. Abbildung 38).

Abbildung 38: Grenzkostenbestandteile Gasturbinenkraftwerk



Quelle: eigene Darstellung

Betreiber von Gaskraftwerken bezogen bisher und beziehen Gas regelmäßig aus langfristigen Lieferverträgen. Hingegen stellt die Beschaffung von Kraftwerksgas am Spotmarkt<sup>211</sup> gegenwärtig noch die Ausnahme dar. Für alle Gaskraftwerke gibt es Gasversorgungsverträge mit *standortspezifischen* Preisgleitklauseln; Bestandteil der Gasversorgungsverträge sind in der Regel ein variabler Arbeitspreis sowie ein fixer Leistungspreis. Im Rahmen der kurzfristigen Einsatzoptimierung ist nur der variable Arbeitspreis Bestandteil der Brennstoff- und damit der Grenzkosten. Danach berechnet sich der Gaspreis in Abhängigkeit der Indizes für leichtes Heizöl<sup>212</sup>, für schweres Heizöl<sup>213</sup> sowie für Steinkohle<sup>214</sup>. Bei den Arbeitspreisen gehen die entsprechenden Indizes (HSL, HEL, IK) als Forwardpreise ein. Zum Teil, d.h. soweit es die Modalitäten der zugrundeliegenden Gaslieferverträge erlaubten, diese Gasmengen auch wirtschaftlich am Gasmarkt zu vermarkten, fand eine Umstellung von vertraglichem Arbeitspreis auf TTF-Preis (Spotgaspreis) statt.

<sup>211</sup> Eine solche Beschaffungsstrategie verfolgt beispielsweise die RWE Power AG im Zusammenhang mit ihrem neuen Gaskraftwerk in Lingen; vgl. Energie Informationsdienst (EID), Nr. 16, 19. April 2010.

<sup>212</sup> K(HEL): Kosten leichtes Heizöl: Basis sind die monatlichen Notierungen des statistischen Bundesamtes, Rheinschiene ohne Steuern und EBV (Erdölbevorratzungszuschlag).

<sup>213</sup> K(HSL): Kosten schweres Heizöl: Basis sind die monatlichen Notierungen des statistischen Bundesamtes.

<sup>214</sup> Grenzübergangspreis des Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle

Die Bezugskonditionen der langfristigen Lieferverträge orientieren sich bei den vier großen Erzeugungsunternehmen an der Entwicklung der Referenzpreise für Heizöl (HEL und HSL, monatliche Notierungen des Statistischen Bundesamtes für den Standort Rheinschiene)<sup>215</sup> sowie teilweise Kohle (BAFA-Index für Drittlandskohle).<sup>216</sup> Die Indexbezeichnung HEL 6-1-3 etwa bedeutet, dass die Notierungen für leichtes Heizöl (HEL) als Durchschnitt der sechs zurückliegenden Monate mit einer zeitlichen Verschiebung von einem Monat und einer Gültigkeit von drei Monaten gebildet werden. Mitunter werden in den Preisformeln anstelle der Indizes des Statistischen Bundesamtes auch andere internationale Ölpreisindizes genutzt.

Die Berechnungsformeln enthalten Faktoren sowohl für die Gewichtung der einzelnen Referenzpreise als auch zur Darstellung technischer Relationen, beispielsweise zur Umrechnung zwischen oberem und unterem Heizwert. Zwischen den Berechnungsmethoden der vier großen Erzeugungsunternehmen variieren Art und Zeithorizont der Referenzindizes sowie die Gewichtung der einzelnen Faktoren erheblich. Somit lässt sich die Preisbildung mithilfe der Zeitreihen von Statistischem Bundesamt und BAFA unter dem Aspekt der Kostenentwicklung überprüfen; ein Vergleich zwischen einzelnen Unternehmen ist durch die heterogene Berechnungsweise einerseits und den für Gaskraftwerke üblichen hohen Anteil an Anfahrkosten andererseits mit hohem Aufwand verbunden und war mit den derzeit verfügbaren Ressourcen der Beschlussabteilung nicht durchführbar.

Im Rahmen seiner Evaluierung der Beschlüsse zu langfristigen Gaslieferverträgen hat das Bundeskartellamt festgestellt, dass die allgemein gestiegene Marktliquidität und die Intensivierung des Börsenhandels mit Erdgas in den letzten Jahren wesentlich zur abnehmenden Bedeutung langfristiger Gaslieferverträge und damit auch der Gas-/Ölpreiskopplung beigetragen haben.<sup>217</sup> Es ist damit zu rechnen, dass die Liquidität der Gasmärkte im Zuge der weiteren Marktgebietszusammenlegung, der Verwirklichung bedeutender Infrastrukturmaßnahmen (insbesondere Bau zusätzlicher Gaspipelines) und des grenzüberschreitenden Managements von Gastransportkapazitäten zukünftig weiter ansteigt. Liquiditätsfördernde Impulse erhofft sich das Bundeskartellamt auch durch seine Beschlüsse zur Aufhebung von Weiterverkaufsverboten für Mindestabnahmemengen.<sup>218</sup> Entsprechende „Take-or-Pay“-Klauseln sind regelmäßig auch in

---

<sup>215</sup> Vgl.

<https://www.ec.destatis.de/csp/shop/sfg/bpm.html.cms.cBroker.cls?cmspath=struktur,vollanzeige.csp&ID=1026291>.

<sup>216</sup> Vgl. [http://www.bafa.de/bafa/de/energie/steinkohle/statistiken/energie\\_steinkohle\\_statistiken\\_preise.pdf](http://www.bafa.de/bafa/de/energie/steinkohle/statistiken/energie_steinkohle_statistiken_preise.pdf).

<sup>217</sup> Vgl. hierzu Bundeskartellamt, Bericht über die Evaluierung der Beschlüsse zu langfristigen Gaslieferverträgen vom 15. Juni 2010, abrufbar unter [http://www.bundeskartellamt.de/wDeutsch/download/pdf/Stellungnahmen/100615\\_Bericht\\_ueber\\_die\\_Evaluierung\\_der\\_Beschluesse\\_zu\\_langfristigen\\_Gasliefervertraegen.pdf](http://www.bundeskartellamt.de/wDeutsch/download/pdf/Stellungnahmen/100615_Bericht_ueber_die_Evaluierung_der_Beschluesse_zu_langfristigen_Gasliefervertraegen.pdf).

<sup>218</sup> Vgl. Bundeskartellamt, Beschlüsse in den Verfahren B10-44/09 bis -48/09, B10-10/10 bis -14/10 sowie B10-18/10 bis -25/10.

Lieferverträgen für Kraftwerksgas enthalten. Mitunter ist in den Verträgen eine Belieferung ausschließlich direkt am „Kraftwerksflansch“ vorgesehen, wodurch der Weiterverkauf überschüssiger Gasmengen aus der Mindestabnahmeverpflichtung faktisch verhindert wird. Das Bundeskartellamt hat diesbezüglich aufgrund der davon ausgehenden Wettbewerbsbeschränkung ein erstes Kartellverfahren eingeleitet.

Bei anhaltend positiver Liquiditätsentwicklung unter Herausbildung zuverlässiger Referenzpreise an den Gasbörsen könnte erwogen werden, bei der Ermittlung der Grenzkosten der Gaskraftwerke – entsprechend der Vorgehensweise bei Steinkohlekraftwerken – zukünftig auf den jeweiligen Wiederbeschaffungspreis für Erdgas abzustellen.

### **ccc) Braunkohle**

Bedingt durch die mehrstündigen, mit erheblichen Kosten verbundenen Anfahrvorgänge und in Anbetracht der relativ geringen kurzfristigen Grenzkosten erfolgt der Einsatz von braunkohlebetriebenen Dampfturbinenkraftwerken zum weitaus überwiegenden Teil zur Deckung des Grundlastbedarfs. Eine äquivalente Ersatztechnologie im Grundlastbereich steht durch erneuerbare Energien bisher nicht zur Verfügung, sodass gerade angesichts geplanter Stilllegungen von Kernkraftwerken von einer weiterhin hohen Bedeutung der Braunkohlekraftwerke für die Stromerzeugung ausgegangen werden kann. Andererseits handelt es sich bei der Braunkohleverstromung um die Erzeugungstechnologie mit den höchsten CO<sub>2</sub>-Emissionen. Diese Emissionen können nur durch Verbesserungen der Anlagentechnik wirksam reduziert werden. Gegenwärtig werden maximale Gesamtwirkungsgrade von über 40 % bzw. über 50 % (bei Kraft-Wärme-Kopplung) erreicht.

Wesentliche Bestandteile der Grenzkosten von Braunkohlekraftwerken sind die Brennstoffkosten als Produkt aus Bezugspreis und spezifischem Wärmeverbrauch des Kraftwerks sowie die CO<sub>2</sub>-Emissionskosten. Darüber hinaus fallen jeweils in geringerem Umfang kraftwerksspezifische Nebenkosten an. Somit ähnelt die Grenzkostenberechnung strukturell derjenigen der Steinkohlekraftwerke. Andererseits ist zu beachten, dass beim Einsatz von Braunkohlekraftwerken die Anfahrkosten aufgrund ihrer Eigenschaft als Grundlastkraftwerke nahezu vernachlässigt werden können.

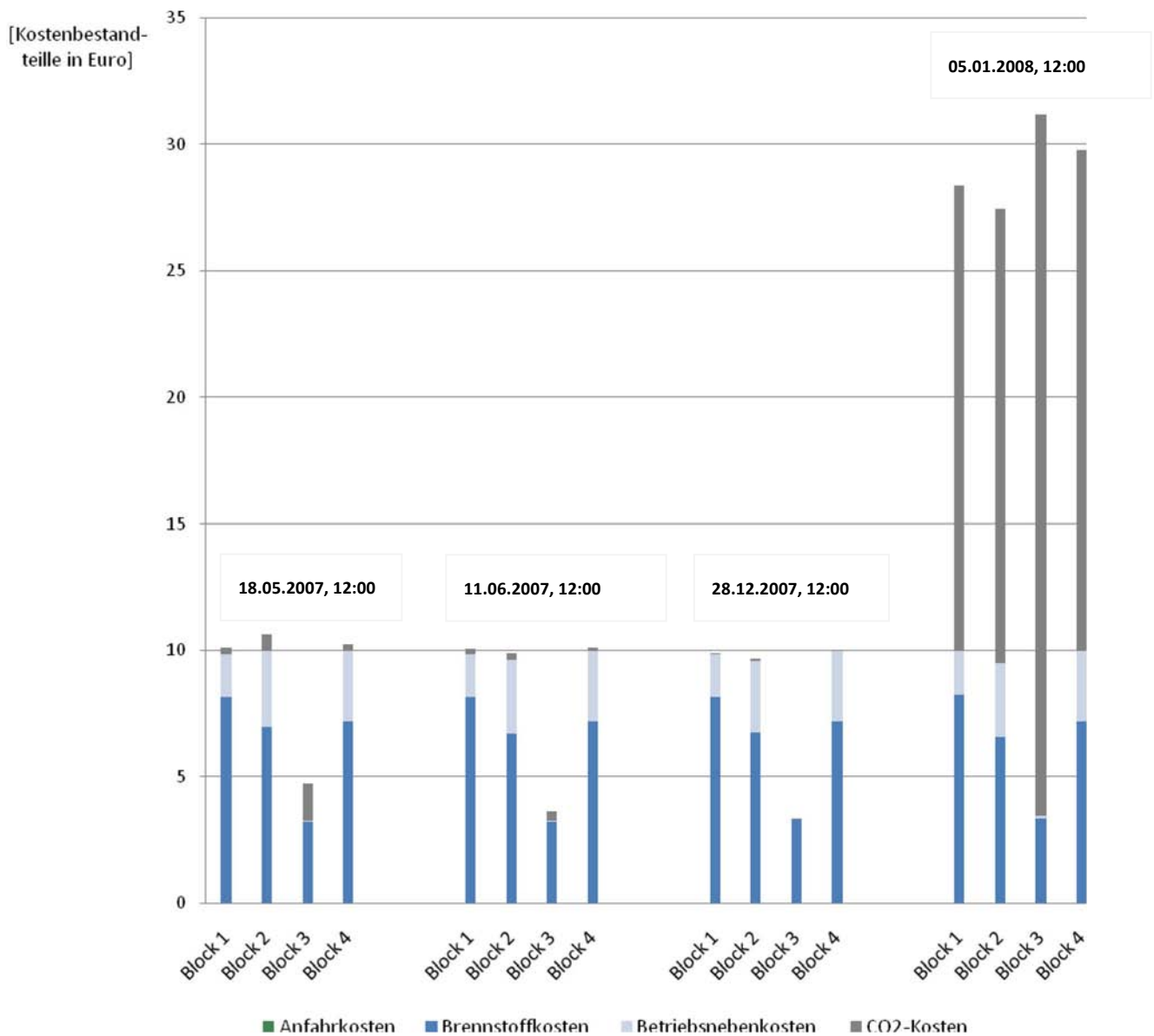
Braunkohle ist die einzige Rohstoffquelle, die vollständig national abgebaut und nicht importiert wird. Gegenüber Steinkohle hat sie einen wesentlich höheren Wassergehalt, die Brennwirkung ist also geringer. Allerdings schwankt der Brennstoffwirkungsgrad in der Praxis erheblich, es gibt sehr unterschiedliche Braunkohlequalitäten.

Die vier großen Erzeugungsunternehmen verfügen entweder über eigenen Braunkohleabbau oder haben langfristige Verträge mit Zulieferern von Braunkohle geschlossen. In die Grenzkosten geht der



Brennstoffkostenanteil entweder als interner Verrechnungsposten ein oder er ergibt sich aus den Konditionen der individuellen Lieferverträge. Damit fehlt – anders als bei der Steinkohle – zwar ein übergreifender Index als gemeinsamer Referenzpunkt. Gleichwohl zeigt der Direktvergleich von vier Beispielkraftwerken der vier großen Erzeugungsunternehmen sowohl bei der Zusammensetzung der Kostenbestandteile als auch hinsichtlich deren Entwicklung im Verlauf des Berichtszeitraums einen relativ homogenen Verlauf mit nahezu stabilen Brennstoffkosten und den CO<sub>2</sub>-Zertifikatskosten als preistreibenden Faktor. Block 1, 2 und 4 stellen dabei jeweils virtuelle Scheiben dar, die von drei Erzeugungsunternehmen an einem Großkraftwerk gehalten werden. Hierdurch erklärt sich die Ähnlichkeit in Höhe und Entwicklung der Grenzkosten, wenngleich auch kleinere Unterschiede bei den einzelnen Posten sichtbar werden. Auffällig ist bei allen Erzeugern, dass ab dem 1.1.2008 die mit diesem Datum substantiell gestiegenen Kosten für CO<sub>2</sub>-Zertifikate in besonderem Maße ins Gewicht fallen. Bedingt durch den relativ hohen CO<sub>2</sub>-Ausstoß wirken sich diese Kostensteigerungen stark auf die kurzfristigen Grenzkosten aus.

Abbildung 39: Netzeinspeisung Gasturbinenkraftwerk



Quelle: eigene Darstellung

Eine abschließende Überprüfung der Belastbarkeit der Grenzkostenangaben setzte letztlich die Kenntnis der individuellen Braunkohle-Bezugskonditionen für jedes einzelne Kraftwerk voraus. Diese liegen der Beschlussabteilung bislang nur hinsichtlich einzelner, als Stichprobe überprüfter Musterkraftwerke vor. Die Einrichtung einer Markttransparentenstelle könnte auch hier helfen, eine weitergehende Überprüfung zu ermöglichen.

**ddd) Kernkraft**

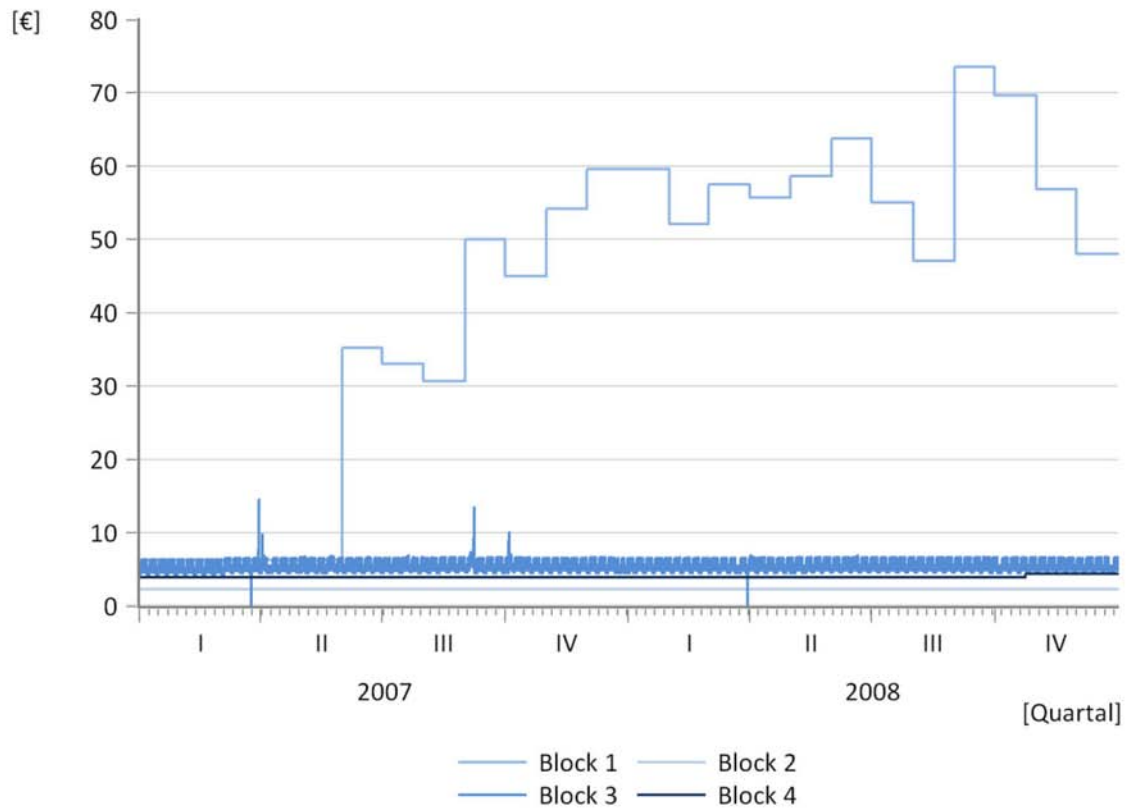
Bestandteil der Grenzkosten für Strom aus Kernkraftwerken sind die Urankosten, Anreicherungskosten und Entsorgungskosten. Einzelne Unternehmen schlagen auf die Grenzkosten noch Opportunitätskosten in Form eines Schattenpreises auf (dazu im Einzelnen unter b)). Dieser bestimmt sich mit Blick auf die festgelegte Restlaufzeit der Kraftwerksblöcke sowie das anvisierte Ausstiegsdatum. Da die Reststrommenge der einzelnen Blöcke deutlich geringer ist als für ein Durchfahren bis zum geplanten Ausstiegsdatum erforderlich, setzen die Betreiber den Block insbesondere dann ein, wenn sie den höchsten Deckungsbeitrag erzielen können, d.h. sie orientieren sich bei den Geboten an den teuersten Stunden an der EPEX.

Die nachfolgende Abbildung illustriert die Entwicklung der Grenzkosten an vier ausgewählten Kernkraftwerken.<sup>219</sup> Dabei wurden die Grenzkosten der Kernkraftwerke 2 – 4 ausschließlich auf der Grundlage der tatsächlichen Produktionskosten (pagatorische Grenzkosten, d.h. *ohne* Berücksichtigung von Opportunitätskosten) ausgewiesen. Das Kernkraftwerk (Neckarwestheim 1, in der Abbildung Block 1) näherte sich im relevanten Zeitraum dagegen dem Ende seiner Reststrommenge. Dies hat der Betreiber zum Anlass genommen, ab einem bestimmten Zeitpunkt im zweiten Quartal 2007 zusätzlich Opportunitätskosten in erheblicher Höhe einzupreisen:

---

<sup>219</sup> Die Beispielkraftwerke wurden Ende der 1970er bzw. in den 1980ern in Betrieb genommen und verfügen über Wirkungsgrade zwischen 30 und 35%.

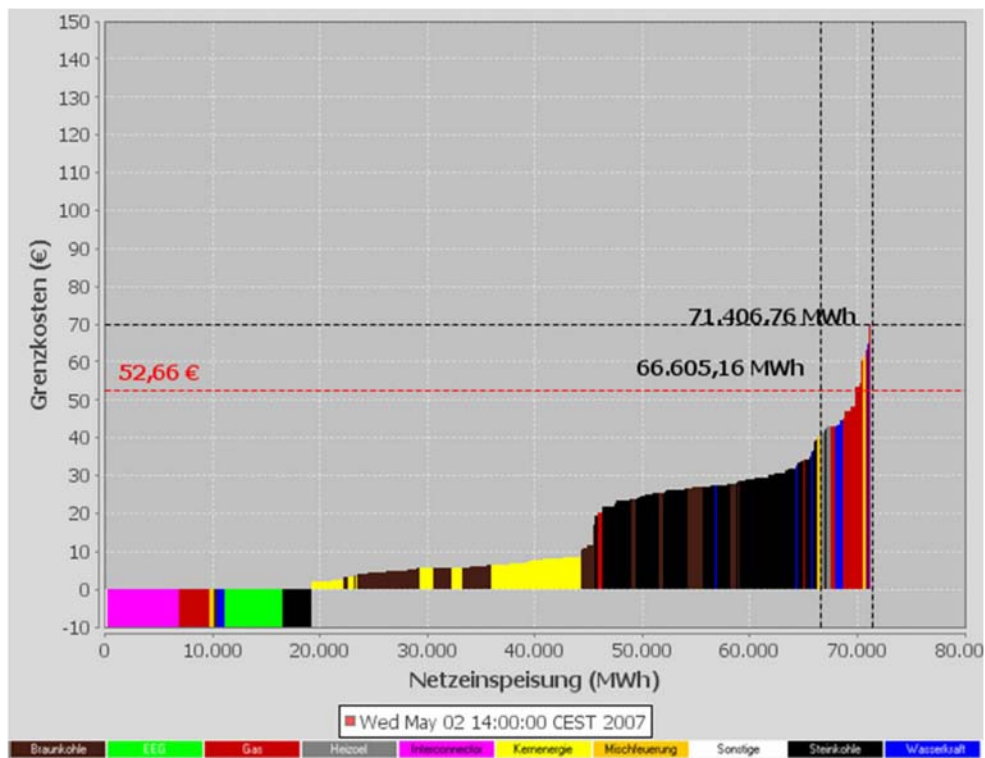
Abbildung 40: Entwicklung der Grenzkosten von Neckarwestheim I (Block1)



Quelle: eigene Darstellung

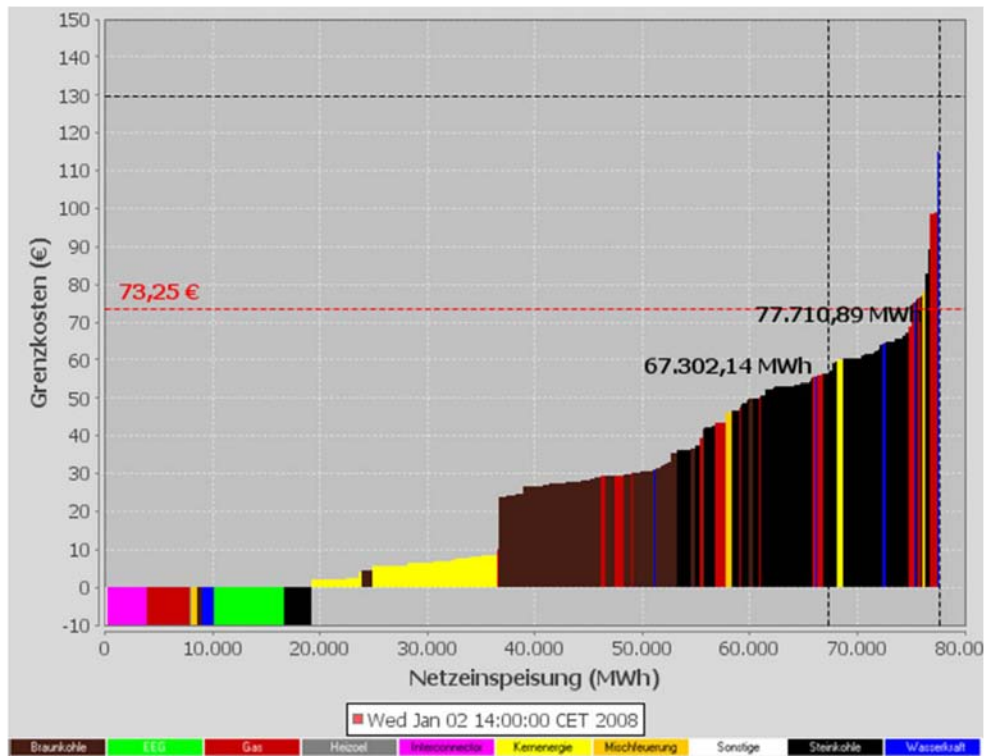
Die nachfolgende Abbildung setzt den Grenzkostensprung für das Kernkraftwerk Neckarwestheim I zwischen Mai 2007 und Januar 2008 in Bezug zur gesamten Merit Order.

Abbildung 41: Merit Order am 2.5.2007, 14h



Quelle: eigene Darstellung

Abbildung 42: Merit Order am 2.1.2008, 14h

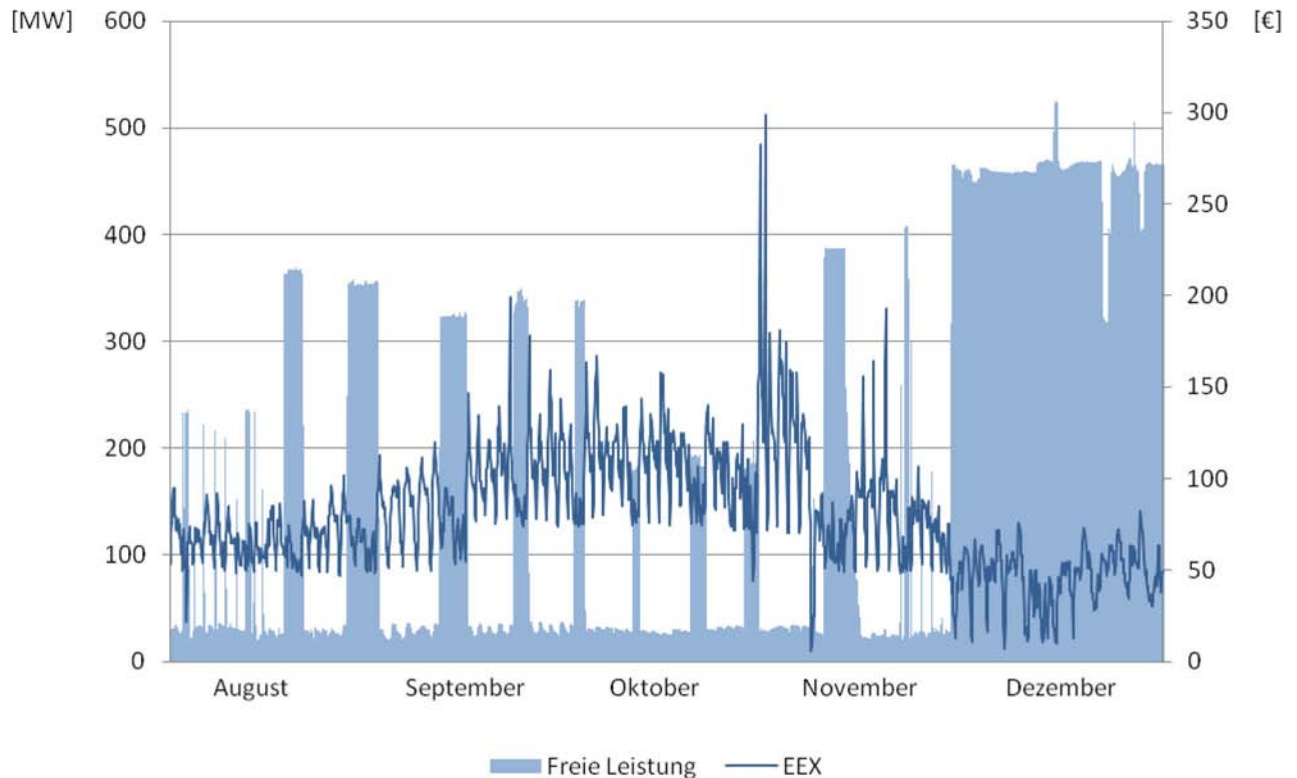


Quelle: eigene Darstellung

Für das Kernkraftwerk Neckarwestheim 1 führte die Kraftwerkseinsatzsteuerung unter Berücksichtigung der begrenzten Reststrommenge und Ansatz von Opportunitätskosten dazu, dass – wie die nachfolgende Abbildung illustriert „freie“ Leistung in erheblichem Umfang nicht genutzt wird mit den in Abschnitt I.1 beschriebenen Folgen für den Verlauf der Merit Order.<sup>220</sup>

<sup>220</sup> Zur kartellrechtlichen Beurteilung dieses Verhaltens unter Berücksichtigung der Besonderheit begrenzter Reststrommengen, vgl. aber unten cc.

Abbildung 43: Freie Leistung des KKW Neckarwestheim 1



Quelle: eigene Darstellung

Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, ob nicht die Bestimmung eines festen Datums für das Laufzeitende eines jeden Kernkraftwerks aus wettbewerblichen (und auch ökologischen) Erwägungen vorzuzugswürdig wäre gegenüber der Festlegung von Reststrommengen mit dem inhärenten Anreiz zur Ansetzung von Opportunitätskosten.<sup>221</sup>

### eee) (Pump-)Speicherkraftwerke

#### (1.) Technische Eigenschaften und Verwendung

Bei den Speicherkraftwerken ist idealtypisch zwischen reinen Speicherkraftwerken einerseits und Pumpspeicherkraftwerken andererseits zu unterscheiden. Speicherkraftwerke besitzen einen Stausee als Oberwasserspeicher. Der Energieinhalt des Speichers ist proportional zu dem Produkt aus Speichervolumen und nutzbarer Fallhöhe.

Pumpspeicherkraftwerke entsprechen in ihrem Aufbau einem Speicherkraftwerk. Kennzeichen ist die Ausstattung mit Pumpturbinen, die zu Schwachlastzeiten im Verbundnetz Wasser von einem

Unterbecken in das Oberbecken hochpumpen können. In Zeiten hohen Lastbedarfs steht dann Wasser zur Stromerzeugung zur Verfügung.

Pumpspeicherkraftwerke speichern elektrische Arbeit in Form von potentieller Energie. Das geschieht in der Regel in lastschwachen Zeiten, in denen Stromüberschuss herrscht und der Strompreis somit relativ gering ist. Der Speichervorgang erfolgt durch das Einleiten des Wassers aus einem Unterbecken in ein, häufig künstlich angelegtes, Oberbecken, mittels einer Pumpe. Im Oberbecken wird das Wasser bis zur Rückgewinnung bevorratet. Die Rückgewinnung erfolgt dann in Zeiten hoher Nachfrage (Spitzenlasten) in umgekehrter Weise, wobei durch den Wasserdruck ein Generator angetrieben wird, der elektrische Energie erzeugt.

Neben dem Einsatz als *Spitzenlastkraftwerk* fungieren Pumpspeicherkraftwerke wegen ihrer Eigenschaft, die volle Leistung binnen weniger Minuten abzurufen, ebenfalls zur Vorhaltung von *Regelenergie*. Pumpspeicherkraftwerke erreichen Gesamtwirkungsgrade von bis zu 80 %, womit sie bei den Speichertechnologien ganz vorne angesiedelt sind.

## **(2.) Kostenstruktur**

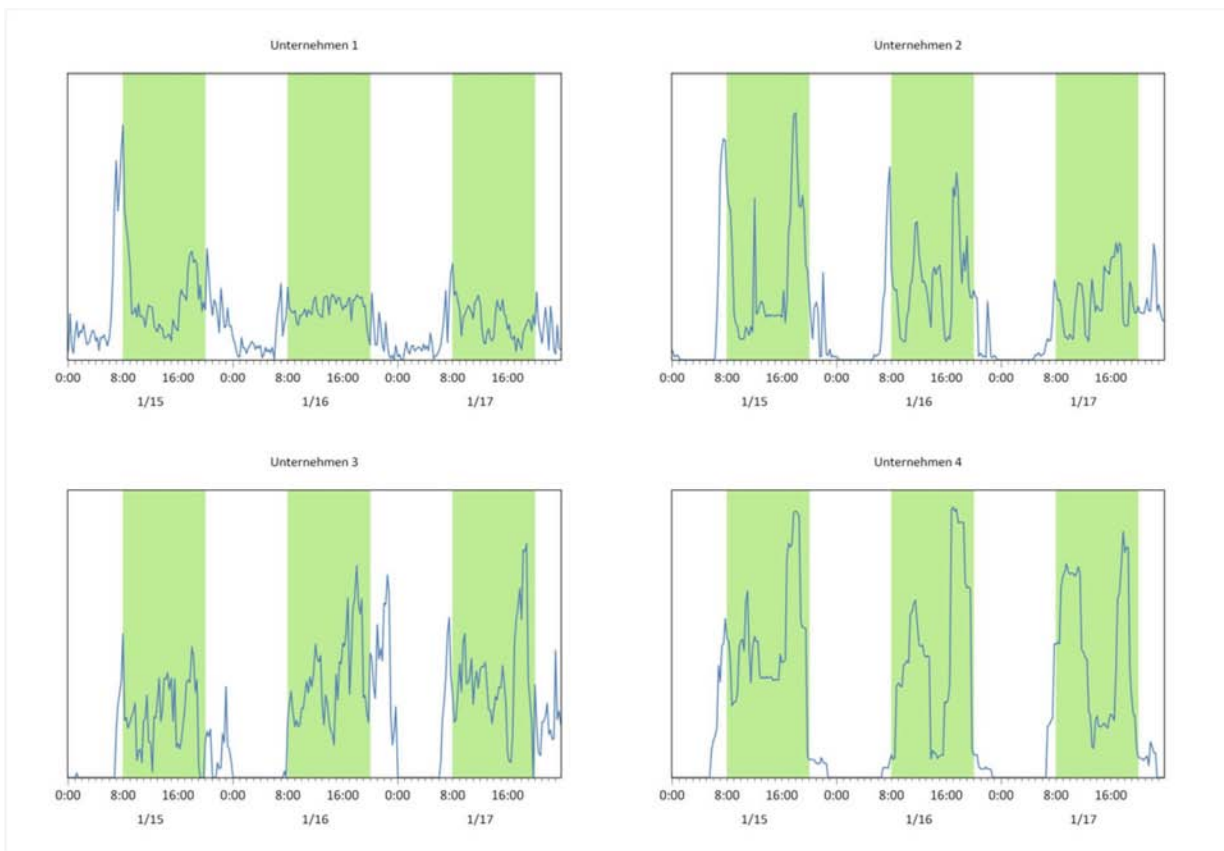
Aufgrund ihrer technischen Eigenschaften mit einer begrenzten Speicherkapazität und sehr kurzen Anfahrzeiten sind Speicherkraftwerke in der Lage, eine begrenzte Menge an Strom zeitlich flexibel anzubieten. Dementsprechend besitzen sie eine Kostenstruktur, die sich von derjenigen thermischer Kraftwerke fundamental unterscheidet: Die Speicher werden während der Off-Peak-Stunden unter Einsatz günstigen Stroms mit Wasser aufgefüllt, die Entleerung erfolgt dagegen üblicherweise während der Tageszeiten mit hoher Last. Die Fahrweise von vier ausgewählten Pumpspeicherkraftwerken wird in folgender Abbildung anschaulich:

---

<sup>221</sup> Vgl. hierzu Abschnitt E.III.5.c)cc).



Abbildung 44: Einspeisung von (Pump-) Speicherkraftwerken und EEX-Preis



Quelle: eigene Darstellung

Bestandteile der kurzfristigen Grenzkosten sind daher nicht Brennstoff-, CO<sub>2</sub>- oder Anfahrkosten, sondern im Wesentlichen Schattenpreise zur Darstellung der Speicherknappheit.

Die Berücksichtigung von Schattenpreisen führt – ihre fachgerechte Berechnung vorausgesetzt – zu einer ökonomisch sinnvollen Einsatzweise. Da die kurzfristigen variablen Kosten der Stromerzeugung in der Regel sehr niedrig sind, würde ein Angebot zu tatsächlichen Grenzkosten eine sofortige Entleerung des Speichers in den ersten Betriebsstunden zur Folge haben. Dies führt jedoch weder betriebswirtschaftlich (Maximierung der Deckungsbeiträge) noch volkswirtschaftlich (zusätzliches Stromangebot bei hoher Nachfrage)<sup>222</sup> zu einem optimalen Ergebnis. Daher erfolgt die Einsatzoptimierung mit dem Ziel, das Angebot des in den Speicherkraftwerken erzeugten Stroms auf die Stunden mit der höchsten Last und damit auch den höchsten Börsenpreisen zu verteilen.

Für die Optimierung kommen bei den einzelnen Erzeugungsunternehmen unterschiedliche Berechnungsmodelle zur Anwendung. Beim direkten Opportunitätskostenkalkül wird der

<sup>222</sup> Zu den preisdämpfenden Effekten der Elektrizitätsspeicher vgl. DIW, The Effect of Market Power on Electricity Storage Utilization – The Case of Pumped Hydro Storage in Germany, 2009.

Kraftwerkseinsatz über einen Zeitraum von mehreren Monaten mithilfe einer langfristigen Spotpreisprognose optimiert. Die Opportunitätskosten, zu denen die jeweiligen Kraftwerke angeboten werden, ergeben sich aus den Erlösen, die mit der verfügbaren Kapazität theoretisch maximal erzielbar wären. Damit ergeben sich die Grenzkosten vereinfacht zu

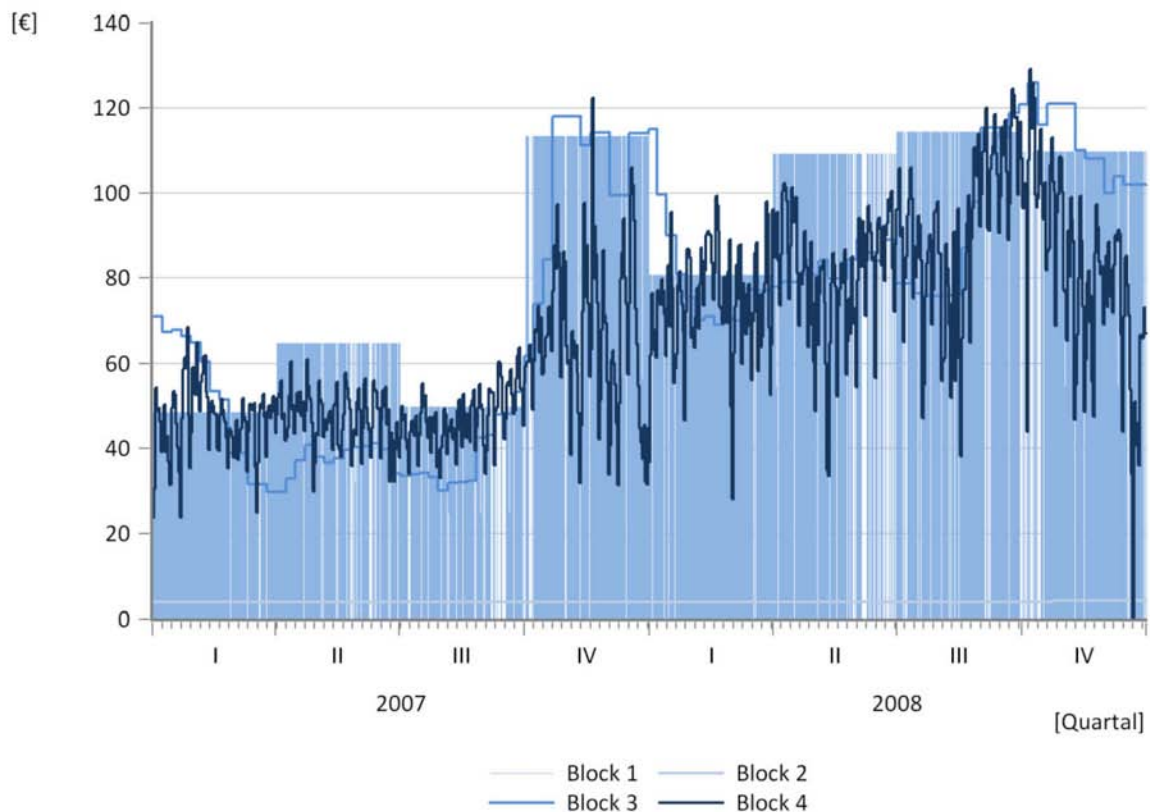
$$GK[\text{€/MWh}] = \frac{\text{Theoretische Erlöse [€]}}{\text{Speicherkapazität [MWh]}}$$

Der zweite Optimierungsansatz stellt vordergründig auf die tatsächlich anfallenden Kosten der Erzeugung ab. Das Börsengebot erfolgt daher entweder zu einem sehr niedrigen Preis oder sogar unlimitiert, wird jedoch auf diejenigen Stunden beschränkt, in denen der Börsenpreis ausreichend hoch ist. Intern wird die Kapazität daher ebenfalls nach einem Opportunitätskostenkalkül auf die Spitzenlaststunden verteilt und nach einem ähnlichen zeitlichen Muster eingespeist.

Die Auswirkungen auf die Merit Order unterscheiden sich insoweit, als ein zu Opportunitätskosten angebotenes Kraftwerk preissetzend sein kann.

Die folgende Abbildung visualisiert den Grenzkostenverlauf am Beispiel von vier ausgewählten Speicherkraftwerken. Bei den betrachteten Kraftwerken handelt es sich um drei Pumpspeicherkraftwerke und ein Speicherkraftwerk der vier großen Erzeugungsunternehmen mit einer Kapazität zwischen 0,13 und 1,1 GW. Auch hier zeigt sich, dass der Ansatz von Opportunitätskosten im Untersuchungszeitraum zu einer erheblichen Spannbreite bei den Grenzkosten für das jeweilige Kraftwerk führen kann:

Abbildung 45: Grenzkostenangaben ausgewählter Pumpspeicherkraftwerke



Quelle: eigene Darstellung

## b) Berücksichtigungsfähigkeit von Opportunitätskosten

Die Untersuchung der Grenzkostenbestandteile hat gezeigt, dass bei einzelnen Kraftwerksarten, d.h. insbesondere derjenigen, deren Einsatz zeitlichen Beschränkungen jenseits der installierten Leistung unterliegt (Kernkraftwerke in Bezug auf begrenzte Reststrommengen, hydraulische Speicherkraftwerke im Hinblick auf die faktisch begrenzte Verfügbarkeit des Speicherinhalts) der Ansatz von Opportunitätskosten eine erhebliche Rolle spielen kann. So war bei Speicherkraftwerken der Ansatz von Opportunitätskosten weit verbreitet, bei Kernkraftwerken dagegen bislang nur in einem Einzelfall zu beobachten, nämlich dort, wo die für die für einen Kraftwerksblock zur Verfügung stehende Reststrommenge zur Neige ging. Da dies nach derzeitigem Regelungsregime früher oder später bei allen Kernkraftwerken der Fall sein wird, ist die kartellrechtliche Beurteilung dieser Praxis von nicht unerheblicher Tragweite.

Unter Opportunitätskosten versteht man die entgangenen Vorteile der nächstbesten Entscheidungsalternative, die durch die getroffene Entscheidung verworfen wird. Dass sich unternehmerische Entscheidungen über den Produktionsmitteleinsatz an Opportunitätskosten

orientieren, ist in einer freien Marktwirtschaft nicht ungewöhnlich, sondern prägend. So ist es betriebswirtschaftlich rational und auch im Sinne einer effizienten Ressourcenallokation, wenn der Betreiber eines Speicherkraftwerks angesichts der aufgrund des begrenzten Speichervolumens zeitlich begrenzten Einsatzmöglichkeit versucht, den Einsatz auf diejenigen Stunden eines Jahres zu lenken, zu denen er die höchsten Deckungsbeiträge erwirtschaften kann. Böte der Betreiber zu seinen tatsächlichen, sehr geringen variablen Kosten an, würde der Speicher sofort entleert und es stünde keine Leistung zur Verfügung, um – volkswirtschaftlich sinnvoll – zur Lastdeckung (und damit Preisdämpfung) in den Spitzenstunden beizutragen.

Aufgrund ihrer für die Preisbildung auf den Strommärkten besonderen strategischen Bedeutung<sup>223</sup> verdienen Speicherkraftwerke insoweit besonderes Augenmerk.

Kalkulatorisch erfolgt der Ansatz von Opportunitätskosten dergestalt, dass zuzüglich zu den (bzw. teilweise *statt* der) reinen Zuwachskosten (Kosten, die die für die Produktion einer weiteren Einheit de facto aufgewandt worden sind) *Schattenpreise* berücksichtigt werden: Die Berechnung erfolgt regelmäßig auf Basis von Terminmarktpreisen, die eine Indikation bezüglich der zukünftig zu erwartenden Preise darstellen. Im Einzelnen resultieren die Schattenpreise aus komplexen Optimierungsrechnungen, in die einerseits Prognosen über Wasserzuflüsse, Füllstände etc., andererseits Prognosen über die zu erwartenden Marktpreise einfließen.

So wird im Fall des Kohlekraftwerks überwiegend nicht auf den tatsächlich für den Brennstoff entrichteten Einkaufspreis abgestellt, sondern auf den im Zeitpunkt der Erzeugung erwarteten bzw. erzielbaren *Wiederbeschaffungspreis*. Ebenso wird bei der Angabe der Kosten für den Einsatz eines Speicherkraftwerks der Verkaufspreis berücksichtigt, der bei einem Einsatz zu Peak-Zeiten erwartet werden kann. Dementsprechend erfolgt etwa der Einsatz von Jahresspeichern im Wesentlichen unter Berücksichtigung des erwarteten natürlichen Zulaufs, der wasserbehördlichen Auflagen, Umwelteinflüssen und der Beschränktheit des Speicherenergieinhalts. Basierend auf diesen Grundsätzen beschränkt sich ein wirtschaftlich rationaler Einsatz von Jahresspeicher-Kraftwerken auf die Zeiten mit den höchsten Erlösen, d.h. auf Zeiten mit – in der Erwartung – hohen EEX-Preisen. Der durchschnittliche EEX-Preis der teuersten Stunden in dem jeweiligen unterjährigen Zeitintervall<sup>224</sup>, in denen der Kraftwerksbetrieb maximal möglich ist, bildet die Grenzkosten. Eine Einsatzoptimierung mit diesen Grenzkosten soll – vorbehaltlich von Prognosefehlern – genau zum vollständigen Einsatz der verfügbaren Wassermenge führen.

---

<sup>223</sup> Vgl. hierzu auch DIW, *The Effect of Market Power on Electricity Storage Utilization – The Case of Pumped Hydro Storage in Germany*, 2009.

<sup>224</sup> Die Optimierung wird zum Teil bezogen auf ein Quartal, zum Teil bezogen auf kürzere Zeitintervalle vorgenommen.

Aus der Perspektive der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht ist der Ansatz von Opportunitätskosten *jedenfalls im Grundsatz* nicht zu beanstanden. So ist in den genannten Beispielen der Ansatz von Opportunitätskosten kein Verhalten, das von den Mitteln eines normalen Produktwettbewerbs abweicht und den Normadressaten allein oder gerade wegen ihrer marktbeherrschenden Stellung möglich wäre. Auch auf einem atomistischen Markt wäre es für jedweden Betreiber eines begrenzt zur Verfügung stehenden Kraftwerks rational, Opportunitätskosten in Form von Schattenpreisen in sein Kalkül einzubeziehen. Insoweit liegt der Fall auch anders als in den oben beschriebenen Fällen physischer oder finanzieller Zurückhaltung, die nur mit der Intention erfolgt, durch ein Hochtreiben des EPEX-Preises einen Mehrgewinn über zusätzliche Deckungsbeiträge für das übrige Kraftwerkportfolio zu erzielen. Eine solche Strategie rechnete sich nur für diejenigen Betreiber, die aufgrund der Größe und Diversifizierung ihres Kraftwerkportfolios den entgangenen Gewinn aus den zurückgehaltenen Einheiten durch zusätzliche Deckungsbeiträge aus ihrem übrigen Erzeugungsportfolio (über-) kompensieren können. Diese Form der (missbräuchlichen) Kapazitätszurückhaltung kommt regelmäßig nur für *marktbeherrschende* Unternehmen *gerade wegen* ihrer marktbeherrschenden Stellung in Betracht. Der erlösmaximierende Einsatz einer faktisch (Speichervolumen) oder rechtlich (Reststrommenge) begrenzten Erzeugungskapazität unterliegt demgegenüber keinem vergleichbaren Unwerturteil.

Dies bedeutet freilich nicht, dass die Normadressaten der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht bei der Ansetzung von Opportunitätskosten keinerlei Schranken unterworfen wären. So ist eine finanzielle Kapazitätszurückhaltung im oben beschriebenen Sinne zweifelsohne auch durch den Ansatz künstlich *überhöhter* Schattenpreise denkbar.

Bei der Ansetzung der Brennstoffkosten, insbesondere für Steinkohle, ist zudem zu berücksichtigen, dass eine in sich einheitliche Methodik gewählt wird. So ist grundsätzlich nichts dagegen einzuwenden, bei den Brennstoffkosten den *Wiederverkaufspreis* als Opportunitätskostenansatz zu berücksichtigen. Dies kann dazu führen, dass, wenn ein Betreiber Kohle günstig eingekauft hat und der Preis gestiegen ist, auch die Grenzkosten steigen. Dies muss im umgekehrten Fall aber auch zu sinkenden Grenzkosten führen, wenn der Wiederverkaufspreis unter den Einkaufspreis fällt. Ein Rosinenpicken dergestalt, dass auf den jeweils *höheren* der beiden Werte (tatsächlicher Einkaufspreis *oder* Wiederverkaufspreis) abgestellt würde, wäre mit einer fachgerechten Grenzkostenkalkulation nicht zu vereinbaren.

Die sachgerechte Kalkulation der Opportunitätskosten kann letztlich nur in Anbetracht der besonderen Gegebenheiten der jeweiligen Erzeugungseinheit nachvollzogen werden. Dies gilt insbesondere für Speicherkraftwerke, bei denen eine komplexe, auf der Schätzung zahlreicher externer Faktoren beruhende Prognose hinsichtlich der zu erwartenden Speichermengen in Beziehung gesetzt werden muss zu der zu erwartenden Entwicklung der Börsenpreise (sowohl

Spotmarkt wie auch Regelenergie). Eine sachgerechte Kalkulation wird weiter dann erschwert, wenn – wie nicht untypisch – Tages-, Wochen- und Jahresspeicher zu einem Gesamtsystem zusammengeschlossen werden und sich die Grenzkosten für eine Erzeugungseinheit an einer Gesamtbetrachtung der Schattenpreise der Einzelspeicher mit jeweils unterschiedlichen Intervalllängen bemisst.

In Anbetracht der Fülle der für jede Erzeugungseinheit zu beachtenden Parameter und in Ermangelung unabhängiger Informationen über die Belastbarkeit der zugrunde liegenden Prognosen war der Beschlussabteilung eine flächendeckende und in die Tiefe gehende Überprüfung der Unternehmensangaben für die Zwecke dieses Berichts nicht möglich. Eine stichprobenartige Plausibilitätskontrolle ergab jedenfalls für eine systematische und gravierende Überhöhung der Opportunitätskostenangaben nach vorläufiger Einschätzung keine Anhaltspunkte. Andererseits zeigte ein Vergleich der Unternehmensangaben, dass die Erzeuger beim Ansatz von Opportunitätskosten (sowohl hinsichtlich des *Ob* als auch des *Wie*) jedenfalls faktisch über einen nicht unerheblichen Gestaltungsspielraum verfügen.

Nicht zuletzt in Anbetracht der für die Preisbildung an der EPEX hohen strategischen Bedeutung von (Pump-) Speicherkraftwerken hält es die Beschlussabteilung vor diesem Hintergrund für geboten, die dem Bieterverhalten zugrundegelegten Opportunitätskostenangaben auch künftig im Auge zu behalten.

### **c) Berücksichtigungsfähigkeit einer Risikoausfallprämie**

Der Vergleich der verschiedenen Grenzkostenkalkulationen hat gezeigt, dass einzelne Erzeugungsunternehmen zusätzlich zu den oben genannten Grenzkostenbestandteilen eine sogenannte „Risikoausfallprämie“ von nicht unerheblicher Höhe eingepreist haben. Nach der Begründung der Unternehmen ist diese Risikoprämie Bestandteil der Grenzkosten.

Zweck der Risikoausfallprämie sei die finanzielle Absicherung gegen Kraftwerksausfälle bei Day-Ahead-Vermarktung. Bei der Day-Ahead-Vermarktung entstünden aufgrund der Zeitspanne zwischen Angebotsabgabe und Lieferzeitpunkt am Folgetag aus Sicht des Kraftwerksbetreibers potentielle Unsicherheiten. Eine ungeplante Nichtverfügbarkeit eines Kraftwerks führe zwangsweise zu einer Ersatzbeschaffung der ausgefallenen Kraftwerksleistung, um die am *Day-Ahead*-Markt geschlossenen Handelsgeschäfte erfüllen zu können. Während innerhalb der ersten 60 Minuten nach einem Ausfall die Ersatzbeschaffung durch die Inanspruchnahme von Ausgleichsleistung erfolgen kann, sind die betroffenen Bilanzkreisverantwortlichen spätestens nach 60 Minuten für den Ausgleich des durch den Ausfall verursachten Bilanzungleichgewichts verantwortlich. Spätestens dann müssen die Erzeugungsunternehmen daher auf eigene Kraftwerksreserven oder auf kurzfristig im Intraday-

Handel beschaffte Mengen zurückgreifen, um das durch den Ausfall verursachte Leistungsdefizit zu kompensieren.

Die Ersatzbeschaffung – ob durch Ausgleichsenergie, eigene Kraftwerksreserve oder eine Intraday-Beschaffung – verursache Zusatzkosten, die als Risikoprämie bei der Angebotserstellung am *Day-Ahead*-Markt aufgeschlagen werden müssten, um sich gegen Kraftwerksausfälle marktwirtschaftlich abzusichern.

Zur Plausibilisierung der eingepreisten Risikoausfallprämien hat eines der betroffenen Unternehmen der Beschlussabteilung eine von ihm in Auftrag gegebene wissenschaftliche Studie vorgelegt. Darin werden Annahmen getroffen zur Ausfallhäufigkeit und -dauer jeder Erzeugungstechnologie und zu den Zusatzkosten für die Substitution des durch den Ausfall erwarteten Erzeugungsdefizits. Die Studie geht davon aus, dass die Substitution in der ersten Stunde des Ausfalls über Ausgleichsenergie, ab der zweiten Stunde über den Einkauf am Intraday-Markt erfolgt; alternativ wird eine Substitution durch Erzeugungsanlagen im Teillastbetrieb oder schnellstartbare Gasturbinen aus dem eigenen Kraftwerkspark betrachtet. Bei einem Vergleich der Grenzkostenangaben der vier großen Erzeugungsunternehmen fällt allerdings schon jetzt auf, dass eine Risikoausfallprämie flächendeckend allein von *einem* Erzeugungsunternehmen, von einem anderen darüber hinaus allein für (Stein-)Kohlekraftwerke eingepreist worden ist. Die Risikoausfallprämie wurde dabei teils auf die Grenzkosten, teils auf die An- und Abfahrkosten aufgeschlagen.

Im Übrigen kamen die untersuchten großen Erzeugungsunternehmen soweit ersichtlich ohne den Ansatz einer Risikoausfallprämie aus. Dies wirft die Frage nach der betriebswirtschaftlichen Gebotenheit der Einpreisung und kartellrechtlich nach deren Vereinbarkeit mit § 29 GWB auf. So konnte die Beschlussabteilung für den Fall eines Gemeinschaftskraftwerks feststellen, dass auch *im Ergebnis* die von diesem Unternehmen angezeigten Grenzkosten in der Größenordnung der Risikoprämie über den von dem Vergleichsunternehmen für dieses Kraftwerk angegebenen Grenzkosten liegen.

Nach der Systematik des § 29 GWB liegt die Darlegungslast für die Rechtfertigung dieser Differenz bei dem Unternehmen, das die Risikoprämie einpreist.

## **d) Mark-ups auf die Grenzkosten**

### **aa) Rechtlicher Rahmen**

Über die vorgehenden Einzelaspekte einer sachgerechten Grenzkostenbildung hinaus stellt sich grundsätzlich die Frage nach der kartellrechtlichen Beurteilung sogenannter *Mark-ups*: Ist es vor dem Hintergrund des der Preisbildung am Spotmarkt zugrundeliegenden Auktionsmechanismus mit § 19 GWB, Art. 102 AEUV vereinbar, wenn ein marktbeherrschender Erzeuger bei der Erstellung

seines Day-Ahead-Angebots einen Aufschlag (*Mark-up*) berechnet, der zu einem *Day-Ahead-Angebotspreis* jenseits seiner Grenzkosten führt?

Der Tatbestand des Marktmachtmissbrauchs im deutschen und europäischen Kartellrecht erfasst Handlungen eines Unternehmens in beherrschender Stellung, die die Struktur des Marktes beeinflussen können, auf dem der Wettbewerb gerade wegen der Anwesenheit des fraglichen Unternehmens bereits geschwächt ist, und die die Aufrechterhaltung des auf dem Markt noch bestehenden Wettbewerbs oder dessen Entwicklung mit Mitteln behindern, die von den Mitteln eines normalen, auf Leistung beruhenden Produktwettbewerbs auf Grundlage der Leistungen der Wirtschaftsbeteiligten abweichen.<sup>225</sup>

Unter normalen wettbewerblichen Bedingungen („workable competition“) würde man erwarten, dass in Ansehung des geltenden Auktionsmechanismus jeder Anbieter die ihm zur Verfügung stehenden Erzeugungskapazitäten zu Grenzkosten anbietet<sup>226</sup>. Denn bei einem Angebot jenseits der Grenzkosten liefe er Gefahr, mit der jeweiligen Erzeugungseinheit vollständig auszufallen und keinen Deckungsbeitrag zu erzielen, soweit sich ein Market Clearing Preis unterhalb seines Day-Ahead-Angebotspreises einstellt. Ein Angebot jenseits der Grenzkosten kann sich demgegenüber für ein marktbeherrschendes Erzeugungsunternehmen gerade wegen seiner marktbeherrschenden Stellung rechnen, wenn die Möglichkeit besteht, dass es zwar mit der über Grenzkosten angebotenen Erzeugungseinheit ausfällt, den entgangenen Deckungsbeitrag aber über die Verschiebung der Merit Order und einer damit verbundenen Erhöhung des Market Clearing Preises durch Zusatzgewinne für sein übriges Kraftwerksportfolio überkompensieren kann. Dementsprechend hat auch die Europäische Kommission die finanzielle Kapazitätszurückhaltung mit dem Ziel der Beeinflussung des Börsenpreises als missbräuchlich erachtet, sich im Übrigen aber einer expliziten Stellungnahme zur Zulässigkeit von *Mark-ups* enthalten.

## **bb) Nach Unternehmensangaben derzeit keine Mark-ups**

Im Rahmen der Sektoruntersuchung des Bundeskartellamts haben die vier großen Erzeugungsunternehmen für nahezu alle ihre Kraftwerksblöcke Grenzkosten ausgewiesen, die mit den von ihnen angegebenen Day-Ahead-Angebotspreisen übereinstimmen.<sup>227</sup> Soweit diese Angaben

---

<sup>225</sup> St. Rsp. seit Europäischer Gerichtshof, Entscheidung vom 13.2.1979, Rs. 85/76, Hoffmann-LaRoche, Slg. 1979, 461, 541; vgl. Dirksen in Langen/Bunte, Kommentar zum deutschen und europäischen Kartellrecht, Bd. 2, 11. Aufl., Art. 82, Rn. 75.

<sup>226</sup> Vgl. Europäische Kommission, DG Competition Report on Energy Sector Inquiry, 2007, SEC(2006) 1724, Rn. 368-372; Europäische Kommission, Entscheidung vom 26.11.2008, COMP/39.388, 39.389, Deutscher Stromgroßhandelsmarkt und Deutscher Regelenergiemarkt (E.ON), Rn. 29.

<sup>227</sup> Ausnahmen ergaben sich nur für einige wenige Gasturbinen eines der vier großen Unternehmen und wurden Besonderheiten bei der Umlage von Startkosten zugeschrieben.



den Tatsachen entsprechen, wären Anhaltspunkte für eine missbräuchliche *finanzielle* Kapazitätszurückhaltung nicht gegeben.

### cc) Rechtfertigung von Mark-ups?

Gleichwohl wurde seitens einzelner Erzeugungsunternehmen vorgetragen, die Einpreisung von *Mark-ups* sei bereits heute in der Branche gang und gäbe und im Hinblick auf notwendige Investitionen unverzichtbar. *Mark-ups* seien erforderlich, um die Fixkosten bestehender Kraftwerke zu decken und zum anderen entsprechende Knappheitssignale in den Markt zu geben. Schon in 2010 sei das *Spark- und Dark-Spread*-Niveau nicht ausreichend zur Vollkostendeckung neuer Anlagen. Langfristmodelle zeigten, dass Knappheitsaufschläge systembedingt zunehmen müssten: Gründe seien die gestiegenen Kosten für Neubaukraftwerke sowie der geplante weitere Ausbau der Windkraft mit der Folge niedrigerer Ausnutzungsdauer der konventionellen Kraftwerksparks. Die Notwendigkeit von *Mark-ups* zeige sich insbesondere bei einer im preissetzenden Bereich flachen Merit Order in Ländern mit *einem* dominierenden Brennstofftyp (wie z.B. Frankreich mit einer Stromerzeugung überwiegend aus Kernkraftwerken mit ähnlich niedrigen Grenzkosten).

Die Auffassung, *Mark-ups* seien zur langfristigen Investitionssicherung erforderlich wird – zum Teil im Auftrag der Erzeugungsunternehmen – auch in der Literatur vertreten: So verweist *Ockenfels* darauf, dass ohne *Mark-ups* zumindest die Grenzkraftwerke ihre Investitionskosten nicht decken könnten, so dass der Markt langfristig keine ausreichenden Kapazitäten bereit stellen würde. Deshalb müssten „die Grenzkosten“ auch bei perfektem Wettbewerb zu Spitzenlastzeiten zuweilen über den Kosten der letzten produzierenden Einheit liegen.<sup>228</sup>

Aus Sicht der Beschlussabteilung vermögen – jedenfalls in der gegenwärtigen Marktsituation – diese Gesichtspunkte keinen Freibrief für den Aufschlag zusätzlicher *Mark-ups* durch die vier großen Erzeugungsunternehmen zu begründen.

Zum einen ist daran zu erinnern, dass bei dem zugrundeliegenden Auktionsmechanismus Deckungsbeiträge in ganz erheblichem Umfang durch Grund- (und Mittellast-)kraftwerke erzielt werden: der Market Clearing Preis (der idealtypisch den Grenzkosten des letzten einspeisenden Kraftwerks entspricht) liegt hier regelmäßig<sup>229</sup> über den Grenzkosten dieser Kraftwerke mit der Folge, dass die Erzeuger in diesem – bei der Einspeisung mengenmäßig weit dominierenden – Segment hohe Deckungsbeiträge erzielen. Gerade die marktbeherrschenden Erzeugungsunternehmen profitierten hiervon in besonderem Maße, zumal ein breit aufgestelltes Kraftwerkportfolio mit hohen

---

<sup>228</sup> Vgl. *Ockenfels*, Marktmachtmessung im deutschen Strommarkt in Theorie und Praxis – Kritische Anmerkungen zur London Economics-Studie, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 2007/9, S. 8; ebenso bereits *Swider et al.*: Anmerkungen zu empirischen Analysen der Preisbildung am Spotmarkt für Elektrizität, Studie im Auftrag des Verbands der Verbundunternehmen und regionalen Energieversorger in Deutschland, 2007, S. 9.

<sup>229</sup> D.h. ab dem Schnittpunkt der Grenzkostenfunktion mit der Funktion der totalen Durchschnittskosten.

Grundlastkapazitäten ein wesentypisches Merkmal für das Bestehen der marktbeherrschenden Stellung ist.

Hinzu kommt, dass im Grundlastbereich viele Kraftwerke – das gilt insbesondere für die Kernkraftwerke – weitgehend abgeschrieben sind, so dass gerade die über diese Kraftwerke verfügenden vier großen Erzeugungsunternehmen in der Lage sind, von den insoweit hohen Zusatzeinnahmen auch Investitionen in Spitzenlastkraftwerke zu decken.

Wie bereits oben ausführlich ausgeführt, können *Mark-ups* insbesondere im preissetzenden Segment dazu führen, dass Kraftwerke, die im Geld wären, wenn alle Anbieter zu Grenzkosten böten, nicht zum Zuge kommen und sich in der Folge ein höherer Preis (zu den Grenzkosten des nächsten Kraftwerks in der Merit Order) einstellt (finanzielle Kapazitätszurückhaltung, vgl. Abschnitt I.1.b)). Für einen Marktbeherrscher kann sich eine solche Strategie trotz der entgangenen Deckungsbeiträge für dieses eine Kraftwerk rechnen, wenn er aufgrund der Verschiebung der Merit Order mit seinem übrigen Kraftwerksportfolio höhere Margen erwirtschaftet; gesamtwirtschaftlich führt eine solche Strategie zu Wohlfahrtsverlusten.

Soweit von Erzeugerseite die Gefahr beschworen wird, dass ohne die Möglichkeit eines *mark-ups* auf die Grenzkosten des Grenzkraftwerks zukünftig niemand mehr in Spitzenlastkraftwerke investieren würde, teilt die Beschlussabteilung diese Befürchtung nicht:

Zum einen steht gerade Marktbeherrschern die Möglichkeit offen, Investitionen in Spitzenlastkraftwerke durch hohe Deckungsbeiträge aus dem übrigen Kraftwerksportfolio zu decken: Speisen Spitzenlastkraftwerke mit hohen Grenzkosten ein, profitieren davon gerade die marktbeherrschenden Unternehmen durch hohe Deckungsbeiträge auf ihr übriges, insbesondere im Grundlastbereich vergleichsweise breit aufgestelltes Portfolio.

Hinzu kommt insbesondere für Spitzenlastkraftwerke die Möglichkeit, erhebliche Deckungsbeiträge mit *Regelenergievorhaltung* zu erzielen: So machte 2008 bei Gasturbinen der Anteil der Regelleistungsvorhaltung über 24 % der Nettoleistung, bei Pumpspeicherkraftwerken sogar über 29 % der Nettoleistung aus. Diese Kraftwerke können damit Deckungsbeiträge in nicht unerheblichem Umfang selbst dann erzielen, wenn die tatsächliche Einspeisung auf dem Erstabsatzmarkt zu Grenzkosten vergütet wird bzw. die eigentliche Benutzungszahl gering ist.

Zudem wird auch ein Spitzenlastkraftwerk absehbar nicht *ausschließlich* als Grenzkraftwerk fungieren: Kommt daneben auch nur ein weiteres Spitzenlastkraftwerke mit noch höheren Grenzkosten zum Zuge, erwirtschaften für diesen Zeitraum alle übrigen Spitzenlastkraftwerke zusätzliche Deckungsbeiträge auf ihre Investitionskosten.

Schließlich ist es auch nicht so, dass bei einer Nichtzulassung von *Mark-ups* unter § 19 GWB, Art. 102 AEUV von vornherein niemand in der Lage wäre, die Investitionskosten für neue potentielle

Grenzkraftwerke durch den Betrieb dieser Kraftwerke zu amortisieren. Insoweit ist daran zu erinnern, dass sich § 19 GWB, Art. 102 AEUV *ausschließlich* an *marktbeherrschende* Unternehmen richten. Alle anderen Unternehmen unterliegen bei der autonomen Gestaltung ihrer Angebotspreise von vornherein keinerlei kartellrechtlichen Schranken. Soweit sich mittel- oder langfristig also tatsächlich eine Knappheitssituation abzeichnete, würde die Aussicht, durch Knappheitspreise zusätzliche Gewinne erzielen zu können, den nötigen Investitionsanreiz jedenfalls für alle diejenigen Unternehmen bieten, die nicht den besonderen, an die herausgehobene Stellung des Marktbeherrschers anknüpfenden Beschränkungen unterliegen.

Zuzugeben ist der Argumentation der großen Erzeugungsunternehmen freilich, dass es auch Marktbeherrschern möglich sein muss, ihre totalen Durchschnittskosten – bezogen auf ihren gesamten Kraftwerkspark – zu decken. Dies kann unter besonderen Umständen (flache Merit Order im preissetzenden Bereich in Ländern mit nur *einem* dominierenden Brennstofftyp, dramatisches Absinken der Benutzungsstundenzahl konventioneller Kraftwerke nach weit fortgeschrittener Verwirklichung des EEG-Ausbaus) auch einen Aufschlag auf die Grenzkosten des Grenzkraftwerks bedingen. Eine derartige besondere Situation ist auf dem deutschen Markt aber derzeit nicht zu erkennen und auch für die nähere Zukunft nicht absehbar. Ist – wie derzeit – die Merit Order-Kurve im preisrelevanten Bereich steil, können marktbeherrschende Unternehmen ihre totalen durchschnittlichen Kosten auch dann decken (und darüber hinaus erhebliche Gewinne erzielen), wenn sie zu Grenzkosten an der Börse anbieten.

Vor diesem Hintergrund geht die Beschlussabteilung davon aus, dass es bei Zugrundelegung des geltenden Auktionsmechanismus und der gegebenen Marktverhältnisse den Normadressaten der § 19, Art. 102 AEUV (nur *marktbeherrschende* Unternehmen, vgl. dazu oben D II) grundsätzlich verwehrt ist, zu einem Preis oberhalb ihrer Grenzkosten anzubieten, es sei denn, das Unternehmen weist nach, dass ein entsprechender *Mark-up* erforderlich ist, um seine – bezogen auf das gesamte Kraftwerkportfolio – *totalen Durchschnittskosten* zu erwirtschaften.

### III. Weitere Analysen und Ergebnisse

Neben der Analyse der Kapazitätszurückhaltung hat die Beschlussabteilung die auf der Grundlage der erhobenen Daten nachgebildete Merit Order der deutschen Stromerzeugung näher analysiert. Diese Analysen sind Gegenstand des folgenden Abschnitts. Dabei wird zunächst die gesamte Merit Order einer näheren Betrachtung unterzogen (Abschnitt 1). Anschließend werden die Kapazitäten, die dem Erstabsatzmarkt nicht zur Verfügung stehen (technische Restriktionen und für Regel- und Reservezwecke vorgehaltene Kapazitäten) näher analysiert (Abschnitt 2). Des Weiteren werden ausgewählte Faktoren erörtert, die einen Einfluss auf die Merit Order haben: Im- und Exporte

(Abschnitt 3), EEG-Strom (Abschnitt 4), Kernkraftwerke (Abschnitt 5) und wärmegeführte Heizkraftwerke (Abschnitt 6). Schließlich wird noch kurz auf die bisweilen vorgebrachte Position, das derzeitige Preisniveau sei nicht ausreichend für Investitionen, eingegangen (Abschnitt 7).

## 1. Analyse der Merit Order der gesamten Stromerzeugung

Die durch die vorliegende Untersuchung erfasste und dem Stromgroßhandel zur Verfügung stehende erzeugte Elektrizität<sup>230</sup> betrug in den Jahren 2007 und 2008 durchschnittlich 58,8 GW. Das Maximum wurde mit 79,4 GW<sup>231</sup> am 30.1.2008, einem Donnerstag, zwischen 18 und 19 Uhr erreicht. Im Minimum betrug die erfasste Strommenge rund 31,7 GW. Dieser Wert ergab sich am Sonntag, den 30. März 2008 in der Stunde von 3 bis 4 Uhr.

Die durchschnittlich erfasste Last betrug im Jahre 2008 rund 58,7 GW. Sie bewegte sich damit geringfügig unter der durchschnittlichen erfassten Last des Jahres 2007, die bei rund 58,9 GW lag. Hauptursache für den Rückgang der erfassten Last dürfte der durch die Finanzkrise ausgelöste Nachfragerückgang nach Strom sein.

In den beiden Winterhalbjahren des Untersuchungszeitraums<sup>232</sup> betrug die durchschnittlich erfasste Last rund 61,6 GW, gegenüber 56,1 GW in den beiden Sommerhalbjahren. Diese Zahlen spiegeln den starken saisonalen Einfluss auf die Stromnachfrage wider, der u. a. auf die Nutzung von Strom zur Deckung des Heizbedarfs und einen höheren Stromverbrauch für Beleuchtungszwecke im Winter zurückzuführen ist. Diese saisonale Entwicklung bei der Stromnachfrage wird von starken tageszeitlichen Schwankungen sowie Schwankungen in Abhängigkeit vom Vorliegen von Werktagen, Wochenenden und Feiertagen überlagert (vgl. Abbildung 46).

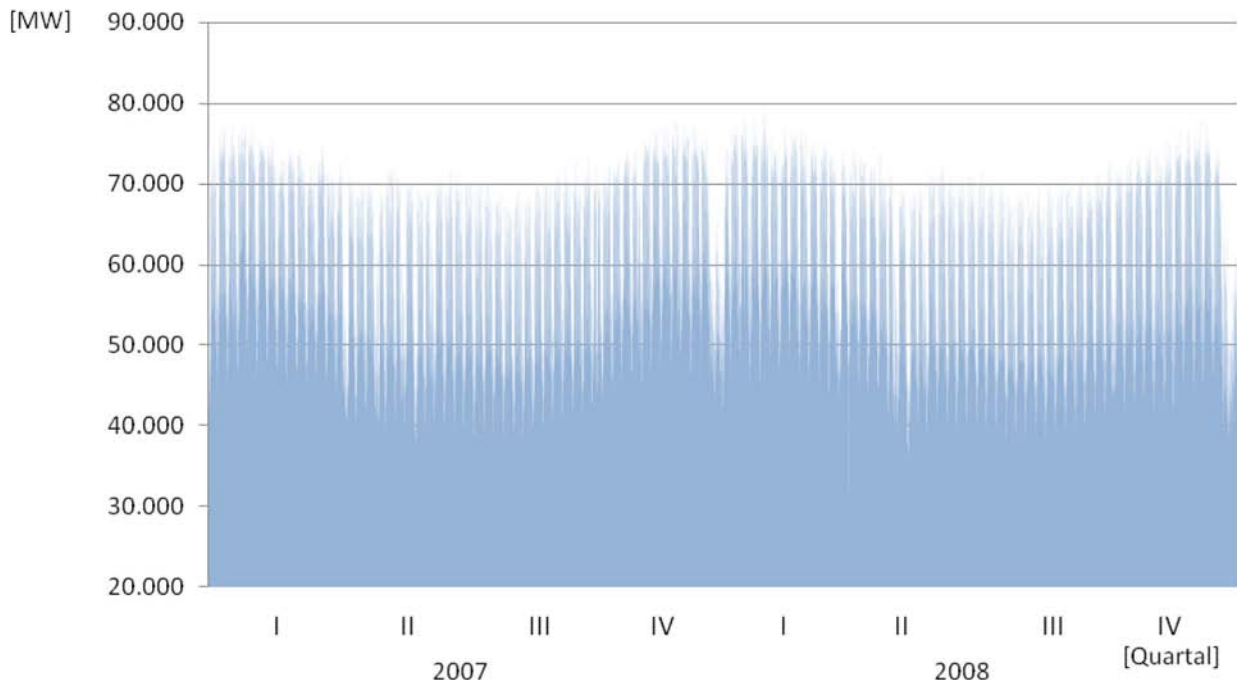
---

<sup>230</sup> Hierbei handelt es sich um die jeweils erzeugte Strommenge in den erfassten Kraftwerken ohne Regel- und Reservearbeit, zuzüglich der nach dem EEG erzeugten Leistung. Die Im- und Exporte sind als Saldo erfasst. Importüberschüsse erhöhen die hier dargestellte Erzeugung, Exportüberschüsse verringern sie entsprechend. Die Eliminierung der Regelarbeit durch die betroffenen Unternehmen ist allerdings in Einzelfällen aufgrund von mangelnder Datenverfügbarkeit nicht einwandfrei gelungen. Die enthaltene Regelarbeit ist im Verhältnis jedoch von untergeordneter Bedeutung.

<sup>231</sup> Stundendurchschnitt.

<sup>232</sup> Die Winterhalbjahre umfassten die Monate Oktober bis März.

Abbildung 46: Verlauf der erfassten Last 2007 und 2008



Quelle: eigene Darstellung

So beträgt die durchschnittliche erfasste Last an Wochentagen<sup>233</sup> 62,1 GW, während sie an Wochenenden auf durchschnittlich 50,7 GW sinkt. Das hängt u. a. mit der gewerblichen Nutzung von Strom zusammen, die an Werktagen deutlich stärker ausfällt als an Wochenenden.

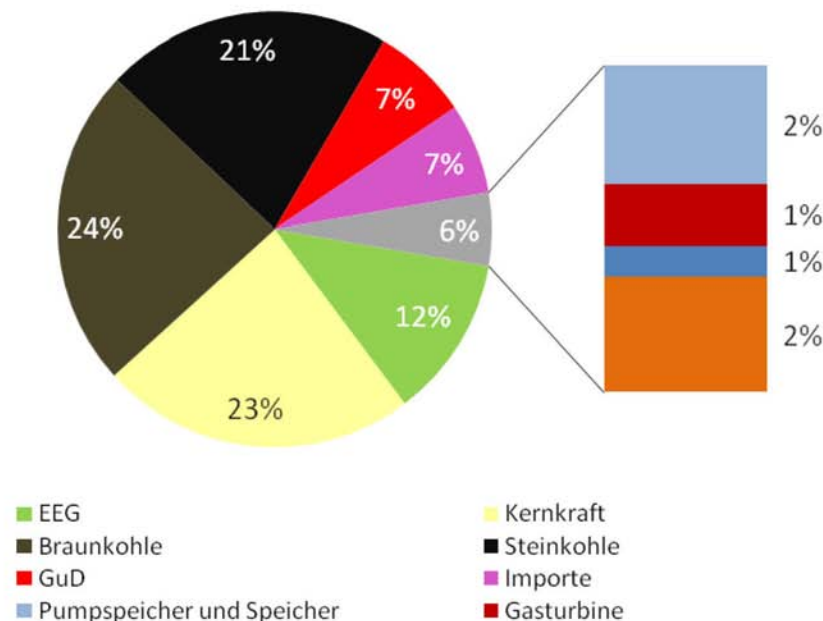
In den sogenannten Peak-Zeiten, die üblicherweise die Stunden tagsüber von 8 Uhr bis 20 Uhr abdecken, beträgt die erfasste Erzeugung im Schnitt rund 63,8 GW. In den Nachtstunden, der sogenannten Off-Peak-Zeit, sinkt dieser Wert auf 53,9 GW. Hier spielt neben dem gewerblichen Abnahmeverhalten auch das Nutzungsverhalten von Privathaushalten eine wichtige Rolle.

Die einzelnen Kraftwerksarten tragen dabei zur Deckung der Last in stark unterschiedlichem Ausmaß bei. Den größten Beitrag zur Deckung der erfassten Last leisteten im Untersuchungszeitraum nach den Angaben der Unternehmen die Braunkohlekraftwerke mit 24 %. Die Kernkraftwerke und Steinkohlekraftwerke folgen mit 23 % bzw. 21 %. Der nach dem EEG vergütete Strom trug mit 12 % zur Deckung der Last bei. Die in der Regel relativ flexibel fahrbaren Kraftwerksarten, wie GuD-Anlagen, Pumpspeicherkraftwerke und Gasturbinenanlagen tragen zur Lastdeckung mit Werten zwischen 1 % und 7 % in wesentlich geringerem Umfang bei. Sie spielen aber im Strommarkt etwa

<sup>233</sup> Ohne die Berücksichtigung von Feiertagen.

bei der Deckung von Lastspitzen oder der Erbringung von Regelleistung dennoch eine wichtige Rolle. Die Brutto-Importe von Strom machten bezogen auf die Last rund 7 % aus (s. Abbildung 47).

**Abbildung 47: Beitrag einzelner Kraftwerksarten, EEG-Strom und Importen zur Deckung der erfassten Last 2007 und 2008**

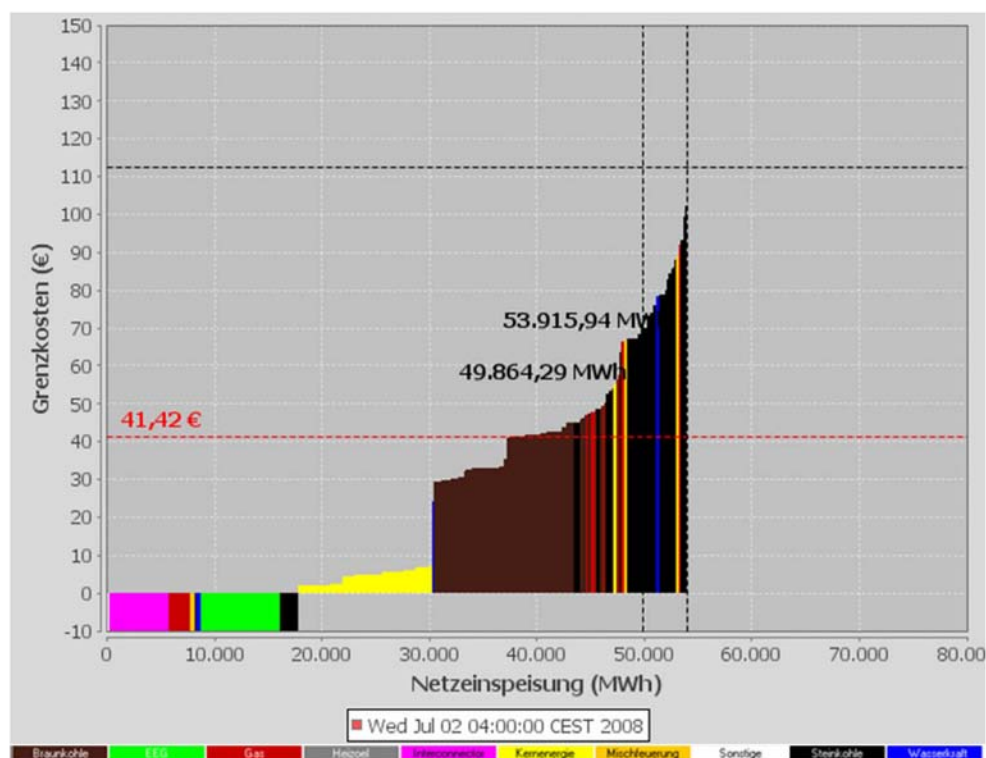


Quelle: eigene Darstellung

Im Laufe der Untersuchung stellte sich heraus, dass ein erheblicher Teil der jeweils erzeugenden Kraftwerke nach Angaben der Unternehmen Grenzkosten aufwies, die oberhalb des erzielbaren Marktpreises lagen. Die möglichen Gründe hierfür sind vielfältig. So kann eine Ursache sein, dass die Kraftwerke nicht hinreichend flexibel gefahren werden können, um sich der jeweiligen Marktsituation unmittelbar anzupassen. Für einen Kraftwerksbetreiber kann es wirtschaftlich sinnvoll sein, ein Kraftwerk vorübergehend auch dann laufen zu lassen, wenn sich ein Grenzverlust einstellt, etwa um von höheren Preisen in folgenden Stunden profitieren zu können. Dies wäre nach einer Abfahrt des Kraftwerks für einen bestimmten Zeitraum nicht mehr möglich (Einhaltung der Mindeststillstandszeit). Ein anderer möglicher Grund könnte sein, dass die erzeugte Leistung eines Kraftwerks im Ausland zu höheren Preisen als es im Inland möglich war vermarktet wurde. Bisweilen werden Kraftwerke außerdem zur Vorhaltung von positiver oder negativer Regelleistung gefahren. Dabei ist es notwendig, dass manche Kraftwerke einen bestimmten Arbeitspunkt vorhalten, um im Bedarfsfall die benötigte Regellenergiequalität zu erbringen. Der Kraftwerkseinsatz kann dann nach von dem beschriebenen Grenzkostenkalkül abweichenden Kriterien erfolgen. Darüber hinaus ist nicht

auszuschließen, dass hier auch Datenfehler eine Rolle spielen. So waren einige Unternehmen etwa nicht in der Lage die erbrachte Regelarbeit vollständig aus der abgefragten Nettonetzeinspeisung IST zu eliminieren. Die Erbringung von Regelarbeit folgt aber ebenfalls anderen Kriterien als der Kraftwerkseinsatz für den übrigen Stromgroßhandelsmarkt. Schließlich ist nicht auszuschließen, dass einzelne Unternehmen im Rahmen der Datenabfrage die Grenzkosten überhöht angegeben haben.<sup>234</sup> Abbildung 48 zeigt beispielhaft die Merit Order in einer Stunde, in der ein Teil der Erzeugung Grenzverluste realisierte.

Abbildung 48: Erzeugung mit Grenzkosten > Marktpreis



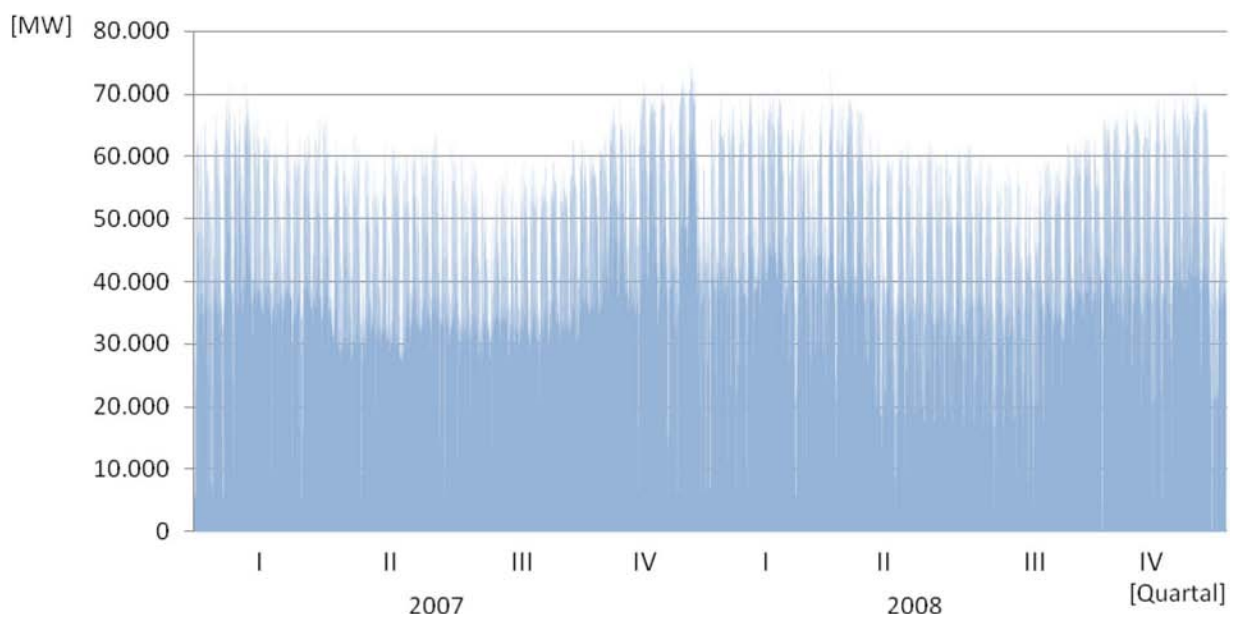
Quelle: eigene Darstellung

Abbildung 49 zeigt, welche Erzeugungsleistung sich ohne die Berücksichtigung von Im- und Exporten sowie nach dem EEG vergütetem Strom in den einzelnen Stunden jeweils im Geld befand. Abbildung 50 zeigt ergänzend dazu die stündliche Erzeugung in Kraftwerken, deren angegebenen Grenzkosten über dem jeweiligen Day-Ahead-Spotmarktpreis lagen, die also nicht im Geld waren. Dabei wird deutlich, dass fast durchgehende und teilweise erhebliche Einspeisungen erfolgen, die einen Grenzverlust erwirtschaften. Da dieses Verhalten aber wirtschaftlich, wie bereits oben erwähnt, durchaus sinnvoll sein kann bzw. eine Vielzahl von denkbaren Erklärungen existieren und dies nach

<sup>234</sup> Vgl. hierzu E.II.2.a).

vorläufiger Auffassung der Beschlussabteilung kein unter wettbewerbsrechtlichen Gesichtspunkten zu beanstandendes Verhalten darstellt, wird die Beschlussabteilung dieses Phänomen im weiteren Verlauf der Untersuchung nicht näher analysieren. Die Beschlussabteilung erkennt darüber hinaus im Rahmen der Zurückhaltungsanalysen umgekehrt an, dass Kraftwerke auch dann, wenn sie technisch verfügbar waren und Grenzkosten unterhalb des erzielbaren Marktpreises aufwiesen unter bestimmten Umständen unter wettbewerbsrechtlichen Gesichtspunkten nicht zwangsweise hätten eingesetzt werden müssen.<sup>235</sup>

Abbildung 49: Erzeugung im Geld 2007 und 2008

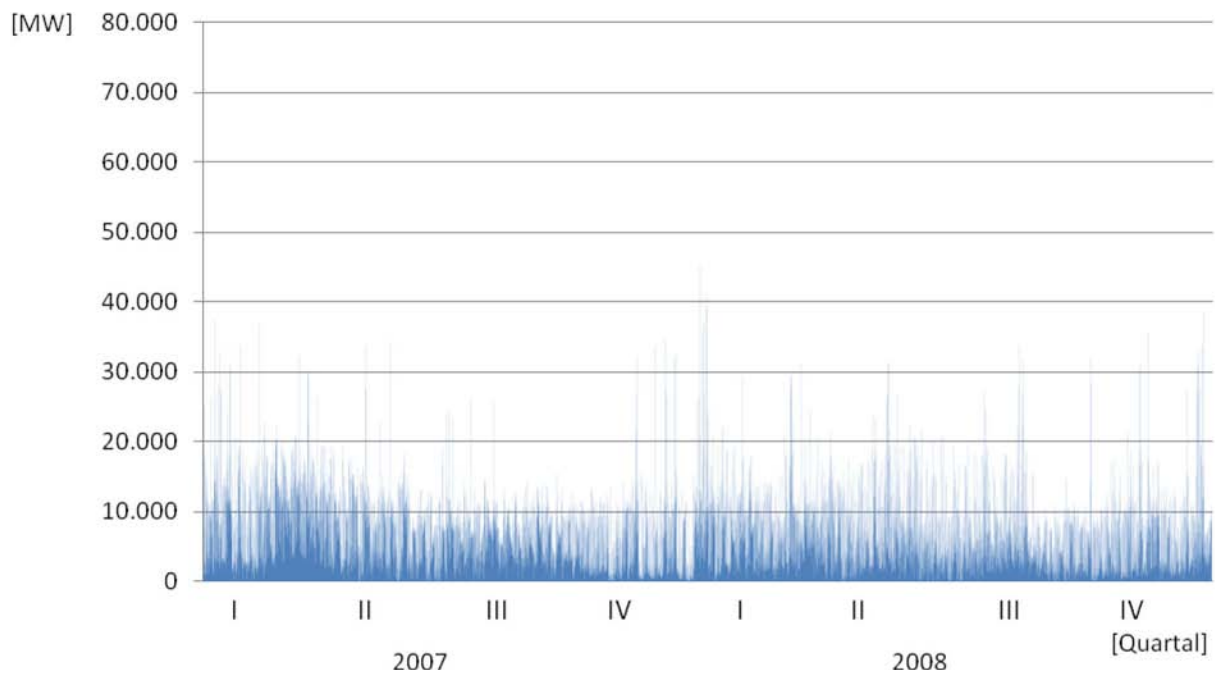


Quelle: eigene Darstellung

<sup>235</sup> Siehe hierzu Abschnitt E.II.1.c).



Abbildung 50: Erzeugung nicht im Geld 2007 und 2008

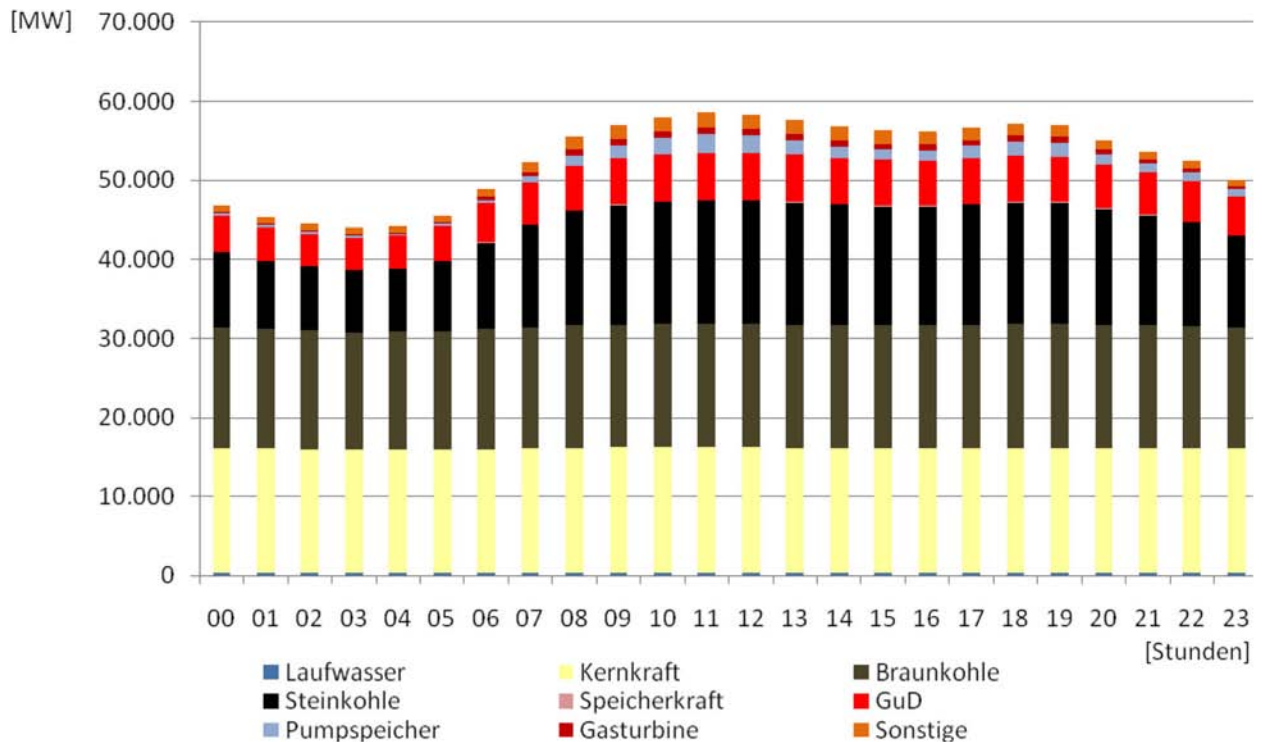


Quelle: eigene Darstellung

Abbildung 51 zeigt, in welchem Umfang die Kraftwerksarten im Jahre 2007 über den Tagesverlauf durchschnittlich eingesetzt wurden. Es ist zu sehen, dass die üblicherweise als Grundlastkraftwerke eingesetzten Kern- und Braunkohlekraftwerke über den gesamten Tagesverlauf eine relativ konstante Erzeugungsleistung erbringen. Die Erzeugung wird in diesen Kraftwerken auch in den lastschwächeren Nachtstunden nicht wesentlich heruntergefahren. Der größte Teil der Nachfrageschwankungen wird offenbar mit Steinkohlekraftwerken abgedeckt, deren Leistung in den Nachtstunden erheblich sinkt. In geringerem Maße trifft dies auch auf Pumpspeicherkraftwerke und Gasturbinenkraftwerke zu. Etwas überraschend ist dabei, dass die eigentlich sehr flexibel fahrbaren GuD-Kraftwerke vergleichbar mit den Kern- und Braunkohlekraftwerken, also über den Tagesverlauf sehr konstant, gefahren werden. Ein Grund hierfür könnte sein, dass ein Teil der GuD-Kraftwerke wärmegeführt ist und daher unabhängig vom jeweiligen Marktpreis einspeisen.<sup>236</sup> Zudem verfügt auch ein Teil der nicht überwiegend wärmegeführten GuD-Kraftwerke über einen gewissen Must-Run-Anteil, dessen Erzeugung weitestgehend vom jeweiligen Wärme- oder Dampfbedarf bestimmt wird.

<sup>236</sup> Zum Umgang mit wärmegeführten Kraftwerken vgl. Abschnitt E.III.6.

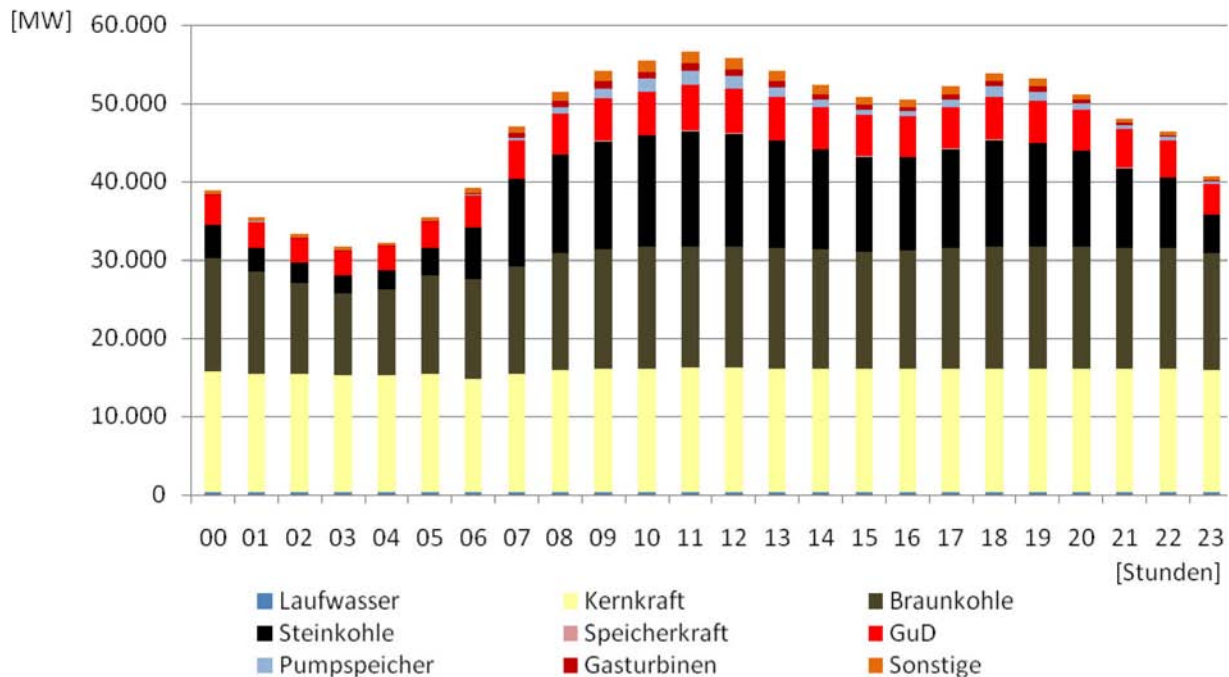
Abbildung 51: Durchschnittliche Erzeugung der Kraftwerksarten im Tagesverlauf



Quelle: eigene Darstellung

Die folgende Abbildung 52 zeigt, in welchem Umfang die einzelnen Kraftwerksarten im Jahre 2007 im Tagesverlauf durchschnittlich im Geld erzeugen. Die sich im Geld befindliche Erzeugung sinkt in der Nacht deutlich. Das liegt zum einen daran, dass entsprechend flexibel steuerbare Kraftwerke in den nachfrageschwachen Nachtstunden heruntergefahren werden, zum anderen kann auch ein sinkender Börsenpreis dazu führen, dass weniger Leistung im Geld ist. Die zur Deckung der Grundlast eingesetzten und mit relativ niedrigen Grenzkosten operierenden Kern- und Braunkohlekraftwerke befinden sich allerdings auch nachts zum größten Teil im Geld. Dagegen sinkt die Erzeugung im Geld insbesondere in Steinkohlekraftwerken in den Nachtstunden stark ab. Die Erzeugung im Geld in Steinkohlekraftwerken sinkt im Vergleich zur gesamten Erzeugung in Steinkohlekraftwerken im Tagesverlauf deutlich überproportional.

Abbildung 52: Durchschnittliche Erzeugung einzelner Kraftwerksarten im Geld im Tagesverlauf



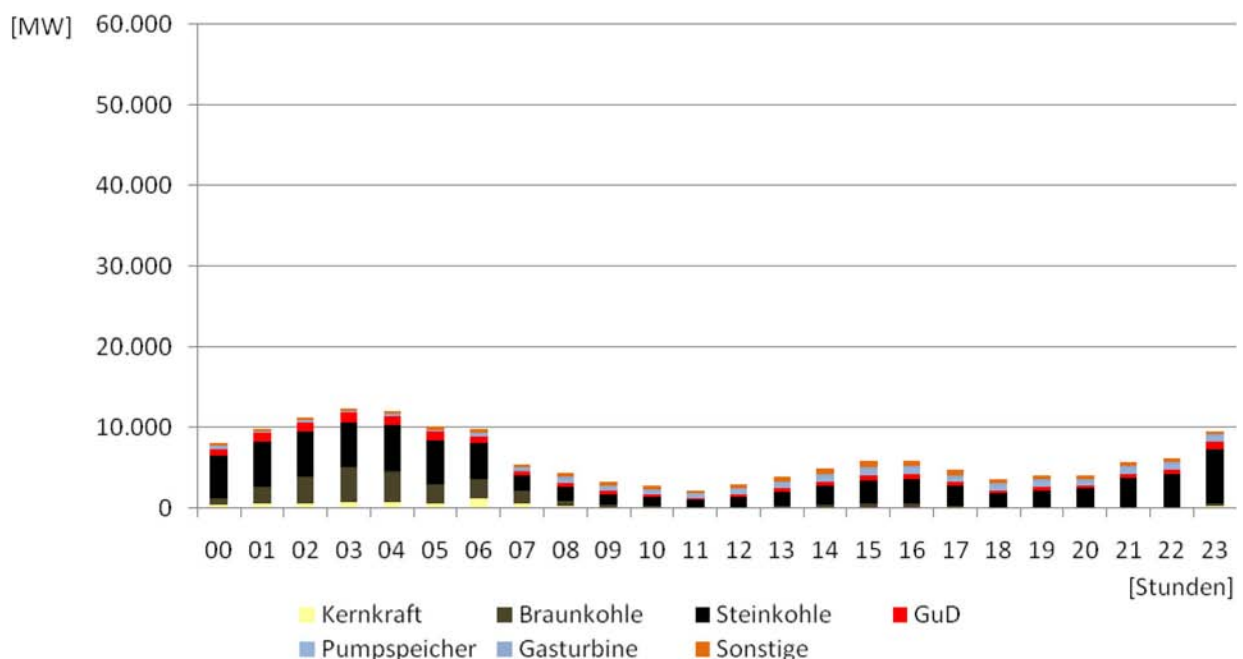
Quelle: eigene Darstellung

Abbildung 53 zeigt die Erzeugung nach Kraftwerksarten im Tagesverlauf, sofern sich die Kraftwerke nicht im Geld befinden, die Grenzkosten somit also über dem jeweils erzielbaren Marktpreis liegen. Durchaus nachvollziehbar ist, dass Grundlastkraftwerke vor allem in den Nachtstunden auch dann erzeugen, wenn sie sich nicht im Geld befinden. Diese Grundlastkraftwerke sind in der Regel sehr schwerfällig und können nicht kurzfristig an- und abgefahren werden. Daher kann es für die Kraftwerksbetreiber wirtschaftlich sinnvoll sein, die Kraftwerke auch dann durchfahren zu lassen, wenn in einigen Stunden negative Deckungsbeiträge erzielt werden. Allerdings wird deutlich, dass auf Basis der erhobenen Informationen auch wesentlich flexibler einsetzbare Kraftwerke regelmäßig und in teilweise großen Umfang Strom erzeugen, obwohl ein negativer Deckungsbeitrag realisiert wird. In besonderem Maße trifft dies für Steinkohlekraftwerke zu, die im Jahre 2007 im Durchschnitt in acht Stunden in Folge (zwischen 23 und 7 Uhr) eine Leistung von über 5.000 MW in das Netz eingespeist haben, obwohl ihre Grenzkosten nicht gedeckt waren. Das kann zwar einerseits darin begründet sein, dass eine Abfahrt bestimmter Steinkohleblöcke über Nacht wirtschaftlich nicht sinnvoll ist, da Mindeststillstandszeiten und Anfahrzeiten zu lang sind. Die Höhe der Einspeisungen ist dennoch überraschend.

Auf den ersten Blick noch weniger plausibel erscheint die kontinuierliche – wenn auch gegenüber den Steinkohlekraftwerken aufgrund der geringeren installierten Leistung absolut deutlich niedrigere – Erzeugung unter Inkaufnahme negativer Deckungsbeiträge bei GuD-Anlagen. GuD-Anlagen sind in

der Regel wesentlich schneller an- und abfahrbar und weisen nach den Angaben der betroffenen Unternehmen auch regelmäßig erheblich geringere Mindeststillstandszeiten auf als dies bei Steinkohlekraftwerken der Fall ist. Daher dürfte eine Abfahrt oder zumindest eine Einsenkung der Leistung von GuD-Anlagen in den Nachstunden möglich sein. Grund hierfür könnte, wie bereits oben beschrieben, sein, dass nicht überwiegend wärmegeführte GuD-Kraftwerke, deren Grenzkosten im Rahmen der Sektoruntersuchung nicht auf null gesetzt wurden, einen gewissen Must-Run-Anteil aufweisen, der unabhängig vom Marktpreis gefahren wird. Eine weitere Erklärung könnte sein, dass GuD-Anlagen zur Erbringung bestimmter Regelennergiequalitäten auch dann betrieben werden, wenn sie nicht im Geld sind, da die Laständerungsgeschwindigkeit aus dem laufenden Betrieb heraus in der Regel deutlich höher ist, als dies aus dem Stand der Fall ist. Die Erlöse aus der Vermarktung der Regelennergie können in einem solchen Fall einen ggf. erwirtschafteten Verlust aus der Vermarktung eines Teils der Engpassleistung des Kraftwerks am Spotmarkt überkompensieren.

Abbildung 53: Erzeugung einzelner Kraftwerksarten „nicht im Geld“ im Tagesverlauf



Quelle: eigene Darstellung

Die folgende Abbildung 54 stellt wesentliche Faktoren, die für die Strompreisbildung relevant sind oder aber vom Strompreis maßgeblich abhängen, dar. Dabei wurden im oberen Teil der Grafik zunächst von links ausgehend aufsteigend die 500 Stunden des Untersuchungszeitraums abgetragen, die die niedrigsten Börsenpreise aufwiesen. Von rechts ausgehend wurden die 500 Stunden mit den höchsten Börsenpreisen dargestellt. Darunter schließen sich die korrespondierenden

---

Werte für die Netzeinspeisung, die nach dem EEG vergütete Strommenge, die technischen Restriktionen sowie der Import-/Exportsaldo an.

Besonders stark scheint dabei der Zusammenhang zwischen dem Börsenpreis und der Last zu sein.<sup>237</sup> Das ist insofern wenig überraschend, als das bei einer hohen Stromnachfrage tendenziell zu deren Deckung Erzeugungstechnologien mit höheren variablen Kosten und somit höheren Grenzkosten eingesetzt werden.

Aus der Darstellung kann geschlossen werden, dass die Erzeugung von EEG-Strom den Börsenpreis in der Tendenz senkt.<sup>238</sup> In den Stunden mit den niedrigsten Börsenpreisen war die EEG-Stromerzeugung deutlich volatiler, aber auch erkennbar höher als in den hochpreisigen Stunden. Dies dürfte damit zusammenhängen, dass die EEG-Erzeugung aufgrund des Einspeisevorrangs die teuersten konventionellen Kraftwerke aus der Merit Order verdrängt und so zu einem niedrigeren Börsenpreis führt (sogenannter Merit Order-Effekt).<sup>239</sup>

Deutlich zu erkennen ist auch, dass der Umfang technischer Restriktionen in den Stunden mit niedrigen Börsenpreisen wesentlich geringer ist als in teuren Stunden. Dies dürfte in erster Linie daran liegen, dass ein Teil der als technische Restriktion dargestellten Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerken zeitlich disponibel sind, etwa Revisionen. Solche zeitlich disponiblen Nichtverfügbarkeiten dürften aus wirtschaftlichen Erwägungen eher in Zeiten gelegt werden, in denen verhältnismäßig geringe Erlöse erwirtschaftet werden können. Andere technische Restriktionen sind dagegen nicht oder nur sehr begrenzt verschiebbar und treten daher unabhängig vom Börsenpreinsniveau auf.<sup>240</sup>

Beim Import/Export-Saldo ist zu sehen, dass in den Stunden des Untersuchungszeitraums mit niedrigem Strompreis wesentlich höhere Exporte stattfinden als dies in den teuren Stunden der Fall ist. Ein wichtiger Grund hierfür dürfte sein, dass in Stunden mit sehr geringem Börsenpreis ein Verkauf in das benachbarte Ausland zu ggf. höheren Preisen lohnenswert ist, während umgekehrt bei hohen Preisen im Inland ein Anreiz besteht, Strom aus dem Ausland zu importieren.

---

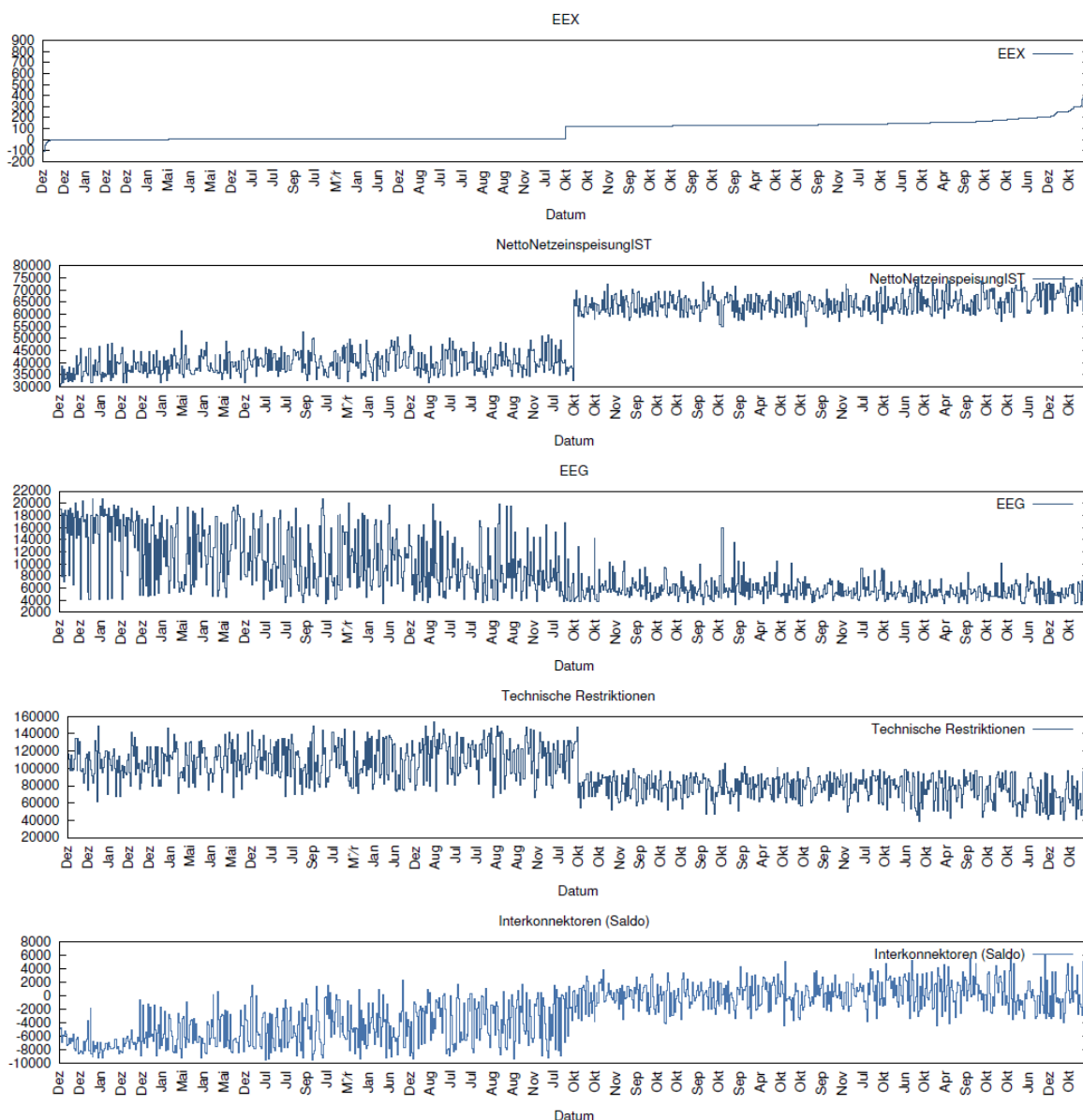
<sup>237</sup> Vgl. hierzu auch Abschnitt E.III.4.d).

<sup>238</sup> Vgl. hierzu auch Abschnitt E.III.4.d).

<sup>239</sup> Vgl. hierzu auch Abschnitt E.III.4.a).

<sup>240</sup> Vgl. hierzu auch Abschnitt E.III.2.a).

Abbildung 54: Die jeweils 500 Stunden mit den niedrigsten und höchsten MCP 2007 und 2008

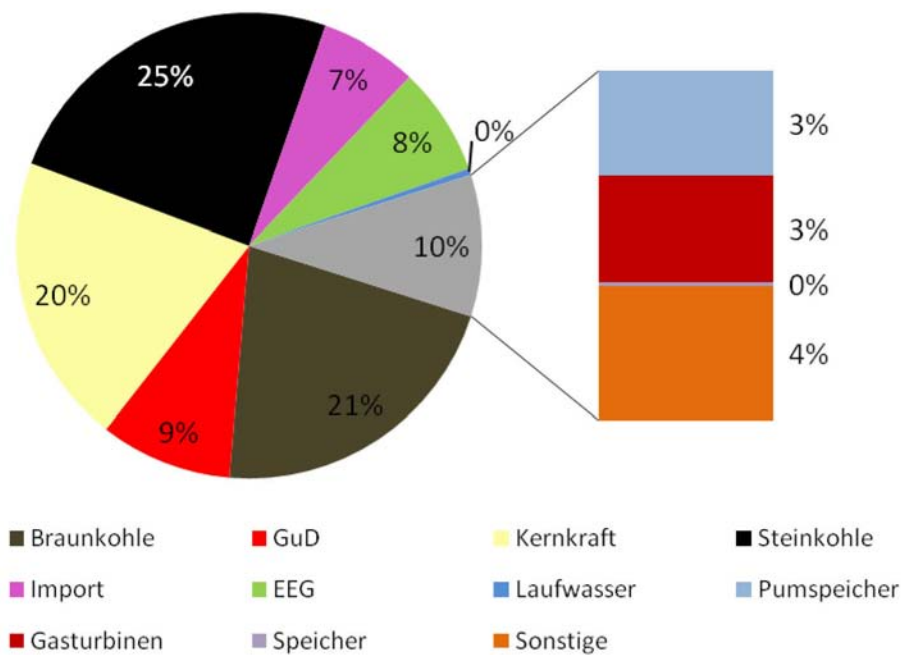


Quelle: eigene Darstellung

Die folgenden Darstellungen zeigen, in welchem Umfang die Kraftwerksarten, der EEG-Strom sowie die Importe zur Deckung der Last in den 500 Stunden mit den höchsten Day-Ahead-Spotmarktpreisen (Abbildung 55) und den 500 Stunden mit den niedrigsten Day-Ahead-Spotmarktpreisen (Abbildung 56) im Berichtszeitraum beitrugen. In den Stunden mit besonders hohen Börsenpreisen ist der Anteil von Spitzenlastkraftwerken an der Erzeugung deutlich größer. Insbesondere Gasturbinenkraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke werden verstärkt eingesetzt. Hinsichtlich des Kraftwerkseinsatzes betrifft die größte absolute Verschiebung zwischen Stunden mit sehr hohen und Stunden mit sehr niedrigen Börsenpreisen aber die Steinkohlekraftwerke. Hier wird wiederum deutlich, dass

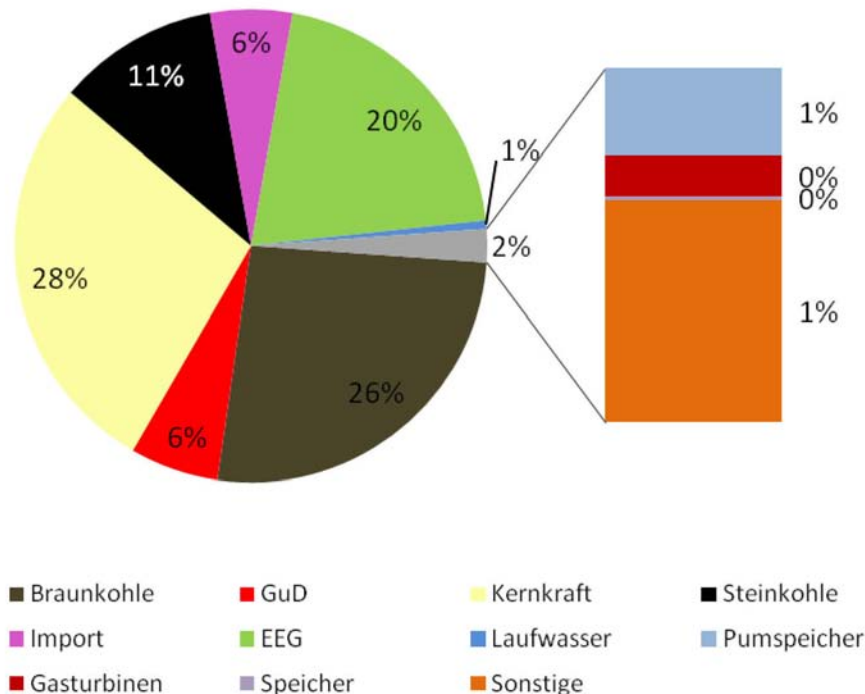
Lastschwankungen vor allem durch den dynamischen Einsatz dieser Kraftwerksart abgedeckt werden. Deutlich unterschiedlich ist auch das Aufkommen der Erzeugung aus erneuerbaren Energien. In Stunden mit niedrigen Börsenpreisen trägt der EEG-Strom mehr als doppelt so viel zur Lastdeckung bei wie in den teuersten Stunden. Ursache hierfür dürfte vor allem der Merit Order Effekt sein, der bei hoher EEG-Erzeugung tendenziell niedrigere Börsenpreisen zur Folge hat.

Abbildung 55: Erzeugung nach Kraftwerksarten in den 500 teuersten Stunden



Quelle: eigene Darstellung

Abbildung 56: Erzeugung nach Kraftwerksarten in den 500 billigsten Stunden



Quelle: eigene Darstellung

## 2. Technische Restriktionen und Vorhaltung von Regel- und Reserveenergie

Technische Restriktionen sowie die Vorhaltung von Regel- und Reserveenergie sind Gründe dafür, dass Erzeugungskapazitäten nicht dem Erstabsatzmarkt zur Verfügung stehen.<sup>241</sup> Sie können Ursache dafür sein, dass die Erzeugung eines Kraftwerksblockes unterhalb der Nettoleistung liegt. Im Rahmen der Sektoruntersuchung wurde daher abgefragt, welche Kapazitäten von technischen Restriktionen betroffen bzw. für die Vorhaltung von Regel- und Reserveenergie vorgesehen waren. Bei den insoweit ermittelten Kapazitäten wurde davon ausgegangen, dass sie eine Erzeugung unterhalb der Engpassleistung rechtfertigen und eine physische Kapazitätszurückhaltung daher nicht vorliegen kann. Entsprechend wurden diese Kapazitäten bei der Untersuchung der Erzeugungsdaten auf physische Kapazitätszurückhaltung außer Betracht gelassen. Die Belastbarkeit der Untersuchung hängt daher auch davon ab, ob die von den Unternehmen gemachten Angaben richtig sind.

<sup>241</sup> Darüber hinaus hat die Beschlussabteilung auch Nichtverfügbarkeiten aufgrund von Netzrestriktionen abgefragt. Da diese aber sehr gering sind (durchschnittlich rund 400 MW in den Jahren 2007 und 2008, d.h. weniger als 0,5 % der Gesamtnettoleistung) wurden diese Zahlen nicht weiter ausgewertet.



Im Folgenden werden die Daten der Unternehmen näher analysiert. Insbesondere wird analysiert, wie sich der Umfang der technischen Restriktionen und der Regel- bzw. Reservevorhaltung darstellt (auch im Zeitverlauf) und inwieweit die verschiedenen Kraftwerksarten hiervon tangiert sind. Dabei war es der Beschlussabteilung jedoch nicht möglich, die Unternehmensdaten im Einzelnen zu verifizieren.

### a) Technische Restriktionen

Technische Restriktionen können ein Grund dafür sein, dass ein Kraftwerk lediglich mit verminderter Leistung einspeist oder sogar völlig abgeschaltet wird. Sie können geplant oder ungeplant sein:

- **Geplante technische Restriktionen** sind die regelmäßig stattfindenden Revisionen, deren Beginn und Dauer üblicherweise mehr als vier Wochen vor Eintritt festgelegt wird.
- **Ungeplante technische Restriktionen** sind zum einen Nichtverfügbarkeiten aufgrund technischer Störungen (Kraftwerksausfälle). Insoweit kann zwischen disponiblen und nicht disponiblen Ausfällen unterschieden werden.<sup>242</sup> Als disponibel werden Ausfälle bezeichnet, deren Beginn um mehr als zwölf Stunden bis hin zu vier Wochen verschiebbar ist. Bei nicht disponiblen Ausfällen ist der Beginn nicht oder maximal um zwölf Stunden verschiebbar. Weitere Ursachen für ungeplante technische Restriktionen sind z.B. Kühlwassereinschränkungen oder eine außertemperaturbedingte Minderleistung.

#### aa) Schwierigkeiten im Rahmen der Datenerhebung

Die technischen Restriktionen waren von den Unternehmen im Erhebungsbogen „Kraftwerksbetrieb“ blockscharf für jede Viertelstunde der Jahre 2007 und 2008 anzugeben. Dabei war nicht nach geplanten und ungeplanten technischen Restriktionen zu unterscheiden. Die Gründe der technischen Restriktionen waren in einer Begleitdokumentation anzugeben.

Die Unternehmen sind bei der Zusammenstellung der Daten jedoch teilweise auf Schwierigkeiten gestoßen, da die erforderlichen Daten nicht immer in der gewünschten Detailliertheit vorlagen. So wurden von den Unternehmen insbesondere kurzfristige Nichtverfügbarkeiten nicht vollumfänglich dokumentiert. Bei einem der vier großen Erzeugungsunternehmen ist zusätzlich die Primärregelung in den technischen Restriktionen enthalten. Bei demselben Unternehmen wurde zudem die Blockleistung als technisch nicht verfügbare Leistung eingeordnet, wenn im Rahmen von Anfahrvorgängen die technisch bedingten Mindeststillstandszeiten einzuhalten waren.

---

<sup>242</sup> Vgl. VGB PowerTech e.V., Begriffe der Versorgungswirtschaft, Teil B Elektrizität und Fernwärme, Heft 3 Grundlagen und Systematik der Verfügbarkeitsermittlung von Wärmekraftwerken, 7. Ausgabe 2008, S. 16 f.

Darüber hinaus hat sich im Verlaufe der Untersuchung gezeigt, dass sich insbesondere bei wärmegeführten Heizkraftwerken und Pumpspeicherkraftwerken Besonderheiten ergeben, die nicht von allen Unternehmen auf gleiche Weise umgesetzt worden sind.

Bei wärmegeführten Heizkraftwerken kann es zu einer Minderleistung in Abhängigkeit zur jeweiligen Wärmeauskopplung kommen.<sup>243</sup> Entsprechende Nichtverfügbarkeiten wurden von den Unternehmen teilweise als technische Restriktionen eingeordnet, teilweise wurde dagegen die Nettoleistung entsprechend herabgesetzt.

Bei Pumpspeicherkraftwerken haben die befragten Unternehmen teilweise Nichtverfügbarkeiten, die sich aus dem Pumpbetrieb bzw. aus den jeweiligen Wasserpegelständen ergeben (insbesondere wenn der Speicherinhalt vollständig aufgebraucht ist), als technische Restriktionen ausgewiesen.

Die Angaben der Unternehmen zu technischen Restriktionen auch nur für einzelne Zeitpunkte und Kraftwerksblöcke nachzuvollziehen, wäre sehr aufwändig und war daher mit den Ressourcen der Beschlussabteilung nicht leistbar. Auch ist es ex post oft schwierig, Entscheidungen über die Abschaltung bzw. Einsenkung eines Kraftwerks nachzuvollziehen, da sie zumindest teilweise kurzfristig auf Zuruf und aufgrund spezieller Erfahrungswerte der handelnden Personen erfolgen. Vor diesem Hintergrund hat die Beschlussabteilung die Angaben zu technischen Restriktionen nicht im Einzelnen überprüfen können. Es kann daher nicht ausgeschlossen werden, dass Erzeugungsunternehmen die technischen Restriktionen überhöht ausgewiesen haben.

## **bb) Überblick über das Ausmaß technischer Restriktionen**

Im Jahresmittel waren im Jahr 2007 rund 24 % (durchschnittlich rund 22.000 MW) und im Jahr 2008 rund 25 % (durchschnittlich rund 24.000 MW) der in der Sektoruntersuchung erfassten Gesamtnettoleistung aufgrund technischer Restriktionen nicht verfügbar.<sup>244</sup>

Betrachtet man die vier großen Erzeugungsunternehmen und die übrigen Erzeuger (Fringe-Anbieter) getrennt, fällt auf, dass die Fringe-Anbieter einen etwas geringeren Anteil technischer Restriktionen aufwiesen als die vier großen Erzeugungsunternehmen. Während die vier großen Erzeugungsunternehmen im Jahr 2007 auf einen Anteil an technischen Restriktionen von rund 24 % kamen, lag der Anteil bei den Fringe-Anbietern bei rund 20 %. Im Jahr 2008 lag der Anteil technischer Restriktionen bei den vier großen Erzeugungsunternehmen bei rund 26 % und bei den Fringe-Anbietern bei rund 17 %.

In Hinblick auf die vier großen Erzeugungsunternehmen fällt auf, dass eines von ihnen einen deutlich niedrigeren Anteil technischer Restriktionen hat (2007 unter 15 %, 2008 unter 20 %). Ein wesentlicher

---

<sup>243</sup> Vgl. hierzu E.III.6.

<sup>244</sup> Kraftwerke, die sich im Testbetrieb befanden, wurden hierbei nicht berücksichtigt.

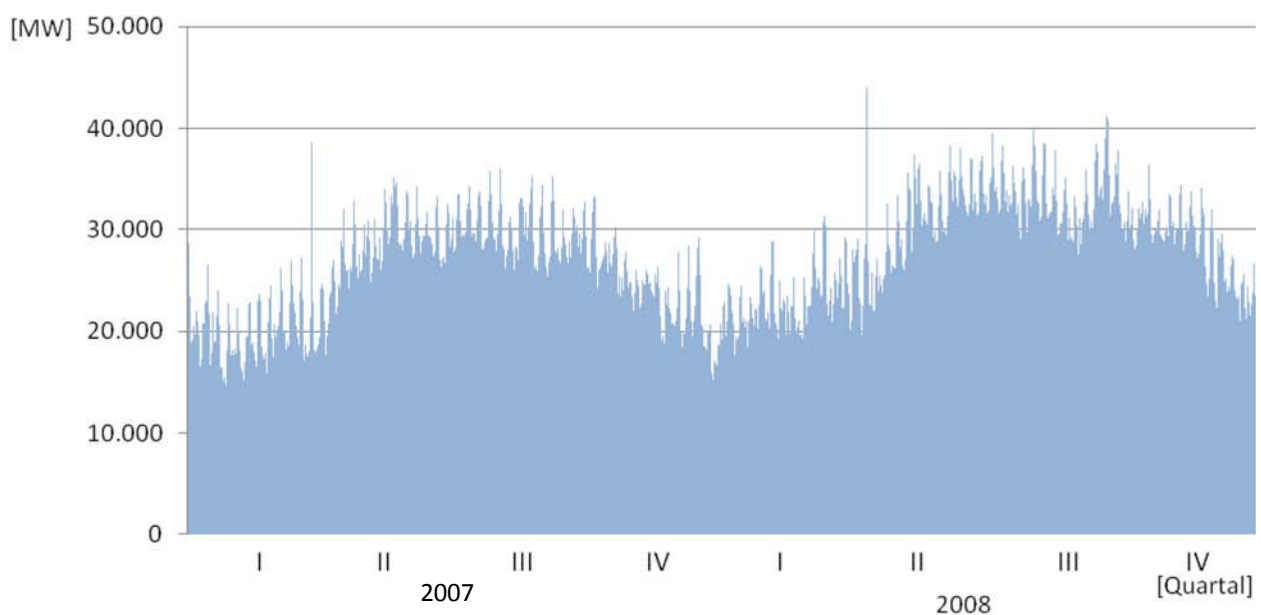
Grund hierfür scheint eine andere Vorgehensweise bei der Angabe der technischen Restriktionen bei Pumpspeicherkraftwerken zu sein.

Insgesamt erscheinen die Angaben zu den technischen Restriktionen hoch. Wie bereits ausgeführt, ist es jedoch auf der Grundlage der erhobenen Daten schwierig, die Gründe hierfür zu analysieren und die Daten einer eingehenden Prüfung zu unterziehen.

### cc) Technische Restriktionen im Jahresverlauf

Bei einer Betrachtung der technischen Restriktionen im Jahresverlauf zeigt sich, dass in der Tendenz in den Sommermonaten die Nichtverfügbarkeit aufgrund technischer Restriktionen höher ist als in den Wintermonaten. Dies erscheint nachvollziehbar, da Revisionen verstärkt in den nachfrageschwächeren Sommermonaten durchgeführt werden.

Abbildung 57: Technische Restriktionen in den Jahren 2007 und 2008



Quelle: eigene Darstellung

Auch bei einer gesonderten Betrachtung der vier großen Erzeugungsunternehmen und der Fringe-Anbieter lässt sich jeweils ein Ansteigen der technischen Restriktionen in den Sommermonaten beobachten.

### dd) Technische Restriktionen in Peak- und Off-Peak-Zeiten

Bei einer gesonderten Betrachtung von Peak- und Off-Peak-Zeiten zeigt sich, dass technische Restriktionen etwas verstärkt in Off-Peak-Zeiten auftreten. Dies dürfte damit zusammenhängen, dass aufschiebbare Reparaturen bei Kraftwerksausfällen nach Möglichkeit in Off-Peak-Zeiten vorgenommen werden.

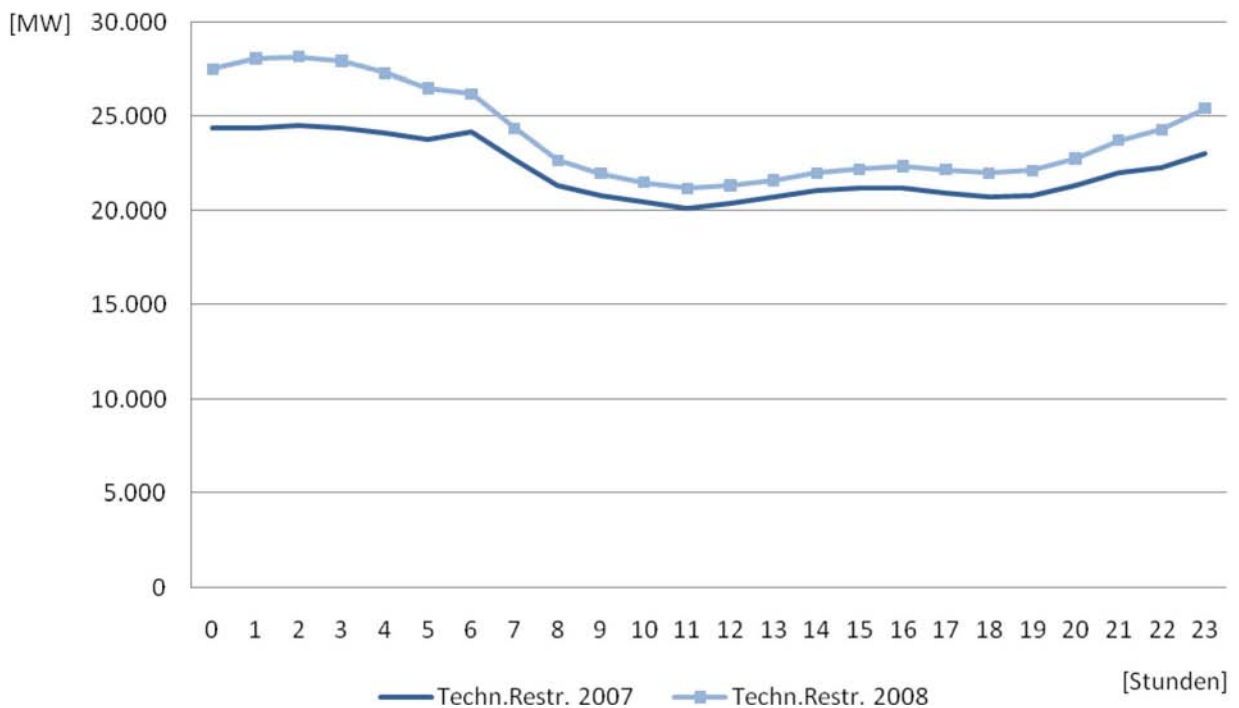
**Tabelle 23: Technische Restriktionen in Peak und Off-Peak-Zeiten in den Jahren 2007 und 2008**

	Durchschnittlich aufgrund technischer Restriktionen nicht verfügbare Leistung in MW	Anteil an der Gesamtnettoleistung in %
<b>2007</b>		
Off-Peak	23.700	25 %
Peak	19.000	20 %
<b>2008</b>		
Off-Peak	26.300	27 %
Peak	19.600	20 %

Dass technische Restriktionen verstärkt in Off-Peak-Zeiten auftreten, bestätigt sich auch, wenn man die vier großen Erzeugungsunternehmen und die Fringe-Anbieter jeweils getrennt betrachtet. Der Spread zwischen Off-Peak und Peak ist dabei aber unterschiedlich stark ausgeprägt.

Im Tagesverlauf stellen sich die technischen Restriktionen wie folgt dar:

Abbildung 58: Technische Restriktionen im Tagesverlauf in den Jahren 2007 und 2008



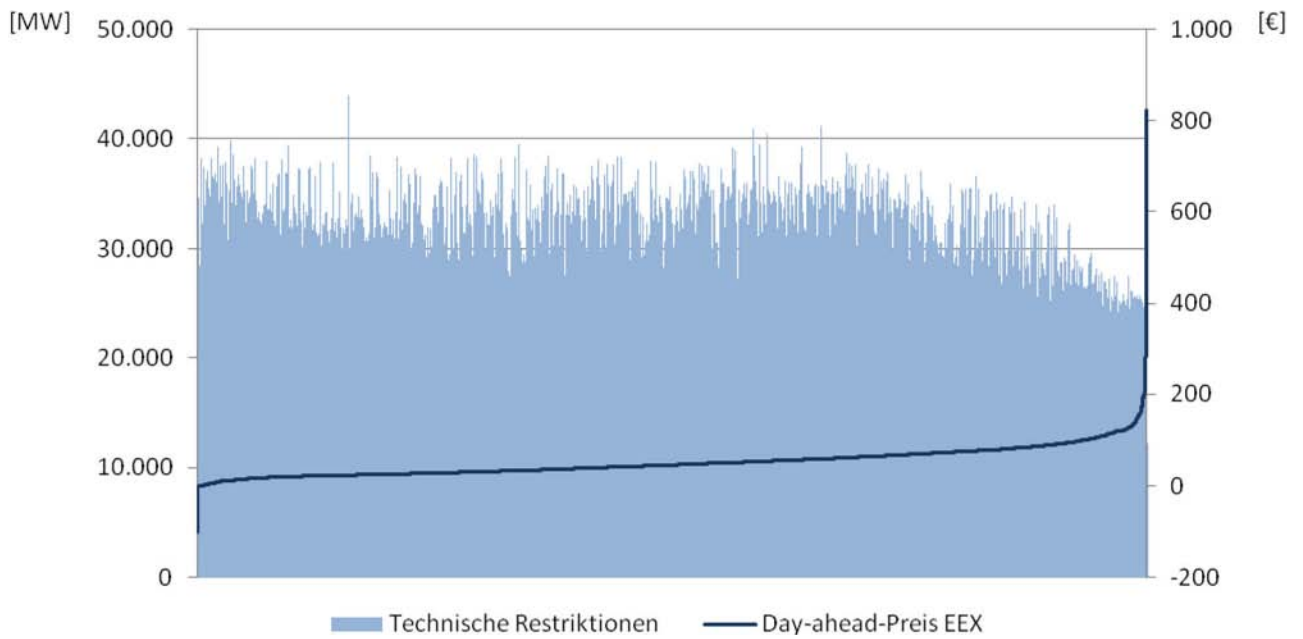
Quelle: eigene Darstellung

### ee) Technische Restriktionen und Spotmarktpreis

Zwischen den technischen Restriktionen und dem Day-Ahead-Preis der EEX lässt sich ein gewisser Zusammenhang erkennen. Tendenziell ist das Ausmaß an technischen Restriktionen geringer, wenn der Börsenpreis höher ist (Abbildung 59). Das Niveau der technischen Restriktionen ist in den 500 billigsten Stunden der Jahre 2007 und 2008 deutlich höher als in den 500 teuersten Stunden (Abbildung 60).

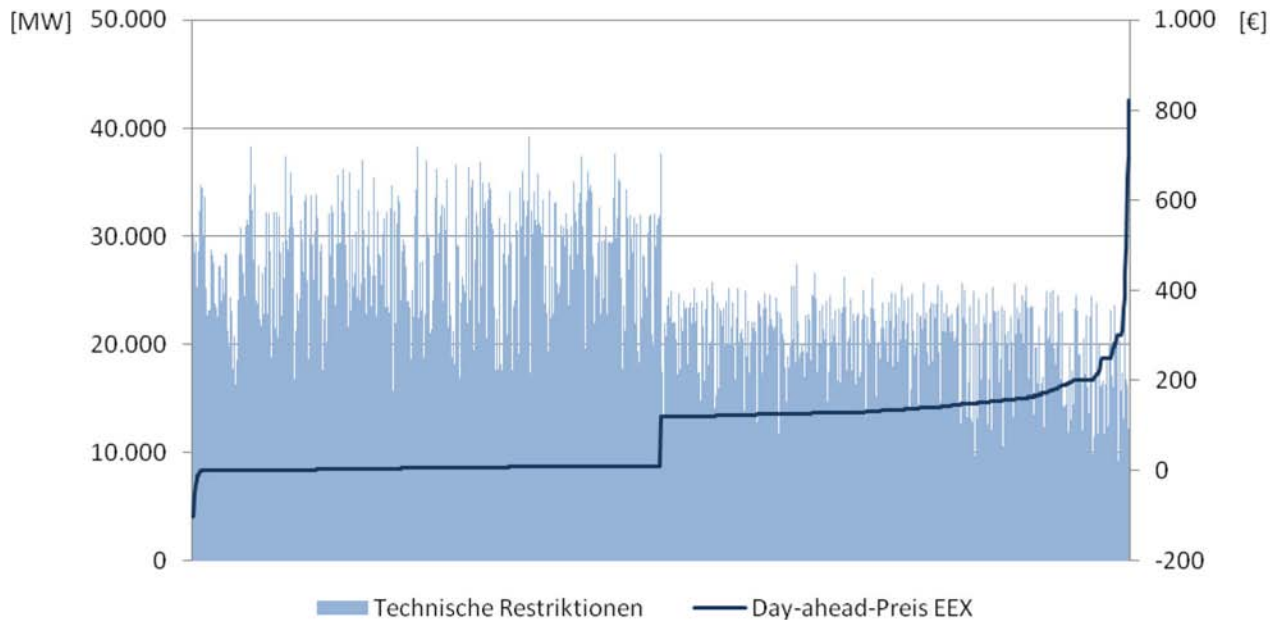
Der ursächliche Zusammenhang dürfte dabei in beide Richtungen gehen. Zum einen werden, wie bereits beschrieben, Revisionen und aufschiebbare Reparaturen nach Möglichkeit in Zeiten gelegt, in denen verhältnismäßig geringe Erlöse erwirtschaftet werden können. Zum anderen kann sich ein hohes Niveau technischer Restriktionen auch erhöhend auf den Spotpreis auswirken.

Abbildung 59: Zusammenhang von technischen Restriktionen und Day-Ahead-Preis der EEX in den Jahren 2007 und 2008



Quelle: eigene Darstellung

Abbildung 60: Technische Restriktionen in den 500 teuersten und billigsten Stunden der Jahre 2007 und 2008



Quelle: eigene Darstellung

Betrachtet man die vier großen Erzeugungsunternehmen und die Fringe-Anbieter getrennt, ist der Zusammenhang zwischen technischen Restriktionen und Spotpreis unterschiedlich stark ausgeprägt.

Ein Grund hierfür dürfte in der unterschiedlichen Zusammensetzung der Kraftwerksportfolios der Unternehmen liegen, da technische Restriktionen bei den verschiedenen Kraftwerksarten unterschiedlich ausgeprägt sind. Auf der Grundlage der vorhandenen Daten konnten die Gründe für die Unterschiede jedoch nicht im Einzelnen nachvollzogen werden.

#### ff) Betrachtung der unterschiedlichen Kraftwerksarten

Schlüsselt man die technischen Restriktionen nach den verschiedenen Kraftwerksarten auf, zeigt sich, dass sich das Niveau der technischen Restriktionen teilweise zwischen den Kraftwerksarten unterscheidet. Auch ist der Unterschied zwischen Peak- und Off-Peak-Zeiten unterschiedlich ausgeprägt.

**Tabelle 24: Technische Restriktionen der verschiedenen Kraftwerksarten im Jahr 2007**

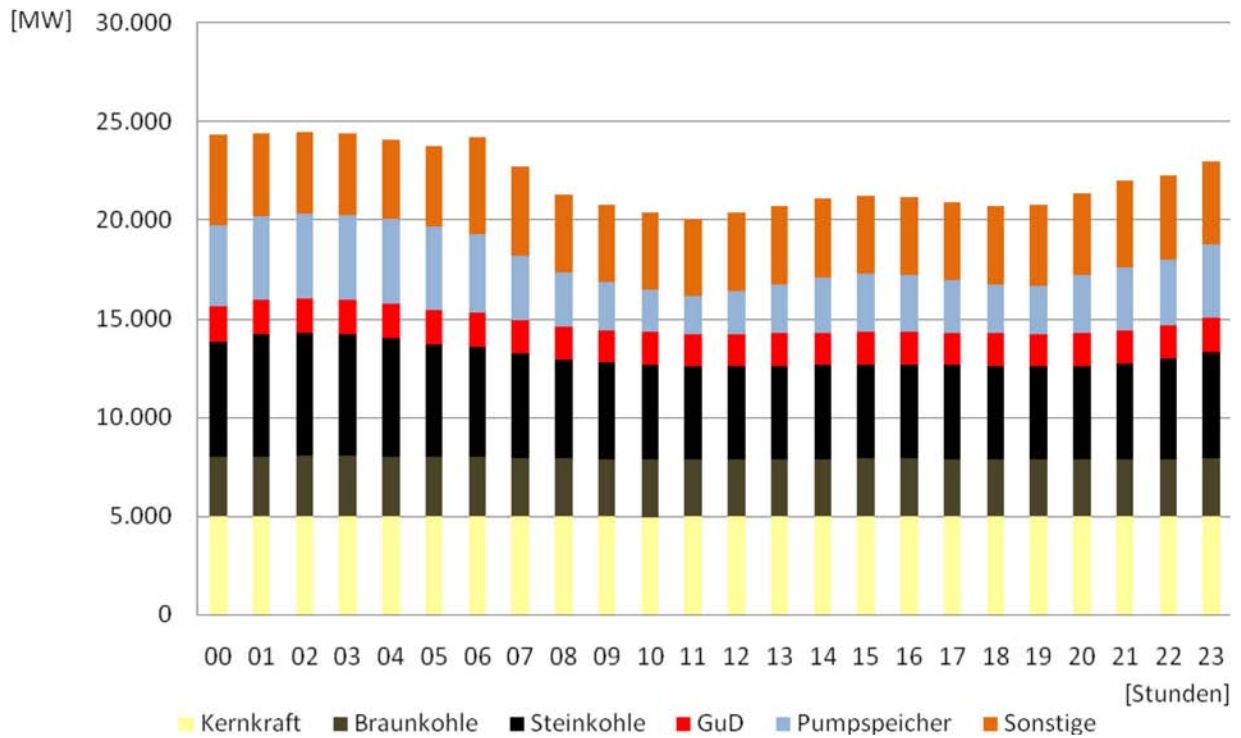
Kraftwerksart	Gesamtanteil	Anteil Peak	Anteil Off-Peak
Braunkohle	15 %	14 %	15 %
Kernenergie	25 %	25 %	25 %
Steinkohle	22 %	16 %	25 %
Gasturbine	26 %	25 %	26 %
GuD	21 %	19 %	22 %
Pumpspeicher	36 %	27 %	40 %
Sonstige	39 %	32 %	43 %

**Tabelle 25: Technische Restriktionen der verschiedenen Kraftwerksarten im Jahr 2008**

Kraftwerksart	Gesamtanteil	Anteil Peak	Anteil Off-Peak
Braunkohle	17 %	16 %	18 %
Kernenergie	21 %	21 %	21 %
Steinkohle	29 %	20 %	35 %
Gasturbine	23 %	20 %	24 %
GuD	19 %	17 %	21 %
Pumpspeicher	40 %	33 %	44 %
Sonstige	34 %	23 %	40 %

Im Tagesverlauf stellt sich die Verteilung der technischen Restriktionen auf die verschiedenen Kraftwerksarten wie folgt dar. Hierbei handelt es sich um eine durchschnittliche Betrachtung für das jeweilige Jahr.

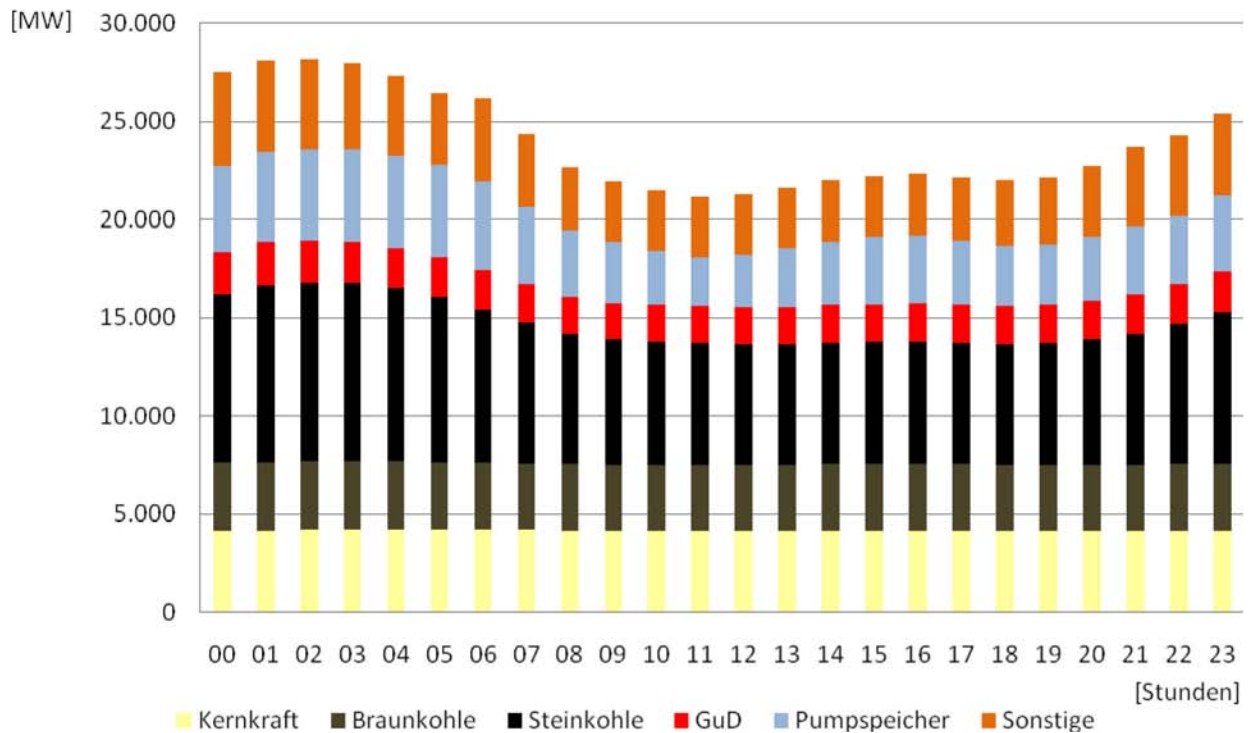
Abbildung 61: Durchschnittliche technische Restriktionen der verschiedenen Kraftwerksarten 2007 im Tagesverlauf



Quelle: eigene Darstellung



Abbildung 62: Durchschnittliche technische Restriktionen der verschiedenen Kraftwerksarten 2008 im Tagesverlauf



Quelle: eigene Darstellung

In Hinblick auf den hohen Wert bei den Pumpspeicherwerken ist auf die bereits erwähnte uneinheitliche Vorgehensweise der Unternehmen bei der Erstellung der Daten hinzuweisen. Hier hat ein Teil der Unternehmen Nichtverfügbarkeiten, die sich aus dem Pumpbetrieb bzw. aus den jeweiligen Wasserpegelständen ergeben (insbesondere wenn der Speicherinhalt vollständig aufgebraucht ist), als technische Restriktionen ausgewiesen. Der Anteil der technischen Restriktionen unterscheidet sich daher bei den Unternehmen erheblich. Der hier angegebene Mittelwert über alle Unternehmen hinweg ist daher nur sehr begrenzt aussagekräftig.

Bei Betrachtung der Anteile technischer Restriktionen fällt auf, dass diese nicht nur zwischen den verschiedenen Kraftwerksarten variieren, sondern es auch innerhalb der Kraftwerksarten Unterschiede zwischen den Jahren 2007 und 2008 gibt. Auffällig ist insoweit insbesondere, dass der Anteil technischer Restriktionen bei Steinkohlekraftwerken 2008 deutlich höher ist als 2007 (29 % gegenüber 22 %). Dabei betrifft die Steigerung der technischen Restriktionen verstärkt die Off-Peak-Stunden. Bei näherer Auswertung der Daten zeigt sich, dass der Anstieg der technischen Restriktionen bei Steinkohlekraftwerken ganz überwiegend auf gestiegene technische Restriktionen bei einem der vier großen Erzeugungsunternehmen zurückzuführen ist. Auf Nachfrage der Beschlussabteilung verwies das Unternehmen insoweit auf eine vermehrte Anzahl von Nichtverfügbarkeiten im Jahr 2008, die verschiedene Kraftwerksblöcke betrafen. Aufgrund der großen

Vielzahl der von den technischen Restriktionen betroffenen Zeitpunkte war es der Beschlussabteilung jedoch nicht möglich, dies näher zu untersuchen.

Auch zwischen den verschiedenen Unternehmen bestehen zum Teil erhebliche Unterschiede hinsichtlich der technischen Restriktionen in den verschiedenen Kraftwerksarten. So variiert z.B. der Anteil technischer Restriktionen im Jahr 2008 bei Kernkraftwerken zwischen 11 % und 82 % (2007 zwischen 7 % und 48 %). Bei anderen Kraftwerksarten sind die Unterschiede weniger stark, aber gleichwohl zum Teil erheblich. So variieren die Anteile technischer Restriktionen bei Braunkohlekraftwerken zwischen 9 % und 20 % im Jahr 2007 und zwischen 12 % und 21 % im Jahr 2008.

Bei einem Vergleich der Unternehmen stellt sich auch die Frage, ob es Anhaltspunkte dafür gibt, dass die Angaben einzelner Unternehmen zu technische Restriktionen überhöht sind. Ein Vergleich der Anteile der technischen Restriktionen zwischen den verschiedenen Unternehmen ist allerdings nur bedingt aussagekräftig, auch wenn man hierbei zwischen den verschiedenen Kraftwerksarten unterscheidet. Schließlich können Unterschiede zwischen den Unternehmen vielfältige Ursachen haben. So sind zum einen technische Restriktionen – zumindest teilweise – stochastisch verteilt. Gerade das Beispiel Kernkraftwerke zeigt, dass der Ausfall eines Blockes über einen längeren Zeitraum den Anteil der technischen Restriktionen erheblich steigern kann. Dieser kann aber im Folgejahr, wenn der Block wieder am Netz ist, wieder deutlich sinken. Die Anteile technischer Restriktionen sind daher teilweise erheblichen Fluktuationen unterworfen. Weiterhin wirkt sich der Zustand des jeweiligen Kraftwerksparks auf den Anteil der technischen Restriktionen aus. So kann der Anteil technischer Restriktionen z.B. erhöht sein, wenn das Kraftwerkportfolio vermehrt ältere Kraftwerke umfasst. Hinzu kommt schließlich, dass die Unternehmen die Angaben hinsichtlich der technischen Restriktionen uneinheitlich gehandhabt haben.

Ein Vergleich der Anteile technischer Restriktionen zwischen den verschiedenen Unternehmen erfordert daher immer eine detaillierte Analyse der Gründe für die jeweiligen Anteile, auch wenn man hierbei nach Kraftwerksarten differenziert. Allein mit Hilfe eines Benchmarking der Anteile technischer Restriktionen bei den verschiedenen Unternehmen ist es nicht möglich, die Unternehmensangaben zu technischen Restriktionen zu plausibilisieren.

### **gg) Technische Restriktionen in im Geld befindlichen Kraftwerken**

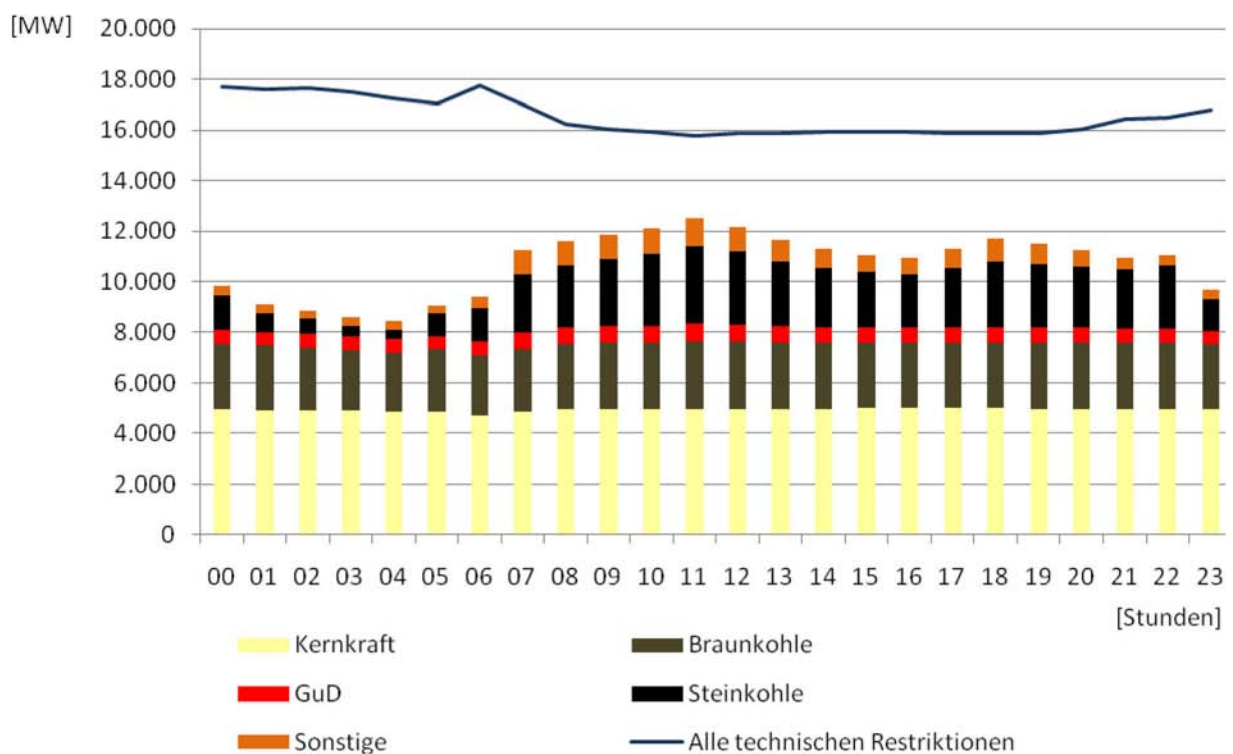
Technische Restriktionen wirken sich immer dann auf die Merit Order und damit auf den Stromgroßhandelspreis aus, wenn sie einen Kraftwerksblock betreffen, der im Geld ist. Denn dann hätten die betreffenden Kapazitäten, wären sie verfügbar gewesen, im Falle einer Vermarktung teurere Kapazitäten aus der Merit Order verdrängt. Technische Restriktionen in Kraftwerksblöcken, die im Geld sind, wirken sich daher unmittelbar auf den Strompreis aus.

Die Beschlussabteilung hat sich daher auch angesehen, inwieweit von den technischen Restriktionen Kraftwerksblöcke betroffen sind, die auf der Grundlage des Day-Ahead-Preises im Geld sind. Dabei wurden Pumpspeicherkraftwerke und wärmegeführte Heizkraftwerke aufgrund der uneinheitlichen Vorgehensweise der Unternehmen bei der Angabe der technischen Restriktionen und bei der Grenzkostenberechnung außer Betracht gelassen.

Insgesamt liegt der Anteil der technischen Restriktionen in Kraftwerksblöcken, die im Geld sind, an den gesamten technischen Restriktionen im Jahr 2007 bei 66 %, im Jahr 2008 bei 56 %.

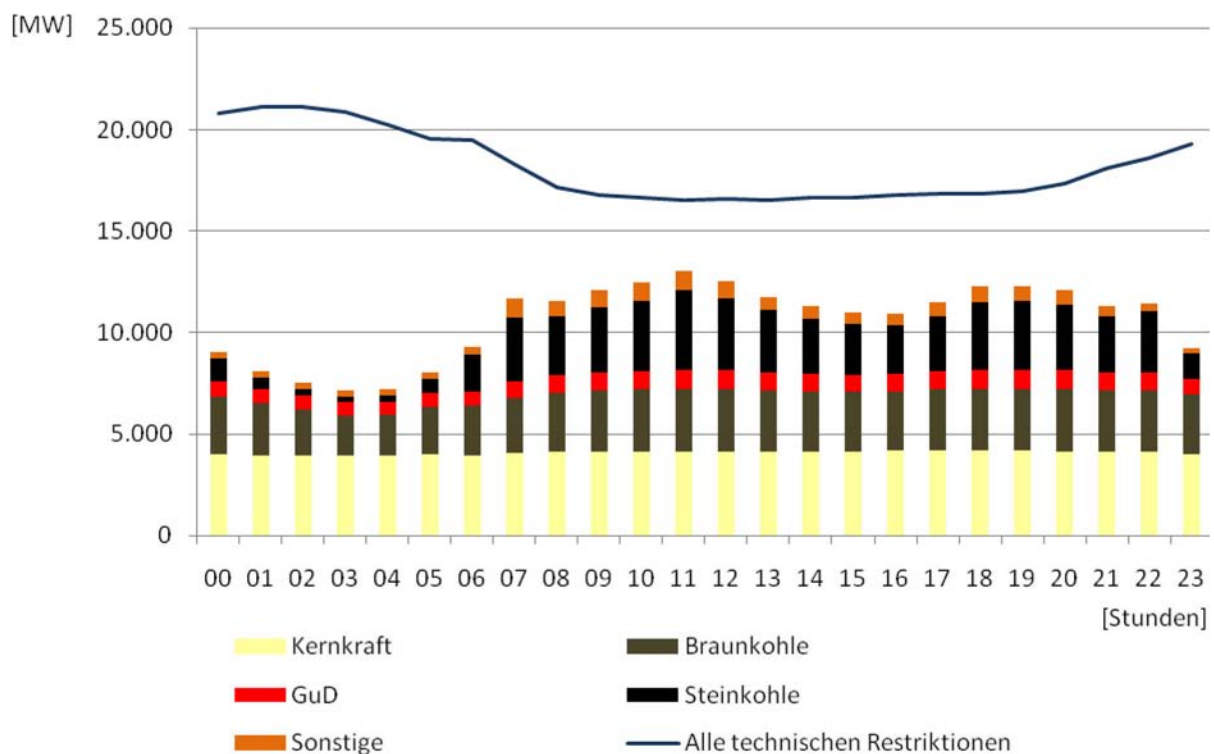
Im durchschnittlichen Tagesverlauf stellen sich die technischen Restriktionen, die Kraftwerke im Geld betreffen, wie folgt dar:

**Abbildung 63: Durchschnittliche technische Restriktionen in Kraftwerken, die im Geld sind, im Jahr 2007 (ohne Pumpspeicherkraftwerke und wärmegeführte Heizkraftwerke)**



Quelle: eigene Darstellung

Abbildung 64: Durchschnittliche technische Restriktionen in Kraftwerken, die im Geld sind, im Jahr 2008 (ohne Pumpspeicherkraftwerke und wärmegeführte Heizkraftwerke)



Quelle: eigene Darstellung

Es ist nachvollziehbar, dass technische Restriktionen zu einem signifikanten Anteil auch Kraftwerksblöcke betreffen, die im Geld sind. Zum einen betreffen Revisionen, die typischerweise länger andauern, auch immer Zeiten, in denen der Kraftwerksblock im Geld ist. Zum anderen sind ungeplante Ausfälle stochastisch verteilt und lassen sich nur bedingt aufschieben. Hinzu kommt, dass insbesondere Grundlastkraftwerke typischerweise auch in Off-Peak-Stunden im Geld sind, so dass bei diesen Kraftwerken von vornherein praktisch unmöglich ist, Reparaturen in Zeiten durchzuführen, in denen ein Block nicht im Geld ist. So liegt bei Braunkohlekraftwerken der Anteil technischer Restriktionen, die Kraftwerke im Geld betreffen, bei über 84 %, bei Kernkraftwerken sogar bei über 86 %.

Der Anteil technischer Restriktionen, die Kraftwerke im Geld betreffen, variiert demnach je nach Kraftwerksart aufgrund der unterschiedlichen Grenzkostenniveaus. Aber auch innerhalb der einzelnen Kraftwerksarten gibt es teilweise Unterschiede zwischen den einzelnen Erzeugungsunternehmen. Hier stellt sich wiederum die Frage, ob ein im Vergleich zu anderen Unternehmen erhöhter Anteil eines Unternehmens ein Indiz dafür sein kann, dass technische Restriktionen überhöht ausgewiesen wurden.

Selbst wenn bei einem Vergleich der Unternehmensdaten nach den verschiedenen Kraftwerksarten differenziert wird, ist ein solcher Vergleich jedoch nur begrenzt aussagekräftig. Schließlich können Unterschiede bei den technischen Restriktionen der Unternehmen vielfältige Ursachen haben (s.o.). Es zeigt sich auch, dass bei denselben Erzeugungsunternehmen die Werte von einem Jahr zum anderen teilweise erheblichen Fluktuationen unterworfen sind. Ein Vergleich der Anteile einzelner Unternehmen erfordert daher immer eine detaillierte Analyse der Gründe für die jeweiligen Anteile. Der Datenvergleich allein ergibt somit noch keine Anhaltspunkte dafür, dass technische Restriktionen überhöht ausgewiesen worden sind. Ebenso wenig lässt sich dies auf der Grundlage eines solchen Datenvergleichs ausschließen.

## **b) Regelenergie**

Kapazitäten, die von den Erzeugungsunternehmen als positive Regelenergie vermarktet worden sind, stehen dem Erstabsatzmarkt nicht zur Verfügung. Für die Wettbewerbsverhältnisse auf dem Erstabsatzmarkt ist es daher von Bedeutung, wie viele Kapazitäten als positive Regelenergie vorgehalten werden und in welchen Kraftwerksblöcken die Vorhaltung erfolgt.

### **aa) Schwierigkeiten im Rahmen der Datenerhebung**

Im Rahmen der Sektoruntersuchung wurde im Erhebungsbogen „Kraftwerksbetrieb“ abgefragt, wie viel positive Regelleistung von den Erzeugungsunternehmen in jeder Viertelstunde der Jahre 2007 und 2008 in welchem Kraftwerksblock vorgehalten wurde. Hierdurch sollte identifiziert werden, welche Kapazitäten der jeweiligen Blöcke nicht für den Erstabsatzmarkt zur Verfügung standen. Zwischen den verschiedenen Regelenergiearten wurde bei der Abfrage nicht differenziert.

Die Vorgabe, die Vorhaltung von Regelleistung blockscharf anzugeben, führte bei Unternehmen, die über ein Kraftwerksportfolio verfügen, teilweise zu Schwierigkeiten. Diese rührten daher, dass bei der Vermarktung von Regelenergie nicht Kapazitäten eines spezifischen Kraftwerksblocks verkauft werden, sondern nur die Vorhaltung einer bestimmten Leistung. Portfolioanbieter, die für die jeweils vermarktete Regelenergieart verschiedene präqualifizierte Kraftwerksblöcke zur Verfügung haben, haben daher die Wahl, welchen Kraftwerksblock sie letztlich für die Vorhaltung einsetzen. Die Auswahl, welcher Block Regelenergie vorhält, treffen sie erst kurzfristig im Rahmen der Optimierung des Kraftwerkseinsatzes. Typischerweise wird im Rahmen der Vortagsplanung festgelegt, welche Kraftwerksblöcke in welchem Umfang Regelenergie vorhalten. Teilweise erfolgen am Einsatztag noch Änderungen (aus technischen Gründen sowie aus Gründen der Kostenoptimierung). Kurzfristige Änderungen der Vorhaltung wurden von den Unternehmen jedoch nicht immer nachgehalten und sind daher nicht vollständig in den dem Bundeskartellamt zur Verfügung stehenden Daten enthalten.

Bei der Minutenreserve ist eine weitere Besonderheit, dass die Portfolioanbieter hier erst im Abruffall entscheiden, welcher Kraftwerksblock die Regelarbeit tatsächlich erbringt. Im Falle eines Abrufs positiver Minutenreserve werden häufig eingeschaltete Kraftwerksblöcke eingesetzt, die sich im Teillastbetrieb befinden und freie Leistung haben. Dies geschieht unabhängig davon, welcher Kraftwerksblock für die Vorhaltung vorgesehen war. Insofern kann es dazu kommen, dass Anlagen Minutenreserve erbringen, obwohl sie dafür nicht in der planmäßigen Vorhaltung waren. Die Aussage, welche Kraftwerksblöcke Regelleistung in Form der Minutenreserve vorhalten, lässt daher keine Rückschlüsse auf die tatsächlich eingesetzten Kraftwerksblöcke zu.

Einige Unternehmen schließlich halten die Minutenreserve in einem „Pool“ gemeinsam mit der Ausfallreserve und der EEG-Reserve vor. Dabei wird lediglich gewährleistet, dass insgesamt ausreichend freie Leistung für Regel- und Reservezwecke vorgehalten wird. Eine blockscharfe Zuordnung von Minutenreserve, EEG-Reserve und Ausfallreserve erfolgt zunächst nicht. Erst im Bedarfsfall wird die Zuordnung zu den Blöcken wirtschaftlich optimiert. Im Rahmen der Datenerhebung für die Sektoruntersuchung wurde die Regel- und Reserveleistung in diesen Fällen von den Unternehmen nachträglich synthetisch auf die Kraftwerksblöcke umgelegt.

Sowohl die kurzfristige Änderung der für Regelzwecke eingesetzten Kraftwerksblöcke wie auch die Pool-Vorhaltung sind ökonomisch durchaus nachvollziehbar. Vereinfacht gesagt dienen sie dazu, dass für die Vorhaltung zunächst möglichst teure Kraftwerke vorgesehen werden, damit günstigere Kraftwerke im Großhandel vermarktet werden können. Kurzfristig werden dann aber verfügbare (weil nicht ganz ausgelastete) günstigere Kraftwerke eingesetzt. Dies sollte sich preisdämpfend auf die Kosten der Regelleistung auswirken und wird von Seiten der Beschlussabteilung grundsätzlich nicht beanstandet.

Im Rahmen der vorliegenden Datenerhebung führten diese Besonderheiten bei der Vorhaltung positiver Regelleistung jedoch zu Inkonsistenzen und Unschärfen in den erhobenen Daten. Da die Daten der Vorhaltung nicht immer dem letzten Stand entsprachen, im Nachhinein synthetisch modelliert wurden bzw. die Regelarbeit nicht von Kraftwerken erbracht wurde, die für die Vorhaltung vorgesehen waren, kam es teilweise dazu, dass die von den Unternehmen angegebene Nettoleistung nicht der Summe der Einzelkomponenten „nicht verfügbare Leistung aufgrund Netzrestriktionen“, „nicht verfügbare Leistung aufgrund technischer Restriktionen“, „Netto-Netzeinspeisung“, „Regelleistungsvorhaltung“ und „Reserveleistungsvorhaltung“ entsprach.<sup>245</sup> Hierdurch und durch die teilweise synthetische Ermittlung der Daten, war es für die Beschlussabteilung nicht möglich, die Daten im Einzelnen zu plausibilisieren. Es kann daher nicht ausgeschlossen werden, dass Erzeugungsunternehmen die Vorhaltung von Regelleistung in einzelnen Kraftwerksblöcken überhöht ausgewiesen haben.

## bb) Umfang der positiven Regelennergievorhaltung

Auf der Grundlage der im Rahmen der Sektoruntersuchung erhobenen Daten hielten die Erzeugungsunternehmen sowohl im Jahr 2007 als auch im Jahr 2008 knapp 6.000 MW an positiver Regelleistung vor. Der Vergleich mit den von den Übertragungsnetzbetreibern in diesen Jahren ausgeschrieben Mengen (6.450 – 7.431 MW in 2007 und 6.188 - 7.151 MW in 2008)<sup>246</sup> zeigt, dass im Rahmen der Sektoruntersuchung nicht die gesamte Vorhaltung erfasst wurde.

Ein Grund hierfür ist zunächst, dass nicht alle Anbieter positiver Regelleistung von der Sektoruntersuchung erfasst wurden. So halten auch österreichische Anbieter, die im Rahmen der Sektoruntersuchung nicht befragt wurden, Regelleistung vor. Zudem waren Verbrauchseinheiten nicht von der Sektoruntersuchung erfasst. Darüber hinaus waren nicht alle Unternehmen in der Lage, die Daten zur Regelleistungsvorhaltung entsprechend der Vorgaben der Beschlussabteilung anzugeben. So ist bei einem der vier großen Erzeugungsunternehmen die Primärregelung nicht enthalten, bei einem weiteren ist die Windausgleichsreserve zusätzlich enthalten. Darüber hinaus wurden von kleineren Anbietern vereinzelt negative Werte angegeben. Die bereits beschriebenen Schwierigkeiten vieler Unternehmen, die Regelleistung blockscharf anzugeben, dürfte dagegen bei der Betrachtung der Regelleistungsvorhaltung über das gesamte Kraftwerksportfolio hinweg, keine Rolle spielen. Ob es darüber hinaus weitere Gründe dafür gibt, dass die im Rahmen der Sektoruntersuchung ermittelte positive Regelennergievorhaltung nicht der ausgeschrieben Leistung entspricht, kann die Beschlussabteilung derzeit nicht einschätzen.

In Hinblick auf die von den Unternehmen jeweils insgesamt vorgehaltene Regelleistung ist aufgefallen, dass bei einigen Unternehmen die aggregierte Vorhalteleistung aller Blöcke innerhalb der kleinsten Ausschreibungszeiträume der Regelennergie (d.h. innerhalb der Zeitscheiben à vier Stunden bei der Minutenreserve) teilweise schwankt. Die Schwankungen waren bei den Unternehmen unterschiedlich stark ausgeprägt und betragen bis zu mehreren hundert MW. Die Unternehmen haben hierfür unterschiedliche Gründe angeführt, insbesondere:

- Die Intraday-Änderungen der Leistungsvorhaltung würden nur teilweise in den Fahrplänen dokumentiert.
- Bei der Vorhaltung der Primärregelung könne nicht immer die exakt vermarktete Leistung pro Block vorgehalten werden. Bei Beteiligung eines Blockes an der Primärregelung könne aus technischen Gründen nur die vollständige Primärregelung des Blockes vorgehalten werden, eine anteilige Vorhaltung sei nicht möglich. Es komme dadurch häufig zur Übererfüllung.

---

<sup>245</sup> Sog. KB9-Regel, vgl. hierzu Abschnitt E.I.4.a).

<sup>246</sup> Vgl. Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2009, S. 35 und Monitoringbericht 2008, S.48.

- Bei der synthetischen Herleitung der blockscharfen Vorhalteleistung von Minutenreserve komme es zu Unschärfen. So lasse sich nicht ausschließen, dass in Einzelfällen in der Vorhalteleistung die abgerufene Minutenreserve rechnerisch nicht berücksichtigt werden könne.
- Die positive Regelleistung der Pumpen bei Pumpspeicherkraftwerken sei nicht in den Daten enthalten.
- In kritischen Netzsituationen werde in Abstimmung mit dem Übertragungsnetzbetreiber zeitweise die Vorhaltung und Erbringung der Regelleistung abgemeldet, um zusätzliche Leistungsabsenkungen der Kraftwerke einer Regelzone zu erzielen.

Zur Verifizierung der Angaben zur Regelleistungsvorhaltung wäre es denkbar, die Daten mit den Ergebnissen der Regelenergieauktionen abzugleichen. Vor dem Hintergrund der dargestellten zahlreichen Besonderheiten und Unschärfen bei den erhobenen Daten wäre ein unternehmensindividueller ex-post Abgleich für die einzelnen Viertelstunden der Jahre 2007 und 2008 jedoch extrem aufwändig, da im Falle der vermutlich zahlreichen Abweichungen in jedem Einzelfall die entsprechenden Gründe nachvollzogen werden müssten. Dies war mit den Ressourcen der Beschlussabteilung bisher nicht leistbar. Im Rahmen der geplanten Markttransparenzstelle, die tagesaktuelle Daten erhebt, könnten die Angaben zur Regelleistungsvorhaltung jedoch täglich mit den Ergebnissen der Regelenergieauktionen abgeglichen und Abweichungen kurzfristig nachvollzogen werden.

Bei den für die Jahre 2007 und 2008 erhobenen Werten ist schließlich noch zu beachten, dass sich der Umfang der von den Übertragungsnetzbetreibern ausgeschriebenen Regelenergie mittlerweile deutlich verringert hat. Zum einen hat die Bundesnetzagentur im Jahr 2008 die Höhe der vorgehaltenen Sekundärregel- und Minutenreserveleistung gutachterlich überprüfen lassen.<sup>247</sup> Das Gutachten entwickelte eine einheitliche Berechnungsmethodik für die Höhe der vorzuhaltenden Regelleistung. Im Zuge der Umsetzung dieser Methodik konnte die Vorhalteleistung von den Übertragungsnetzbetreibern zum Teil reduziert werden. Zum anderen haben die Übertragungsnetzbetreiber in den Jahren 2007 und 2008 den Ausgleich von Leistungsungleichgewichten noch eigenverantwortlich für ihre jeweilige Regelzone und unabhängig von den anderen Übertragungsnetzbetreibern vorgenommen. Mittlerweile hat die Bundesnetzagentur den Übertragungsnetzbetreibern aufgegeben, einen Netzregelverbund zu bilden.<sup>248</sup> Hierdurch wird das Gegeneinanderregeln vermieden und so die vorzuhaltende Regelleistung reduziert.

---

<sup>247</sup> Vgl. Consentec, Gutachten zur Höhe des Regelenergiebedarfs, Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur vom 10.12.2008, abrufbar unter <http://www.bundesnetzagentur.de/cae/servlet/contentblob/102556/publicationFile/5861/Gutachten%20zur%20H%C3%B6he%20des%20Regelenergiebedarfes.pdf>.

<sup>248</sup> Vgl. Bundesnetzagentur, Beschluss vom 16.3.2010, Az. BK6-08-111.



### cc) Anbieterstruktur

Die durchschnittliche Vorhaltung der vier großen Erzeugungsunternehmen betrug im Jahr 2007 insgesamt 5.750 MW (96 % der von der Sektoruntersuchung erfassten Regelleistungsvorhaltung) und im Jahr 2008 rund 5.600 MW (94 % der von der Sektoruntersuchung erfassten Regelleistungsvorhaltung).

Die Situation der Fringe-Anbieter stellte sich wie folgt dar: Im Jahr 2007 haben elf der befragten Erzeugungsunternehmen in insgesamt 27 Kraftwerksblöcken positive Regelleistung vorgehalten. Im Jahr 2008 haben fünfzehn der befragten Erzeugungsunternehmen in insgesamt 33 Kraftwerksblöcken positive Regelleistung vorgehalten.

Obwohl die Daten aufgrund der beschriebenen Unzulänglichkeiten nicht den gesamten Regelenergiemarkt widerspiegeln, zeigt sich sehr deutlich, dass die vier großen Erzeugungsunternehmen in den Jahren 2007 und 2008 gemeinsam einen Großteil des Marktes abgedeckt haben. Dies entspricht den Erkenntnissen der Bundesnetzagentur, die im Monitoringbericht 2009 festgestellt hat, dass es in den Jahren 2007 und 2008 nur fünf bzw. sechs Anbieter von Primär- und Sekundärregelung gab.<sup>249</sup> Hinsichtlich der Minutenreserve hat das WIK in einer Studie gezeigt, dass der Markt im Jahr 2008 durch ein enges Oligopol der vier großen Anbieter gekennzeichnet war.<sup>250</sup>

Es bleibt abzuwarten, inwieweit die Einführung des Netzregelverbands sowie die von der Bundesnetzagentur geplanten Änderungen des Ausschreibungsdesigns zu einer Verbesserung der Wettbewerbsstruktur führen. Dabei behält sich das Bundeskartellamt vor, die Wettbewerbsverhältnisse auf den Regelenergiemärkten – unter Berücksichtigung der genannten Entwicklungen - näher zu untersuchen. Im Fokus würde bei einer solchen Untersuchung insbesondere das Angebotsverhalten der vier großen Erzeugungsunternehmen stehen, das – sollte eine Marktbeherrschung zu bejahen sein – der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht unterfällt. Eine solche Untersuchung der Wettbewerbsverhältnisse könnte auch im Rahmen der geplanten Markttransparenzstelle erfolgen.

### dd) Vorhaltung von Regelenergie und Kraftwerkseinsatz

Für die Verfügbarkeit von Kapazitäten auf dem Erstabsatzmarkt ist nicht nur entscheidend, wie viele Kapazitäten durch die Vorhaltung von Regelenergie gebunden sind, sondern auch, welche Kraftwerke hierfür eingesetzt werden. Denn hiervon hängt ab, inwieweit sich die Bindung von Kraftwerkskapazitäten durch die Vorhaltung von Regelenergie auf die Merit Order auswirkt. Insoweit

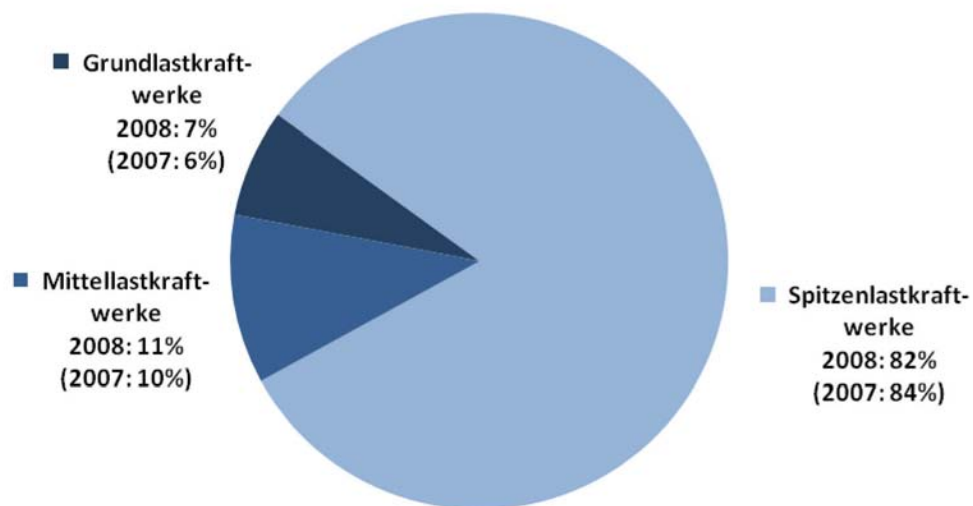
<sup>249</sup> Vgl. Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2009, S. 35.

<sup>250</sup> Vgl. WIK, Marktmachtanalyse für den deutschen Regelenergiemarkt, Gutachten vom April 2010.

stellt sich auch die Frage, ob es Anhaltspunkte dafür gibt, dass missbräuchlich zurückgehaltene Kapazitäten als Regelleistungsvorhaltung ausgewiesen wurden.

Die Auswertung der im Rahmen der Sektoruntersuchung erhobenen Daten ergibt, dass in den Jahren 2007 und 2008 über 80 % der Vorhaltung positiver Regelenergie durch Spitzenlastkraftwerke erfolgte. Dabei wird der Großteil der Vorhalteleistung von Pumpspeicherkraftwerken und Gasturbinen bereit gestellt (zusammen knapp 70 %). Im Einzelnen stellt sich die Verteilung der Vorhalteleistung auf die verschiedenen Kraftwerkstypen und –arten wie folgt dar:

**Abbildung 65: Verteilung der Vorhaltung von positiver Regelenergie auf die verschiedenen Kraftwerkstypen**



Quelle: eigene Darstellung

Tabelle 26: Verteilung der Vorhaltung von positiver Regellenergie auf die verschiedenen Kraftwerksarten<sup>251</sup>

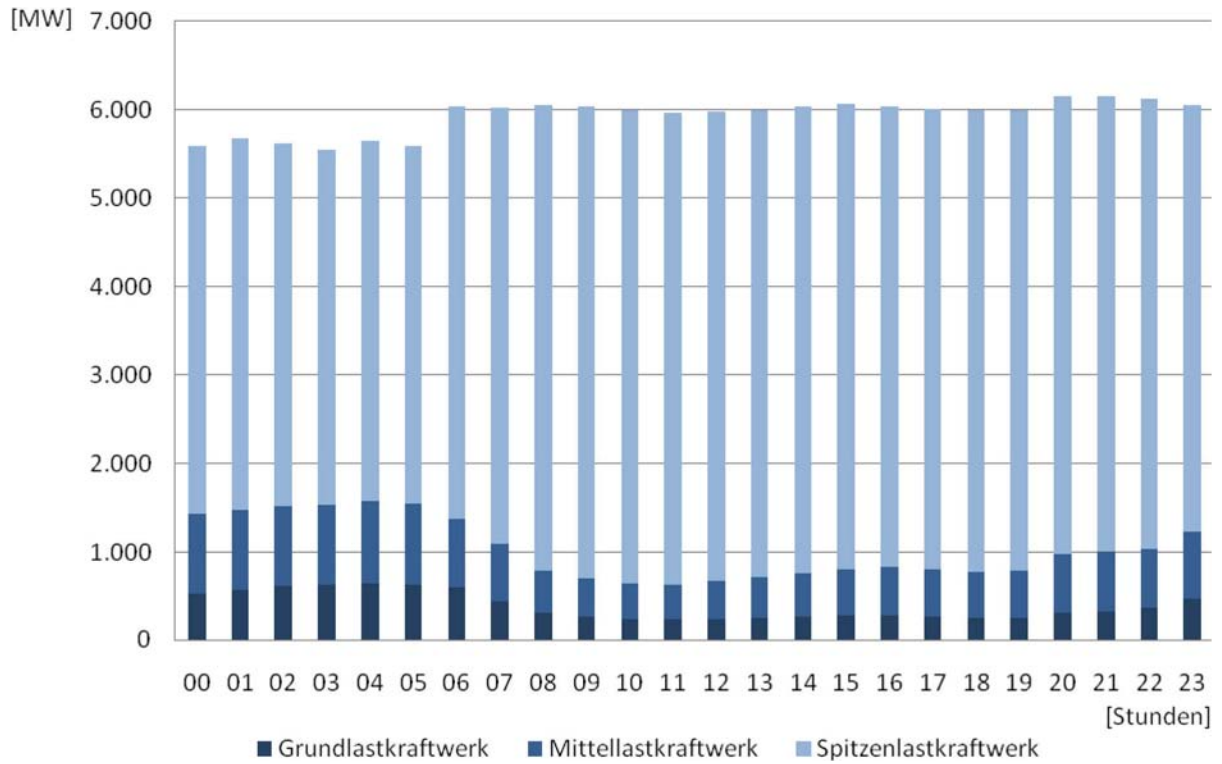
	2007	2008
Pumpspeicher	48 %	45 %
Gasturbine	20 %	24 %
Steinkohle	11 %	12 %
GuD	9 %	8 %
Speicherkraft	2 %	3 %
Braunkohle	2 %	2 %
Kernkraft	<1 %	<1 %
Sonstige	8 %	7 %

Bei einer gesonderten Betrachtung von Peak- und Off-Peak-Zeiten zeigt sich, dass der Anteil der Spitzenlastkraftwerke in Peak-Zeiten höher ist (rund 90 %) als in Off-Peak-Zeiten (rund 80 %). Auch bei der Verteilung auf die verschiedenen Kraftwerksarten verschieben sich die Zahlen etwas. So ist insbesondere der Anteil von Pumpspeicherkraftwerken in Peak-Zeiten etwas überdurchschnittlich und in Off-Peak-Zeiten unterdurchschnittlich (im Jahr 2007 55 % in Peak-Zeiten gegenüber 44 % in Off-Peak-Zeiten und im Jahr 2008 50 % in Peak-Zeiten gegenüber 41 % in Off-Peak-Zeiten). Der Anteil von Steinkohlekraftwerken ist dagegen in Off-Peak-Zeiten höher als in Peak-Zeiten (etwa 15 % in Off-Peak-Zeiten gegenüber 5 bzw. 6 % in Peak-Zeiten). Der Anteil der Gasturbinen sowie von GuD-Kraftwerken ist in beiden Jahren in Peak- und Off-Peak-Zeiten jeweils etwa gleich.

Betrachtet man die durchschnittliche positive Regelleistungsvorhaltung im Tagesverlauf zeigt sich für das Jahr 2008 folgendes Bild:

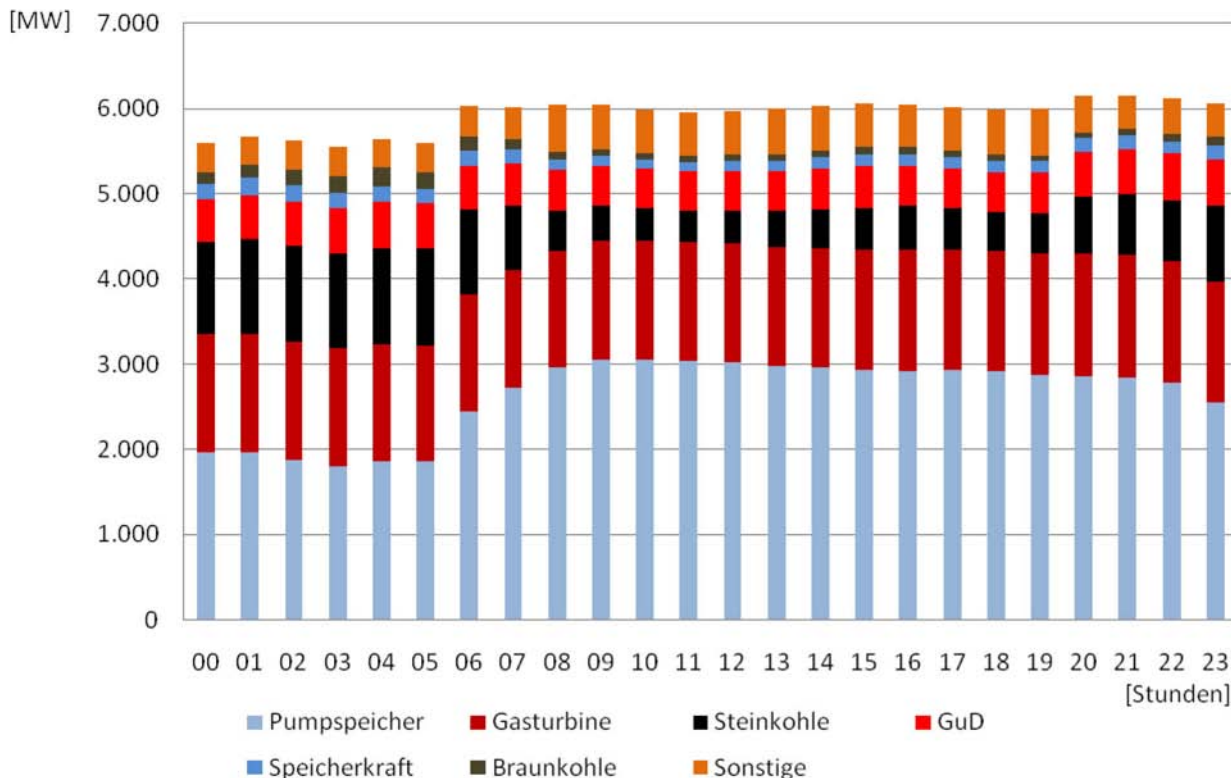
<sup>251</sup> Aufgrund von Rundungsungenauigkeiten ergeben die einzelnen Werte der Tabelle nicht genau 100 %.

Abbildung 66: Durchschnittliche positive Regelleistungsvorhaltung 2008 nach Kraftwerkstypen im Tagesverlauf



Quelle: eigene Darstellung

Abbildung 67: Durchschnittliche positive Regelleistungsvorhaltung 2008 nach Kraftwerksarten im Tagesverlauf



Quelle: eigene Darstellung

Auch wenn bei den vorangehenden Auswertungen die beschriebenen Schwierigkeiten im Rahmen der Datenerhebung berücksichtigt werden müssen, lässt sich den Auswertungen entnehmen, dass ein Großteil der Vorhaltung von positiver Regelleistung in teuren Spitzenlastkraftwerken erfolgt. Grund- und Mittellastkraftwerke dagegen sind nur in vergleichsweise geringem Umfang durch die Vorhaltung von positiver Regelleistung gebunden. Der Anteil der Grund- und Mittellastkraftwerke, die positive Regelleistung vorhalten, sinkt sogar noch in Peak-Zeiten.

Dieser Befund zeigt, dass die Vorhaltung positiver Regelleistung verstärkt in „teuren“ Kraftwerken erfolgt. Das heißt, dass insbesondere „teurere“ Kraftwerke durch die Vorhaltung positiver Regelleistung „blockiert“ werden und nicht im Stromhandel eingesetzt werden können. Die „günstigeren“ Kraftwerke sind dagegen deutlich seltener durch die Vorhaltung positiver Regelleistung dem Stromgroßhandel entzogen sind. Dies zeigt sich auch in der folgenden Auswertung des Anteils der Vorhaltung positiver Regelleistung an der Nettoleistung bei den unterschiedlichen Kraftwerksarten.

Tabelle 27: Anteil der Vorhaltung positiver Regelleistung an der Nettoleistung

	Peak		Off-Peak	
	2007	2008	2007	2008
Pumpspeicher	39 %	34 %	29 %	27 %
Gasturbine	21 %	25 %	20 %	24 %
GuD	5 %	5 %	6 %	6 %
Steinkohle	1 %	1 %	4 %	4 %
Braunkohle	<1 %	<1 %	1 %	1 %
Kernkraft	<1 %	<1 %	<1 %	<1 %
Sonstige	11 %	10 %	8 %	6 %

Der überwiegende Einsatz von Spitzenlastkraftwerken für die Vorhaltung positiver Regelleistung ist ökonomisch nachvollziehbar und sinnvoll. Es macht Sinn, für die Vorhaltung positiver Regelleistung nach Möglichkeit Kraftwerke vorzusehen, die im Stromgroßhandel keine oder vergleichsweise geringe Deckungsbeiträge erzielen können.

Es ist allerdings nicht möglich, die Vorhaltung positiver Regelenergie ausschließlich in Kraftwerken vorzunehmen, die ohnehin nicht im Geld sind. Denn die Vorhaltung muss auch dem Umstand Rechnung tragen, dass die Regelleistung im Bedarfsfall entsprechend der Anforderungen an die jeweilige Regelenergieart abrufbar ist. Zudem müssen die eingesetzten Blöcke entsprechend präqualifiziert sein.

Insoweit hängt es auch von der jeweiligen Regelenergieart ab, in welchen Kraftwerken hierfür die Vorhalteleistung erbracht wird. Da diese unterschiedliche Anforderungsprofile haben, werden für sie teilweise unterschiedliche Kraftwerksarten eingesetzt bzw. bestimmte Kraftwerksarten werden verstärkt für bestimmte Regelenergiearten eingesetzt. So kann positive Primär- und Sekundärregelung, die sehr schnell abrufbar sein muss, grundsätzlich nur aus Kraftwerken erbracht werden, die sich im Teillastbetrieb befinden.<sup>252</sup> Hier kann es wirtschaftlich vertretbar sein, Blöcke für die Vorhaltung auszuwählen, die im Geld sind. Denn bei einer Vorhaltung in Blöcken, die nicht im Geld sind, kommt es zu Verlusten durch die technisch erforderliche Erzeugung mit Mindestleistung. Die für die Vorhaltung vorgesehenen Grund- und Mittellastkraftwerke dürften daher vor allem für die Primär- und Sekundärregelung eingesetzt worden sein. Die Minutenreserve setzt dagegen aufgrund der längeren Vorlaufzeiten nicht voraus, dass ein Kraftwerk sich bereits im Teillastbetrieb befindet,

sondern kann von Kraftwerken mit kurzen Anfahrzeiten auch aus dem Stillstand erbracht werden. So werden z.B. Gasturbinen typischerweise für die Vorhaltung der positiven Minutenreserve vorgesehen.

Es ist daher nachvollziehbar und sinnvoll, dass auch Grund- und Mittellastkraftwerke positive Regelleistung vorhalten. Dies gilt auch für Zeitpunkte, in denen sie im Geld sind. Letztlich ist die Entscheidung, welche Kraftwerksblöcke für die Vorhaltung positiver Regelleistung vorgesehen werden, bei Portfolio-Anbietern eine komplexe wirtschaftliche Optimierung im Rahmen des Gesamtportfolios. Aus den für die jeweilige Regelenergieart präqualifizierten Kraftwerksblöcken werden diejenigen ausgewählt, die die vermarktete Leistung wirtschaftlich optimal vorhalten.

Vor diesem Hintergrund ergeben sich aus den Ergebnissen der Untersuchung keine Anhaltspunkte dafür, dass missbräuchliche Kapazitätszurückhaltungen als Regelleistungsvorhaltung ausgewiesen worden sind. Allerdings lässt sich dies auf der Grundlage der vorhandenen Daten auch nicht völlig ausschließen.

### **c) Reserveenergie**

Bei Kraftwerksausfällen ist der betroffene Bilanzkreisverantwortliche mit Beginn der fünften Viertelstunde (d.h. nach spätestens 60 Minuten) nach dem Ausfall für dessen Ausgleich verantwortlich. Daher halten die Erzeugungsunternehmen eine gewisse Reserveleistung vor, die sie in diesen Fällen einsetzen können. Erzeugungsunternehmen, die über kein bzw. nur ein kleines Kraftwerksportfolio verfügen, halten häufig in ihren eigenen Kraftwerken keine bzw. nicht ausreichend Reserve vor, sondern kaufen diese von Dritten im Wege von Reserveverträgen hinzu. Darüber hinaus vermarkten einige Erzeugungsunternehmen sogenannte Windreserve an die Übertragungsnetzbetreiber. Die für Reservezwecke vorgehaltenen Kapazitäten können, ebenso wie die als Regelenergie vorgehaltenen Kapazitäten, nicht auf dem Erstabsatzmarkt vermarktet werden.

#### **aa) Schwierigkeiten im Rahmen der Datenerhebung**

Im Rahmen der Sektoruntersuchung hatten die befragten Unternehmen im Erhebungsbogen „Kraftwerksbetrieb“ die vorgehaltene Reserveleistung blockscharf für jede Viertelstunde der Jahre 2007 und 2008 anzugeben. Hierdurch sollte identifiziert werden, welche Kapazitäten der jeweiligen Blöcke nicht für den Erstabsatzmarkt zur Verfügung standen.

Bei der Zusammenstellung der Daten sind jedoch insbesondere die größeren Erzeugungsunternehmen auf Schwierigkeiten gestoßen:

- Wie bereits im Zusammenhang mit der Vorhaltung positiver Regelleistung im vorangegangenen Abschnitt b) erläutert, halten Portfolioerzeuger teilweise die Reserveleistung gemeinsam mit der

---

<sup>252</sup> Lediglich Pumpspeicherkraftwerke können auch aus dem Stillstand Sekundärregelung erbringen.

Minutenreserve „im Pool“ vor. Dabei wird es als ausreichend erachtet, insgesamt im System die Leistung jederzeit aktivieren zu können und somit diese Leistung summarisch freizuhalten. Die Zuordnung zu den Blöcken wird erst im Bedarfsfall wirtschaftlich optimiert. Im Rahmen der Datenerhebung der Sektoruntersuchung haben die betreffenden Unternehmen die Vorhalteleistung synthetisch auf die einzelnen Blöcke verteilt.

- Bei einem der vier großen Erzeugungsunternehmen wurde zudem nicht zwischen der Reserveleistungsvorhaltung und der freien Leistung unterschieden. Hier musste die entsprechende Aufteilung der Daten im Nachhinein modelliert werden.
- Ein Teil der erhobenen Daten entstammen der Vortagesplanung und wurden bei Änderungen am Einsatztag nicht mehr entsprechend angepasst.
- Da die Portfolioanbieter erst im Bedarfsfall entscheiden, welchen Kraftwerksblock sie für die Erbringung der Reserve einsetzen, kann es dazu kommen, dass Kraftwerksblöcke Reserveleistung erbringen, obwohl sie nicht in der planmäßigen Vorhaltung waren.

Aus diesen Gründen bilden die erhobenen Daten den tatsächlichen Kraftwerkseinsatz nur mit Einschränkungen ab.

Die Angaben der Unternehmen zur Reserveleistung auch nur für einzelne Zeitpunkte und Blöcke nachzuvollziehen, wäre sehr aufwändig und war daher mit den Ressourcen der Beschlussabteilung nicht leistbar. Die Überprüfung, welcher Kraftwerksblock zu einem bestimmten Zeitpunkt Reserve in einer bestimmten Höhe vorhält, hätte eine eingehende Auseinandersetzung mit der jeweiligen Kraftwerksoptimierung des betreffenden Unternehmens zu dem jeweiligen Zeitpunkt erfordert. Zusätzlich hätte sich die Schwierigkeit gestellt, dass die Reservevorhaltung von den Unternehmen teilweise synthetisch auf die Kraftwerksblöcke verteilt worden ist. Es kann daher nicht ausgeschlossen werden, dass einzelne Unternehmen missbräuchliche Kapazitätszurückhaltungen als Vorhaltung von Reserveleistung ausgewiesen haben.

## **bb) Überblick über das Ausmaß der Reservevorhaltung**

Die Kraftwerke, deren Daten im Rahmen dieser Sektoruntersuchung erhoben wurden, hielten im Jahr 2007 durchschnittlich 2.930 MW und im Jahr 2008 durchschnittlich 2.900 MW an Reserveleistung vor. Rund 83 % hiervon wurden in beiden Jahren von den vier großen Erzeugungsunternehmen vorgehalten.

Der Anteil an der Gesamtnettoleistung betrug in beiden Jahren rund 3 %. Auch bei ausschließlicher Betrachtung der vier großen Erzeugungsunternehmen lag der Anteil der Reservevorhaltung an der Nettoleistung im Durchschnitt in beiden Jahren bei 3 %. Die Spannbreite bei den vier großen Erzeugungsunternehmen betrug allerdings zwischen 1,8 % und 4,4 % im Jahr 2007 und zwischen 1,8 % bis 4,6 % im Jahr 2008. Ein Grund hierfür könnte sein, dass einige Unternehmen in größerem

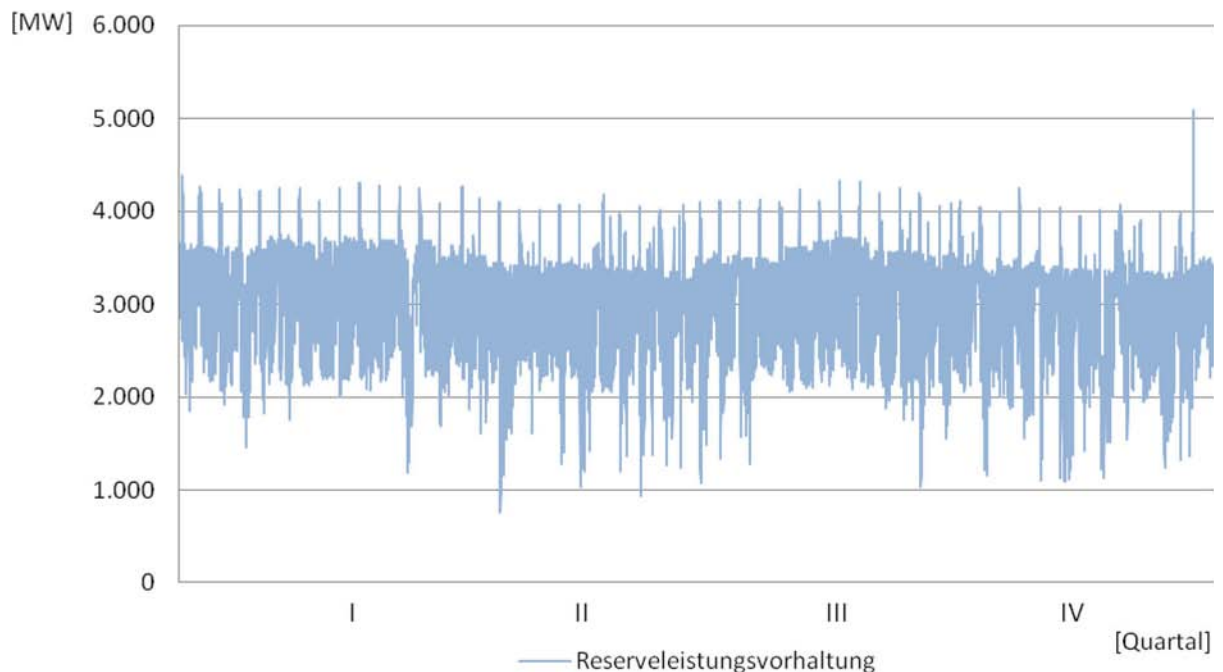


Umfang als andere bei der Berechnung der in eigenen Kraftwerken vorzuhaltenden Reserve einkalkulieren, dass sie die erforderliche Leistung im Bedarfsfall auch noch intraday hinzukaufen können.

### cc) Reserveleistungsvorhaltung im Zeitverlauf

Die Betrachtung der Reserveleistungsvorhaltung im Jahresverlauf zeigt, dass es zwar eine gewisse Fluktuation der Vorhaltung gibt, diese jedoch nicht signifikant mit den Jahreszeiten in Zusammenhang steht.

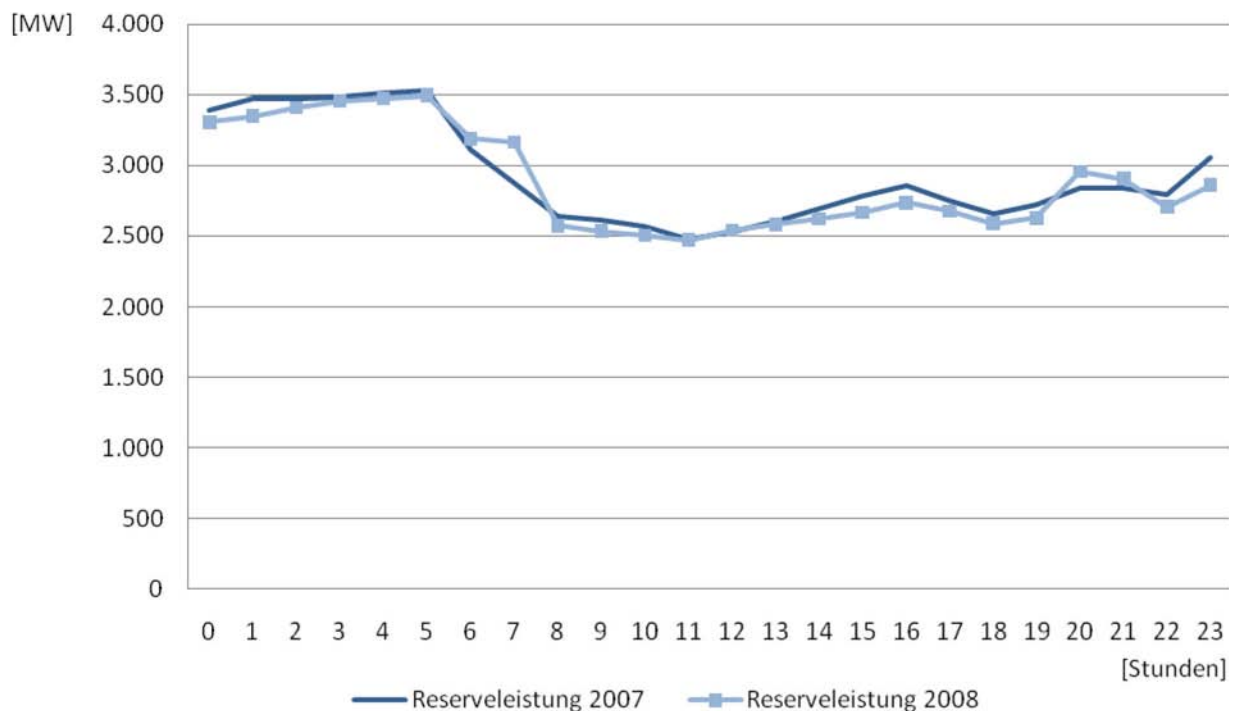
Abbildung 68: Reserveleistungsvorhaltung 2007



Quelle: eigene Darstellung

Betrachtet man dagegen die durchschnittliche Reserveleistungsvorhaltung für die einzelnen Stunden des Jahres, so fällt auf, dass in den Off-Peak-Stunden mehr Reserve vorgehalten wird als in den Peak-Stunden.

Abbildung 69: Durchschnittliche Reserveleistungsvorhaltung 2007 und 2008 im Tagesverlauf



Quelle: eigene Darstellung

Bemerkenswert ist dabei, dass einige Erzeugungsunternehmen eine sehr konstante Vorhaltung haben, während bei anderen die Vorhaltung volatil ist.

Ein Grund für eine Volatilität in der Leistungsvorhaltung kann sein, dass der Umfang der Leistungsvorhaltung von den konkreten Marktgegebenheiten und Ausfallwahrscheinlichkeiten abhängig gemacht wird. Insbesondere in Peak-Stunden werden u.U. zusätzliche Kapazitäten vermarktet. Im Falle eines großen Leistungsmangels müssten die Unternehmen dann am Markt kurzfristig Strom hinzukaufen.

Darüber hinaus ist nicht auszuschließen, dass ein weiterer Grund für die unterschiedliche Volatilität in der Leistungsvorhaltung die unterschiedlichen Herangehensweisen der Unternehmen bei der synthetischen Rekonstruktion der Daten ist.

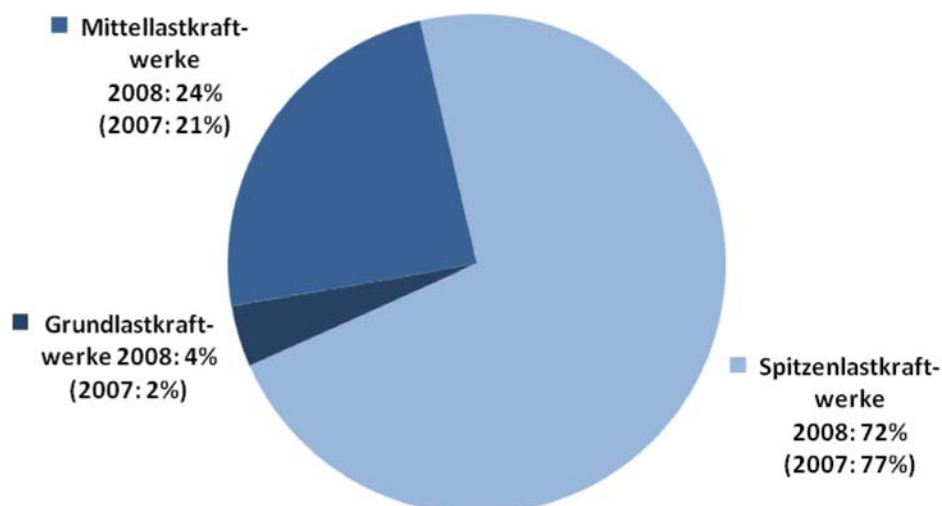
Im Einzelnen konnte die Beschlussabteilung jedoch bislang nicht die Gründe für die Unterschiede in der Fluktuation der Vorhalteleistung bei einzelnen Unternehmen nachvollziehen. Hier könnte die geplante Markttransparenzstelle versuchen, genauere Einblicke zu erhalten, um die Angaben zur Vorhalteleistung zu plausibilisieren.

## dd) Reservevorhaltung und Kraftwerkseinsatz

Für die Verfügbarkeit von Kapazitäten auf dem Erstabatzmarkt ist nicht nur entscheidend, wie viele Kapazitäten durch die Vorhaltung von Reserveenergie gebunden sind, sondern auch, welche Kraftwerke hierfür eingesetzt werden. Denn hiervon hängt ab, inwieweit sich die Bindung von Kraftwerkskapazitäten für Reservezwecke auf die Merit Order auswirkt. Insoweit stellt sich auch die Frage, ob es Anhaltspunkte dafür gibt, dass missbräuchlich zurückgehaltene Kapazitäten möglicherweise als Reserveleistungsvorhaltung ausgewiesen wurden.

Die Auswertung der im Rahmen der Sektoruntersuchung erhobenen Daten zeigt, dass der ganz überwiegende Teil der Reserveleistung in Spitzenlastkraftwerken vorgehalten wird.

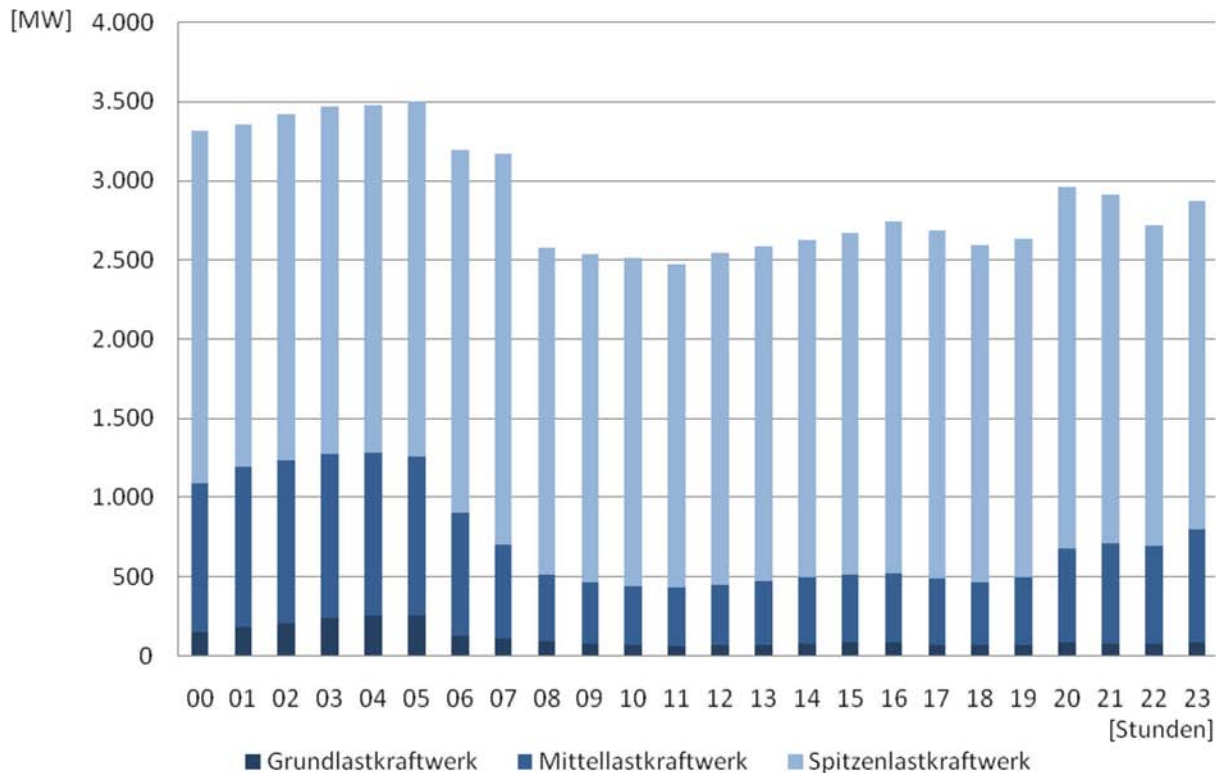
Abbildung 70: Verteilung der Vorhaltung von Reserveleistung auf die verschiedenen Kraftwerkstypen



Quelle: eigene Darstellung

In Peak-Zeiten liegt der Anteil, der in Spitzenlastkraftwerken vorgehalten wird, sogar noch höher (rund 85 %). Betrachtet man die durchschnittliche Regelleistungsvorhaltung im Tagesverlauf zeigt sich für 2008 folgendes Bild:

Abbildung 71: Durchschnittliche Reserveleistungsvorhaltung 2008 nach Kraftwerkstypen im Tagesverlauf



Quelle: eigene Darstellung

Dabei ist zu beobachten, dass bei den großen vier Erzeugungsunternehmen der Anteil der Reserveleistung, die in Grund- und Mittellastkraftwerken vorgehalten wird, deutlich niedriger ist als bei den übrigen Erzeugungsunternehmen. So halten insbesondere zwei der großen Erzeugungsunternehmen überhaupt keine Reserveleistung in Grund- und Mittellastkraftwerken vor. Bei ausschließlicher Betrachtung der Peak-Zeiten liegt der Anteil, der in Spitzenlastkraftwerken vorgehalten wird, bei den vier großen Erzeugungsunternehmen über 90 %.

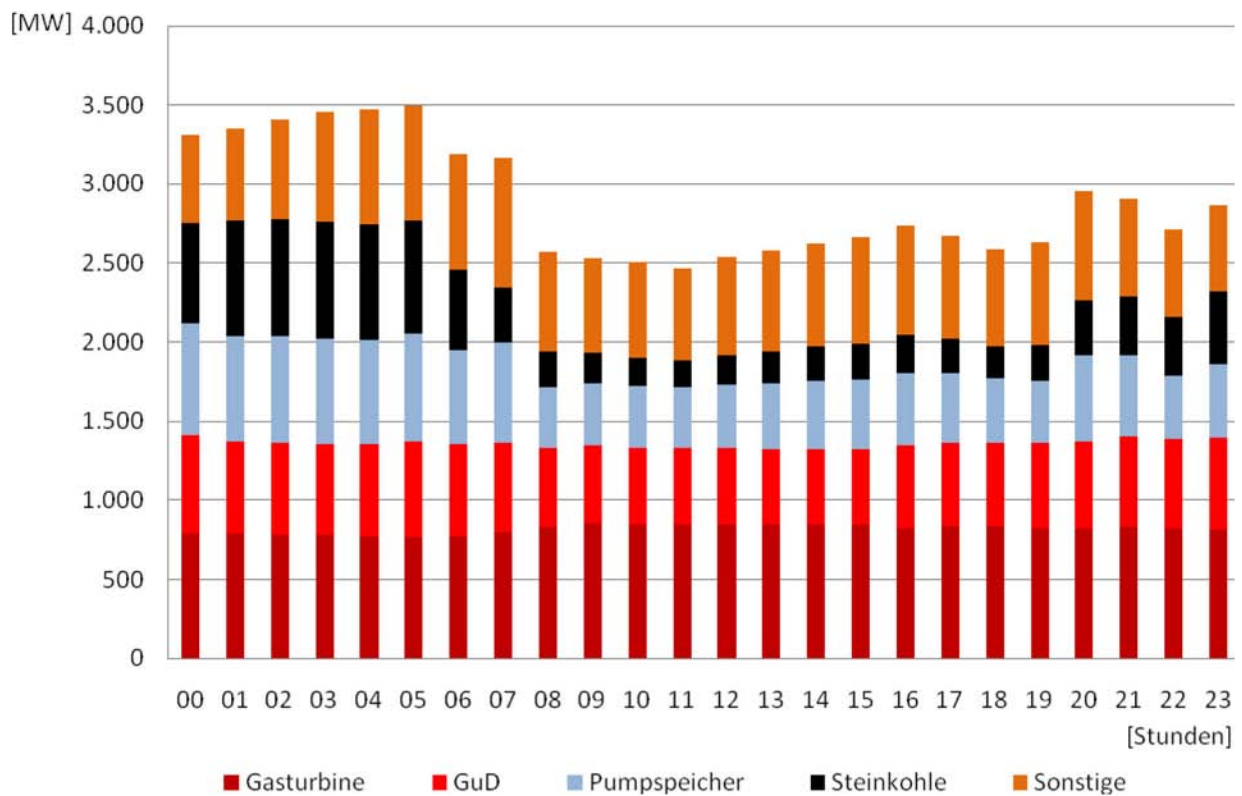
Auch die Betrachtung der für die Vorhaltung vorgesehenen Kraftwerksarten zeigt, dass überwiegend die teureren Kraftwerke für die Leistungsvorhaltung eingesetzt werden. Bei den folgenden Übersichten ist allerdings zu bedenken, dass die Aufteilung der Reservevorhaltung auf die einzelnen Kraftwerksblöcke bei einigen Unternehmen im Rahmen der Erhebung synthetisch erfolgte. Zudem ist zu beachten, dass im Bedarfsfall nicht zwingend das für die Vorhaltung vorgesehene Kraftwerk eingesetzt wird.

Tabelle 28: Verteilung der Vorhaltung von Reserveleistung auf die verschiedenen Kraftwerksarten

	2007	2008
Gasturbine	28 %	28 %
GuD	19 %	19 %
Pumpspeicherkraftwerke	18 %	18 %
Steinkohle	15 %	14 %
Sonstige	20 %	21 %

Über den Tag verteilte sich im Jahr 2007 die durchschnittliche Reservevorhaltung wie folgt auf die einzelnen Kraftwerksarten:

Abbildung 72: Durchschnittliche Reserveleistungsvorhaltung 2007 nach Kraftwerksarten im Tagesverlauf



Quelle: eigene Darstellung

Interessant hierbei ist insbesondere, dass die durchschnittliche Reservevorhaltung in Gasturbinen über den Tag hinweg relativ konstant bleibt, während die durchschnittliche Reservevorhaltung in Pumpspeicherkraftwerken und Steinkohlekraftwerken in den Tagstunden deutlich zurückgeht.

Dass die Leistungsvorhaltung für Reservezwecke tendenziell in Kraftwerken mit höheren Grenzkosten erfolgt, erscheint ökonomisch rational. Kraftwerke mit niedrigeren Grenzkosten können so vermarktet werden und maximale Deckungsbeiträge erzielen.

Für die Frage, ob sich die Reservevorhaltung auf die Merit Order und damit auf den Stromgroßhandelspreis auswirkt, kommt es letztlich darauf an, ob der für die Vorhaltung vorgesehene Kraftwerksblock im Geld ist. Denn dann hätte er im Falle einer Vermarktung im Stromgroßhandel teurere Kapazitäten aus der Merit Order verdrängt. Eine Reservevorhaltung in Kraftwerksblöcken, die im Geld sind, wirkt sich daher unmittelbar auf den Strompreis aus.

Deshalb wurden die Daten der vier großen Erzeugungsunternehmen dahingehend analysiert, inwieweit die Leistungsvorhaltung in Kraftwerksblöcken erfolgt, die auf der Grundlage des Day-Ahead-Preises im Geld sind, während gleichzeitig andere Kraftwerksblöcke, die nicht im Geld sind, freie Leistung haben. Der Umfang der Leistungsvorhaltung durch Kraftwerksblöcke im Geld hat sich dabei als relativ gering herausgestellt (unter 5 %).<sup>253</sup> Dennoch gibt es immer wieder Fälle, in denen Reserve in Kraftwerksblöcken vorgehalten wird, die im Geld sind, obwohl gleichzeitig andere Kraftwerksblöcke, die nicht im Geld sind, freie Leistung haben. Dies kann, wie die Unternehmen dargelegt haben, u.a. die folgenden Gründe haben:

- Die Berechnung erfolgte auf der Grundlage des Day-Ahead-Preises und berücksichtigt nicht abweichende Intraday-Preise.
- Kraftwerke waren zwar für einzelne Stunden im Geld, konnten jedoch für die Mindestbetriebsdauer keinen Deckungsbeitrag erwirtschaften.
- Ungenauigkeiten aufgrund der synthetischen Herleitung der Daten, aufgrund derer die Daten den tatsächlichen Einsatz nicht richtig abbilden.

Inwieweit diese Gründe jeweils im Einzelfall greifen, konnte im Rahmen dieser Untersuchung nicht überprüft werden. Auch wenn derzeit keine Anhaltspunkte dafür vorliegen, dass missbräuchlich zurückgehaltene Kapazitäten als Vorhaltung von Reserveleistung ausgewiesen wurden, lässt sich dies nicht abschließend ausschließen.

---

<sup>253</sup> Ohne Berücksichtigung von Pumpspeicherkraftwerken und wärmegeführten Heizkraftwerken, aufgrund von Besonderheiten bei den Grenzkosten.

## d) Fazit

Ein nicht unerheblicher Teil der Erzeugungskapazitäten steht aufgrund von technischen Restriktionen bzw. der Vorhaltung von Regel- und Reserveenergie nicht dem Erstabatzmarkt zur Verfügung. Insbesondere die von den Unternehmen ausgewiesenen technischen Restriktionen sind erheblich (rund 25 % der Gesamtnettoleistung).

Im Rahmen der vorliegenden Sektoruntersuchung war es der Beschlussabteilung nicht möglich, die diesbezüglichen Unternehmensangaben näher zu plausibilisieren. Es kann daher nicht ausgeschlossen werden, dass Erzeugungsunternehmen missbräuchliche Kapazitätszurückhaltungen im Rahmen der Datenerhebung als technische Restriktionen oder die Vorhaltung von Regel- und Reserveenergie ausgewiesen haben.

Insbesondere vor dem Hintergrund der beträchtlichen Höhe der ausgewiesenen technischen Restriktionen erscheint es bei künftigen Datenerhebungen geboten, die Unternehmensdaten näher zu plausibilisieren. Hierfür ist es erforderlich, den Unternehmen deutlich detailliertere Vorgaben in Hinblick auf die jeweiligen Datenkategorien zu machen, um eine bessere Datenqualität und größere Datenkonsistenz zu gewährleisten.

Eine solche detaillierte Erhebung und Prüfung der Daten ließe sich insbesondere durch die geplante Markttransparenzstelle verwirklichen. Diese hätte den Vorteil, dass den Unternehmen ex ante genaue Vorgaben gemacht werden könnten, wie die Daten bereit zu stellen sind. Das im Rahmen der vorliegenden Sektoruntersuchung aufgetretene Problem, dass die ex post erhobenen Daten bei den Unternehmen nicht (mehr) in der gewünschten Form vorlagen, würde damit entfallen. Auch würde es eine tagesaktuelle Datenabfrage ermöglichen, die Daten zeitnah zu plausibilisieren und Auffälligkeiten kurzfristig nachzugehen. Hierdurch könnte das in Hinblick auf Kapazitätszurückhaltungen bestehende Missbrauchspotential der Erzeugungsunternehmen weiter minimiert werden.

## 3. Import/Export

Trotz erheblicher Anstrengungen zur Schaffung eines einheitlichen Elektrizitäts-Binnenmarktes, vor allem durch die Europäische Kommission, konnte dieses Ziel für den Berichtszeitraum und darüber hinaus nicht vollständig verwirklicht werden. Aus historischen und politischen Gründen beschränken sich die Marktgebiete der meisten europäischen Strombörsen bis heute weitgehend auf die Territorien einzelner Staaten. Das hier relevante Marktgebiet der EPEX, an der seit 2009<sup>254</sup> der Spothandel für Deutschland abgewickelt wird, erstreckt sich innerhalb der Grenzen Deutschlands und Österreichs. Zwischen den das Marktgebiet bildenden Regelzonen kommt es nur selten zu Engpässen, denen in

---

<sup>254</sup> Im Berichtszeitraum fand der Spothandel an der EEX in Leipzig statt.

der Regel mit Re-Dispatch-Maßnahmen begegnet wird, so dass sich auch im Falle des Auftretens eines Engpasses innerhalb des Marktgebiets ein einheitlicher Strompreis bilden kann.

Die vier deutschen Regelzonen sind über die Anbindungen nach Österreich hinaus über Grenzkuppelstellen („Interkonnektoren“) mit verschiedenen Marktgebieten der Nachbarländer verbunden. Interkonnektoren zwischen den vier deutschen Regelzonen und benachbarten Staaten existieren an den Grenzen zu Dänemark, den Niederlanden, Frankreich, der Schweiz, Tschechien und Polen. An sämtlichen grenzüberschreitenden Kuppelstellen – mit Ausnahme der Interkonnektoren zum österreichischen Netz – geht die durch Erzeugungsunternehmen, Stromhändler und Netzbetreiber nachgefragte Übertragungskapazität über die installierten Kapazitäten hinaus, so dass Kapazitätsengpässe entstehen.

Aufgrund der Knappheit grenzüberschreitender Übertragungskapazität stellt sich naturgemäß die Frage einer optimalen Allokation. Die Europäische Kommission hat zur Förderung des grenzüberschreitenden Stromhandels die Verordnung EG/1228/2003 vom 26.6.2003 erlassen,<sup>255</sup> die Regelungen für den Zugang zu Interkonnektorenkapazitäten verbindlich vorschreibt. Demnach soll die Allokation von Übertragungskapazitäten an von Engpässen betroffenen Grenzübergängen durch marktbasierter und diskriminierungsfreie Lösungen erfolgen. Diese Vorgabe wurde in Deutschland, wie auch in den meisten anderen europäischen Ländern, durch Auktionen umgesetzt. Dabei kann im Wesentlichen zwischen zwei Auktionsformen unterschieden werden:

- **Explizite Auktionen:** Im Rahmen von expliziten Auktionen müssen die grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten in eigenen Kapazitätsauktionen erworben werden. Die insgesamt verfügbare Kapazität wird dabei mit unterschiedlichen Fristigkeiten von zwischen einem Jahr und einer Stunde vergeben. Mit einem erfolgreichen Gebot erwirbt ein Stromhändler eine Nutzungsoption ohne Nominierungspflicht.<sup>256</sup> An den Interkonnektoren des deutschen Marktgebietes wurden im Berichtszeitraum weitestgehend derartige explizite Auktionen vorgenommen.<sup>257</sup>
- **Implizite Auktionen:** Bei impliziten Auktionen erfolgt die Allokation der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten über die Handelstransaktionen an der Strombörse. Dabei werden die Strommengen und die Übertragungskapazitäten gleichzeitig vergeben. Die Preise für die Interkonnektorennutzung ergeben sich implizit durch einen ggf. verbleibenden Preisunterschied für Strom zwischen den betroffenen Märkten. Im

---

<sup>255</sup> Ab dem 03. März 2011 wird diese abgelöst durch die Verordnung EG Nr. 714/2009.

<sup>256</sup> nicht nominierte Mengen sollen dem Markt grundsätzlich wieder zur Verfügung gestellt werden, sogenanntes Use-it-or-Lose-it-Prinzip des Art. 6 der Verordnung (EG) 1228/2003 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26.3.2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel.

<sup>257</sup> Ausnahme: Grenzkuppelstelle zum Marktgebiet Dänemark Ost; hier erfolgte die Allokation über implizite Auktionen.



Berichtszeitraum existierten implizite Auktionen an den Grenzen des deutschen Marktgebietes lediglich für den Interkonnektor zur Regelzone Dänemark Ost.

Unter der Prämisse eines perfekten Marktes müsste sich bei beiden Auktionsformen ein identisches Marktergebnis einstellen. Das homogene Gut Strom dürfte zu einem Zeitpunkt nur in eine Richtung gehandelt werden. Handelsaktivitäten sollten ausschließlich aus dem Markt mit niedrigeren Preisen in den benachbarten Markt mit höheren Strompreisen stattfinden. Dabei sollte sich nach der ökonomischen Theorie ein Auktionserlös für die Übertragungskapazitäten ergeben, der exakt dem Preisunterschied für Strom auf den beteiligten Märkten entspricht.

In der Praxis ist allerdings bei expliziten Auktionen zu beobachten, dass die sich tatsächlich einstellenden Marktergebnisse häufig hiervon abweichen. So findet an den Grenzen teilweise Handel zeitgleich in beide Richtungen statt, wobei auch in den Stundenauktionen positive Auktionserlöse für Kapazitäten der Interkonnektoren erzielt werden. Darüber hinaus weichen die an den Grenzkuppelstellen erzielten Erlöse häufig von den beobachteten Preisdifferenzen der verbundenen Märkte ab.

Ursache für derartige Phänomene ist die Tatsache, dass die Vergabe von Interkonnektorenkapazitäten unabhängig und regelmäßig mit teilweise erheblichem zeitlichem Vorlauf zu den Handelsgeschäften an den Spotmärkten der Strombörsen erfolgt. Ein solches zeitliches und sachliches Auseinanderfallen von Stromhandel und Kapazitätsauktionen kann zu einer ineffizienten Nutzung der vorhandenen grenzüberschreitenden Transportkapazitäten führen, da erst das Ergebnis des Stromhandels die Grundlage für die tatsächliche Nutzung der bereits zuvor erworbenen Transportrechte darstellt. Somit kommt es in einem Regime expliziter Auktionen nicht selten zu volkswirtschaftlich suboptimalen Ergebnissen.

Aufgrund der teilweise unbefriedigenden Ergebnisse der Kapazitätsallokation mittels expliziter Auktionen gab es während des Berichtszeitraums und darüber hinaus Bemühungen, ein effizienteres Engpassmanagementsystem an den deutschen Grenzen zu etablieren. Von besonderer Bedeutung ist hier die Einführung eines Market Coupling an der deutsch-niederländischen und der deutsch-französischen Grenze im Rahmen des sogenannten Central Western Europe (CWE) Market Coupling, das eine stärkere Integration der deutschen, französischen, niederländischen, belgischen und luxemburgischen Strommärkte zum Ziel hat. Im Rahmen des Market Coupling erfolgt die Kapazitätsallokation an den grenzüberschreitenden Kuppelstellen über implizite Auktionen, womit eine effizientere Nutzung der Kapazitäten gewährleistet werden kann. Da die teilweise ineffiziente Nutzung der Grenzübertragungskapazitäten durch explizite Auktionen auch ein wesentliches Kriterium für die marktgebietsorientierte Marktabgrenzung darstellt,<sup>258</sup> wird das Bundeskartellamt die

---

<sup>258</sup> Vgl. Abschnitt D.I.2.

Entwicklungen nach Umsetzung des Market Coupling genau beobachten, um beurteilen zu können, inwiefern das neue Kapazitätsvergaberegime zu einer stärkeren Integration des europäischen Strommarktes beitragen kann.

Im Rahmen der Sektoruntersuchung hat man die Erhebung der nach Regelzonen unterteilten rein physikalische Flussdaten beschränkt, also die Strommengen, die je Stunde über die Interkonnektoren aus dem benachbarten Ausland in die deutschen Regelzonen geflossen sind, bzw. aus den deutschen Regelzonen in das benachbarte Ausland transportiert wurden. Diese Strommengen entsprechen regelmäßig nicht den grenzüberschreitenden Handelsmengen, da für die tatsächlichen Lastflüsse in erster Linie physikalische Gesetzmäßigkeiten entscheidend sind und bei gegenläufigen Handelsgeschäften die Möglichkeit besteht, eine Saldierung dieser Geschäfte vorzunehmen. Dennoch können sie Anhaltspunkte für den Umfang und die Richtung marktgebietsübergreifender Handelsgeschäfte geben.

Insgesamt flossen nach Angaben der deutschen Übertragungsnetzbetreiber im Jahre 2007 rund 40 TWh in die deutschen Regelzonen. Dem stehen Lastflüsse in Höhe von rund 57,3 TWh aus den deutschen Regelzonen ins Ausland gegenüber. Der Exportüberschuss betrug somit im Jahre 2007 etwa 17,3 TWh. Im Jahre 2008 fielen die Import-Lastflüsse mit 37,6 TWh gegenüber dem Vorjahr etwas geringer aus, während die Exporte mit 57,6 TWh etwa auf dem Niveau von 2007 blieben. Der Exportüberschuss stieg damit 2008 auf etwa 20 TWh.

Im Durchschnitt betrug der Import-Lastfluss im Jahr 2007 4.567 MW. Die bezogen auf eine Stunde geringsten Importe fanden am 25. März 2007 in der Stunde von 3 bis 4 Uhr statt. In dieser Stunde wurden lediglich 714 MWh in die deutschen Regelzonen eingeführt. Der höchste stündliche Import fand mit 8.996 MWh am 11. Oktober in der Stunde von 11 bis 12 Uhr statt. Die Exporte betragen im Jahre 2007 durchschnittlich 6.542 MW. Der niedrigste Exportwert fand am 13. Juni in der Stunde von 12 bis 13 Uhr statt. In dieser Stunde wurden 1.522 MWh exportiert. Das Export-Maximum des Jahres 2007 wurde am 23. Dezember zwischen 15 und 16 Uhr erreicht, als 12.181 MWh ins Ausland ausgeführt wurden.

Im Jahre 2008 sank der durchschnittliche Import auf 4.283 MW. Das Importminimum konnte mit 623 MWh am 03. Oktober in der Stunde von 8 bis 9 Uhr beobachtet werden. Die höchsten Importe fanden am 14. Juli zwischen 12 und 13 Uhr statt. In dieser Stunde wurden 8.969 MWh importiert. Exportiert wurden im Durchschnitt 6.552 MW, wobei das Minimum mit 1.608 MWh am Morgen des 22. Juli zwischen 7 und 8 Uhr erreicht wurde, während in der Spitze am 03. Oktober zwischen 8 und 9 Uhr 13.236 MWh aus den deutschen Regelzonen in die Nachbarländer flossen.

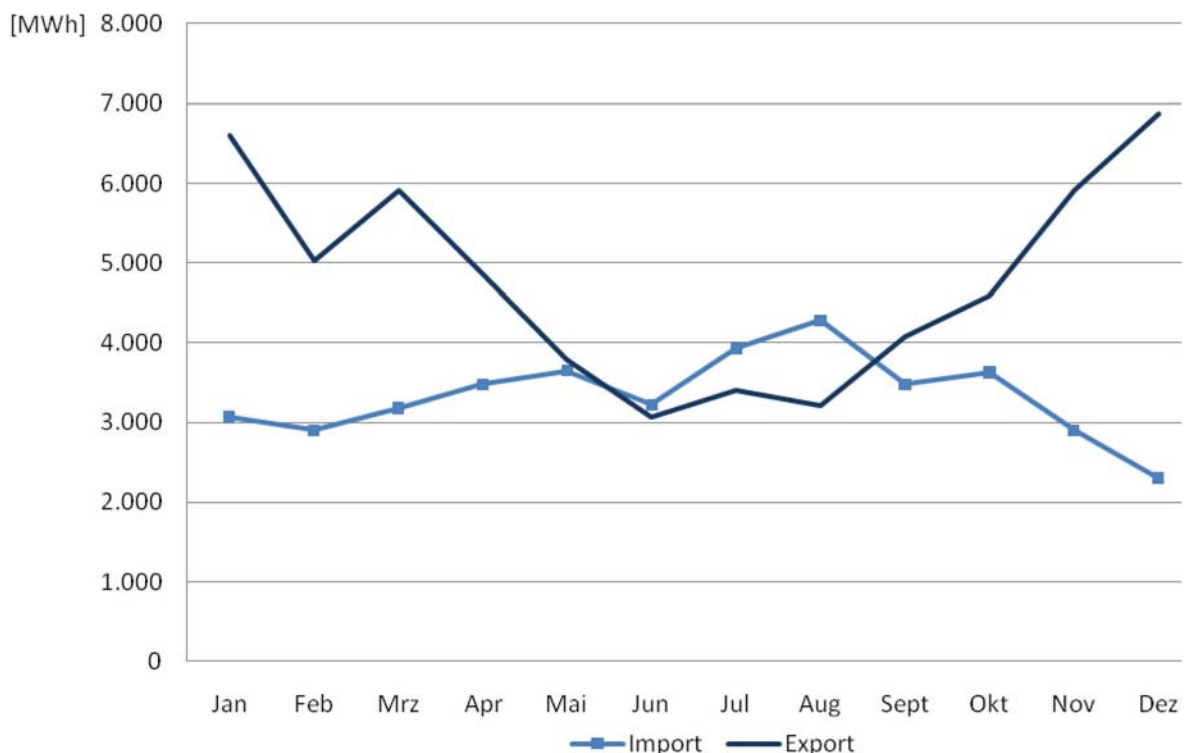
Allerdings gab es im gesamten Berichtszeitraum keine Stunde, in der der Lastfluss ausschließlich aus Deutschland in die Nachbarländer oder ausschließlich aus den Nachbarländern nach Deutschland gerichtet war. Vielmehr waren in jeder Stunde Lastflüsse in beide Richtungen zu beobachten. Dies

führt auch dazu, dass sich die stündlichen Nettoimporte und Nettoexporte teilweise deutlich unter den Brutto-Maximalwerten bewegten. Für das Jahr 2007 betrug der maximale stündliche Nettoimport 6.545 MWh. Dieser Wert wurde am 23.7. in der Stunde von 11 bis 12 Uhr erreicht. Der höchste Nettoexport fand mit 10.792 MWh am 23.12. zwischen 8 und 9 Uhr statt. 2008 wurde am 23.7. in der Stunde von 12 bis 13 Uhr mit 6.441 MWh der Höchstwert bei den Nettoimporten realisiert. Das Maximum der stündlichen Nettoexporte konnte am 3.10. von 8 bis 9 Uhr mit 12.613 MWh beobachtet werden.

Dabei schwankten sowohl die importierten als auch die exportierten Mengen im Jahresablauf erheblich. Während die Exporte sowohl 2007 als auch 2008 im Winterhalbjahr deutlich über den Exporten im Sommerhalbjahr lagen, verhielt es sich mit den Importen genau umgekehrt. Dabei ist allerdings festzustellen, dass die Exporte eine wesentlich stärkere saisonale Schwankung aufweisen als dies bei den Importen der Fall ist.

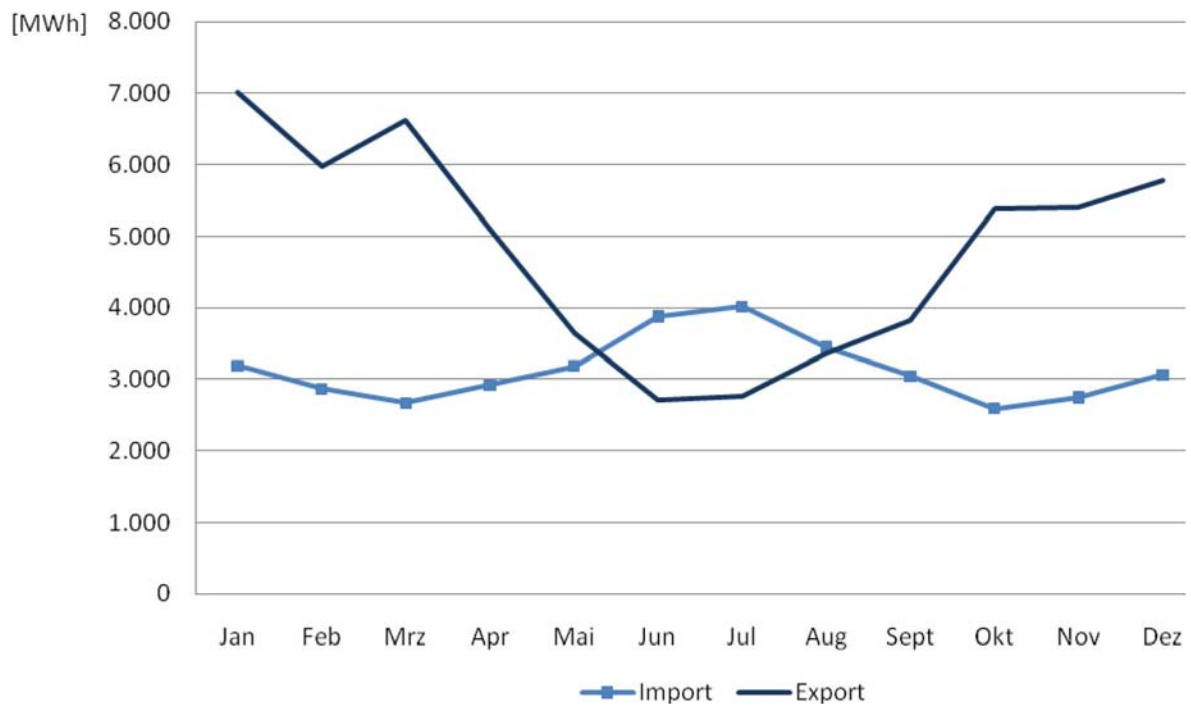
Dabei ergab sich in beiden Jahren des Berichtszeitraums in neun von zwölf Monaten ein Exportüberschuss. Lediglich in drei Monaten – jeweils im Juni, Juli und August – überstiegen die Importe die Exporte auf Monatsbasis.

Abbildung 73: Monatliche Im- und Exporte 2007



Quelle: eigene Darstellung

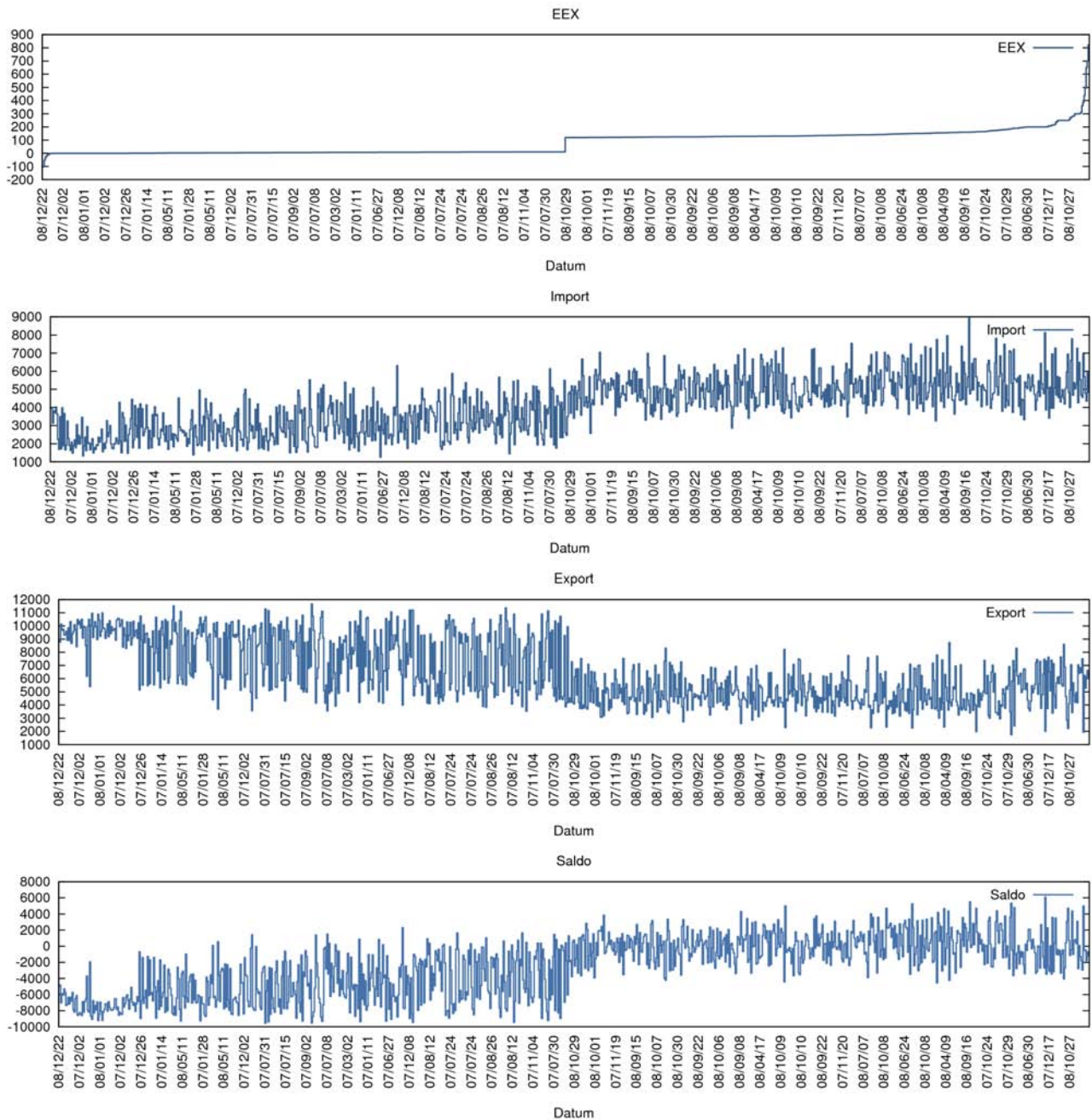
Abbildung 74: Monatliche Im- und Exporte 2008



Quelle: eigene Darstellung

Entscheidend für die Handelsrichtung des homogenen Gutes Strom ist das Preisgefälle zwischen verschiedenen Marktgebieten. Grundsätzlich kann davon ausgegangen werden, dass ein wirtschaftlicher Anreiz besteht, Strom aus einem Marktgebiet mit verhältnismäßig niedrigem Preis in ein benachbartes und über Interkonnectoren verbundenes Marktgebiet mit höherem Preis zu transportieren, um einen Arbitragegewinn zu erzielen. Es kann somit davon ausgegangen werden, dass Importe in das deutsche Marktgebiet umso höher ausfallen, je höher der relative Preis in Deutschland ist. In der Tendenz dürfte dieser relative Preis stark mit dem sich im Berichtszeitraum an der EEX einstellenden absoluten Preise für das deutsche Marktgebiet korreliert sein und zwar derart, dass der relative Preis in Deutschland umso höher ist, je höher der absolute Börsenpreis ist. Daher wird vereinfachend in folgender Abbildung der Zusammenhang zwischen den 500 teuersten und billigsten Stunden der Jahre 2007 und 2008 am Spotmarkt der EEX sowie Im-, Exporten und dem Importsaldo dargestellt.

Abbildung 75: Importe, Exporte und Börsenpreis



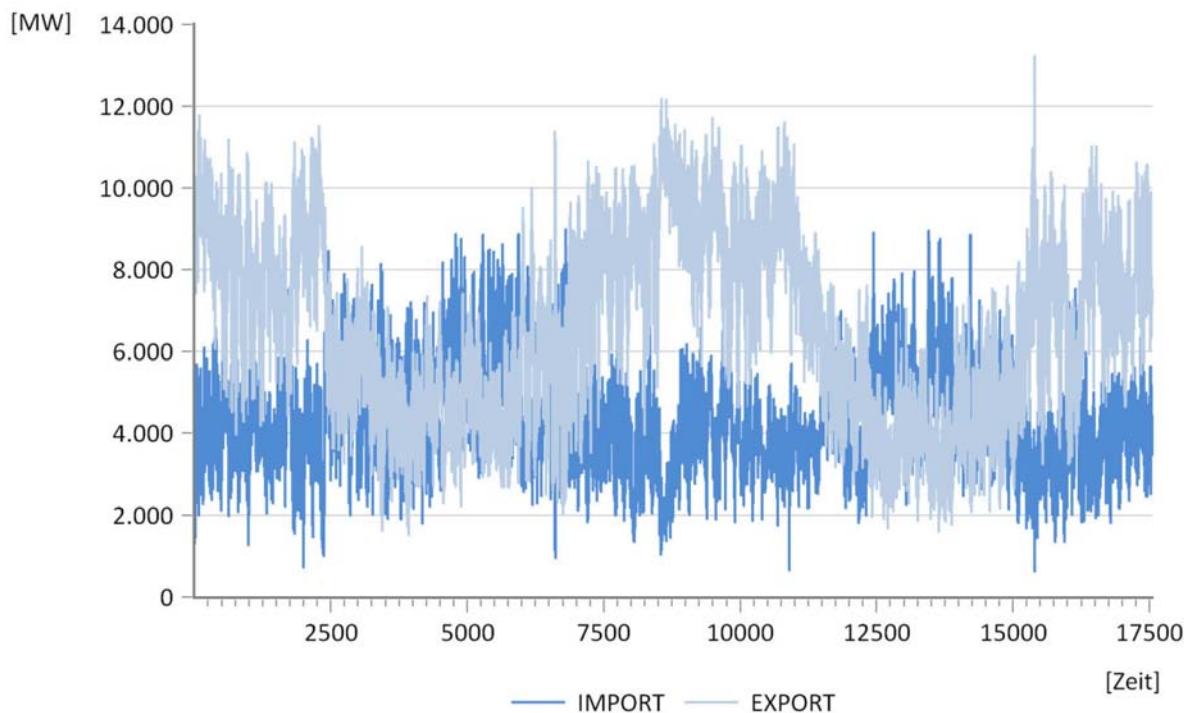
Quelle: eigene Darstellung

Dabei ist zu sehen, dass die Importe in den 500 teuersten Stunden tendenziell deutlich höher ausfallen, als dies in den 500 billigsten Stunden der Fall war. Die Importe aus den benachbarten Marktgebieten dürften dabei dazu beigetragen haben, die sich am Spotmarkt der EEX auftretenden Preisspitzen abzumildern. Im Gegenzug dazu erhöhten die Exporte vor allem in Stunden mit sehr niedrigen Preisen in Deutschland die Nachfrage nach Strom, was in der Tendenz zu einer Stabilisierung des Preises geführt haben dürfte.

Importe und Exporte stellen eine Möglichkeit dar, Produktions- und Nachfrageschwankungen auf dem deutschen Strommarkt abzufedern. Produktionsschwankungen sind u. a. durch technische Restriktionen und durch die Stärke des Windes bedingt. Im Folgenden wird untersucht, inwiefern durch Importe und Exporte ein solcher Ausgleich erfolgt.

Abbildung 76 – stündliche Im- und Exporte - zeigt die kumulierten Importe und Exporte für alle vier Regelzonen im Untersuchungszeitraum auf Stundenbasis. Die Grafik verdeutlicht nochmals, dass die Exporte im deutschen Strommarkt im Jahreszeitenverlauf stark schwanken. Im Winter wird viel exportiert, im Sommer wenig. Bei Importen ist ein spiegelverkehrtes Muster zu beobachten, das allerdings deutlich schwächer ausgeprägt ist.

**Abbildung 76: Stündliche Im- und Exporte 2007 und 2008**

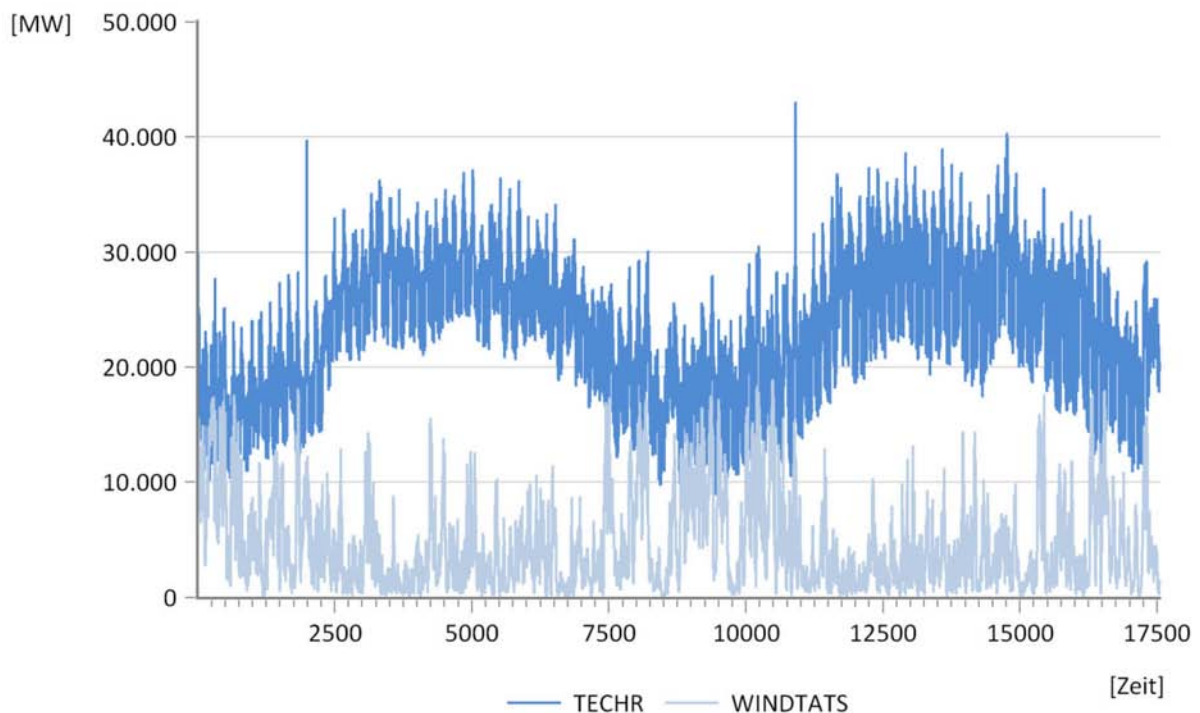


Quelle: eigene Darstellung

In Abbildung 77 – stündliche Windstromerzeugung und technische Restriktionen - sind zwei mögliche Einflussfaktoren für Produktionsschwankungen, technische Restriktionen und die Windeinspeisung, dargestellt. Während die technischen Restriktionen ebenfalls starke Schwankungen im jahreszeitlichen Ablauf aufweisen, schwankt die Windeinspeisung weniger stark.



Abbildung 77: Stündliche Windstromerzeugung und technische Restriktionen 2007 und 2008



Quelle: eigene Darstellung

In Tabelle 29 – Schätzung der Importe und Exporte - werden die Ergebnisse von Kleinstquadrat-Schätzungen linearer Regressionsmodelle der Import- und Exportmengen dargestellt.<sup>259</sup> Spalte 1 und 4 zeigen die Schätzergebnisse die sich ergeben, wenn die abhängige Variablen Importe bzw. Exporte durch die unabhängigen Variablen technischen Restriktionen, tatsächliche Windeinspeisung und Gesamtlast geschätzt werden.<sup>260</sup> Alle Regressionskoeffizienten sind hoch signifikant und haben die erwarteten Vorzeichen. Mehr technische Restriktionen und eine höhere Nachfrage – im Modell repräsentiert durch eine höhere Gesamtlast – erhöhen die Importe bzw. senken die Exporte. Eine höhere Windeinspeisung führt im Gegensatz dazu zu niedrigeren Importen und höheren Exporten. Alle drei hier eingeführten Ursachen für Angebots- und Nachfrageschwankungen werden durch Importe und Exporte abgedeckt. Interessant ist, dass die Exporte scheinbar eine deutlich stärkere Abfederungsfunktion haben als die Importe: Dieses wird im Modell dadurch deutlich, dass geschätzten Regressionskoeffizienten in Spalte 4, in der die Exporte erklärt werden, durchweg deutlich höher sind als die Koeffizienten in Spalte 1, in der die Importe erklärt werden. Auch das Bestimmtheitsmaß  $R^2$  ist deutlich höher.

<sup>259</sup> Die Output Sheets und damit die ANOVA-Blöcke der Schätzungen befinden sich im Anhang 1.

<sup>260</sup> Die Gesamtlast stellt die Summe aus der Nettonetzeinspeisung, der EEG-Erzeugung sowie dem Im- und Exportsaldo dar.

Um zu prüfen, ob der geschätzte Einfluss nur saisonbedingt ist, wurden die Schätzungen mit saison- und trendbereinigten Werten für Importe, Exporte, die technischen Restriktionen und die Gesamtlast wiederholt. Die Ergebnisse sind in Spalte 2 und 5 dargestellt. Es zeigt sich, dass die geschätzten Regressionskoeffizienten für die Export-Schätzung etwas kleiner werden. Das Bestimmtheitsmaß  $R^2$  ist in beiden Schätzungen deutlich kleiner. Auch nach dieser Bereinigung kann der oben beschriebene Abfederungseffekt nachgewiesen werden. Die Rolle von Importen und Exporten ist allerdings im Unterschied zu den „nicht-saison- und trendbereinigten Modellen, in diesen beiden Schätzungen nicht mehr so unsymmetrisch. Offensichtlich ist die in Schätzungen 1 und 4 gemessenen deutlich höhere Bedeutung des Exports zur Abfederung von Angebots- und Nachfrageschwankungen auf die höhere Bedeutung von Exporten bei der Abfederung von jahreszeitlich bedingten Schwankungen zurückzuführen.

In Spalte 3 und 6 werden schließlich die Schätzungen aus der jeweils vorherigen Spalte wiederholt, wobei jedoch als alternative Modellierung die Windeinspeisung durch die gesamte EEG-Einspeisung ersetzt wird. Der Erklärungsgehalt der Regressionen sowie die quantitative Bedeutung der geschätzten Koeffizienten steigen dadurch minimal an.



Tabelle 29: Schätzung der Importe und Exporte

	1	2	3	4	5	6
Zu erklärende Variable	Import	Import	Import	Export	Export	Export
Technische Restriktionen	0,147*	0,198*	0,199*	-0,417*	-0,273*	-0,275*
Tatsächliche Windeinspeisung	-0,119*	-0,117*		0,274*	0,177*	
Tatsächliche EEG-Stromeinspeisung			-0,121*			0,185*
Gesamtlast	0,128*	0,136*	0,137*	-0,208*	-0,149*	-0,151
Bestimmtheitsmaß R <sup>2</sup>	0,49	0,33	0,34	0,74	0,35	0,37
Saison- und Trendbereinigung	nein	ja	ja	nein	ja	ja

Anmerkungen: Standardfehler in den Kleinstquadrat-Schätzungen nach Newey-West berechnet, \* = signifikant auf 99 %-Niveau

#### 4. EEG-Strom

Obwohl Strom aus EEG-Anlagen nicht Bestandteil des Erstabatzmarktes für Strom ist, hat die Erzeugung von EEG-Strom Einfluss auf die Preisbildung im Stromgroßhandel. Dieser Einfluss soll im Folgenden näher betrachtet werden.

##### a) Auswirkung des EEG-Stroms auf die Merit Order

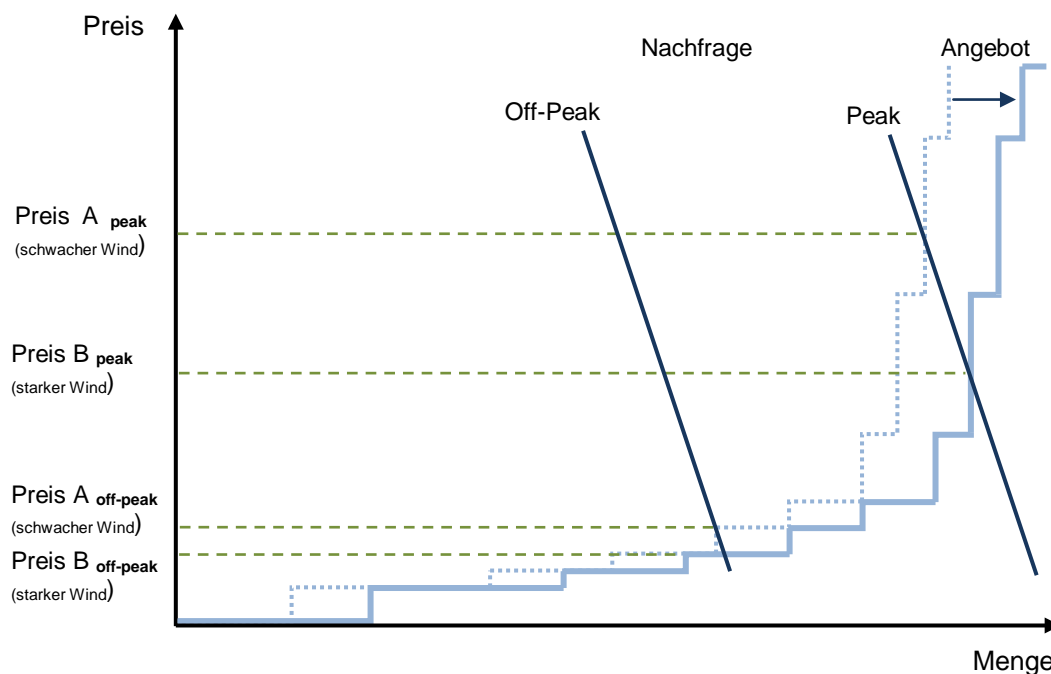
Zeitpunkt und Höhe der EEG-Einspeisung wirken sich sowohl nach dem bisherigen als auch nach dem neuen Ausgleichssystem auf die Merit Order aus. Aufgrund der vorrangigen Einspeisung des EEG-Stroms wird ein Teil der Stromnachfrage bereits durch diesen gedeckt. Die Angebotskurve der konventionellen Kraftwerke wird hierdurch nach rechts verschoben. Eine unelastische Nachfrage unterstellt, werden hierdurch die teuersten konventionellen Kraftwerke im Umfang der EEG-Mengen

aus der Merit Order verdrängt. Dies führt kurzfristig zu einem niedrigeren markträumenden Preis (sogenannter Merit Order-Effekt<sup>261</sup>).

Die Auswirkung des EEG-Stroms auf den markträumenden Preis hängt von der jeweiligen Lastsituation ab. Da die Angebotskurve insbesondere im Grundlastbereich recht flach ist und dann zunehmend steiler wird, haben EEG-Mengen in Schwachlastzeiten deutlich geringeren Einfluss auf den markträumenden Preis als in Spitzenlastzeiten.

Die Auswirkungen von EEG-Mengen auf die Merit Order werden in folgendem Schaubild schematisch dargestellt:

**Abbildung 78: Auswirkungen von EEG-Mengen auf die Merit Order**



Quelle: eigene Darstellung

<sup>261</sup> Zur Bemessung des Merit-Order-Effekts wurden verschiedene Abhandlungen veröffentlicht. Vgl. z.B. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, Gesellschaft für wirtschaftliche Strukturforchung, Institut für ZukunftsEnergie-Systeme und Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Einzel- und gesamtwirtschaftliche Analyse von Kosten und Nutzenwirkungen des Ausbaus der Erneuerbaren Energien im deutschen Strom- und Wärmemarkt, Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit vom März 2010, abrufbar unter [www.erneuerbare-energien.de/inhalt/45801/45802](http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/45801/45802). Hier wurde der gesamte Merit-Order-Effekt für 2007 mit €3,71 Mrd. und für 2008 mit €3,58 Mrd. quantifiziert. Weitere Veröffentlichungen: Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, Analyse des Preiseffektes der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf die Börsenpreise im deutschen Stromhandel – Analyse für das Jahr 2006 Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit vom 18.6.2007; Wissen/Nicolosi, Ist der Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien richtig bewertet?, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 2008/1-2, S. 110.

Bei den beschriebenen Auswirkungen auf die Merit Order handelt es sich um eine statische Betrachtung unter Zugrundelegung des aktuellen Kraftwerksparks. Langfristige Änderungen des konventionellen Kraftwerksparks (d.h. Investitions- und Stilllegungsentscheidungen) infolge des stetigen Zubaus von EEG-Anlagen und ihre Auswirkungen auf die Merit Order und das Preisniveau werden hierbei nicht berücksichtigt. Hierauf wird in Unterabschnitt f) eingegangen.

## **b) Volatilität von EEG-Strom**

Die Stärke des Einflusses der EEG-Einspeisung auf die Merit Order hängt von der Höhe der Einspeisung ab. Diese ist stark fluktuierend. Die niedrigste EEG-Einspeisung betrug im Jahr 2007 2.986 MW, die höchste 20.807 MW. Die durchschnittliche EEG-Einspeisung lag bei 7.651 MW. Im Jahr 2008 schwankte die EEG-Einspeisung zwischen 3.268 MW und 25.551 MW. Die durchschnittliche EEG-Einspeisung lag bei 8.191 MW.

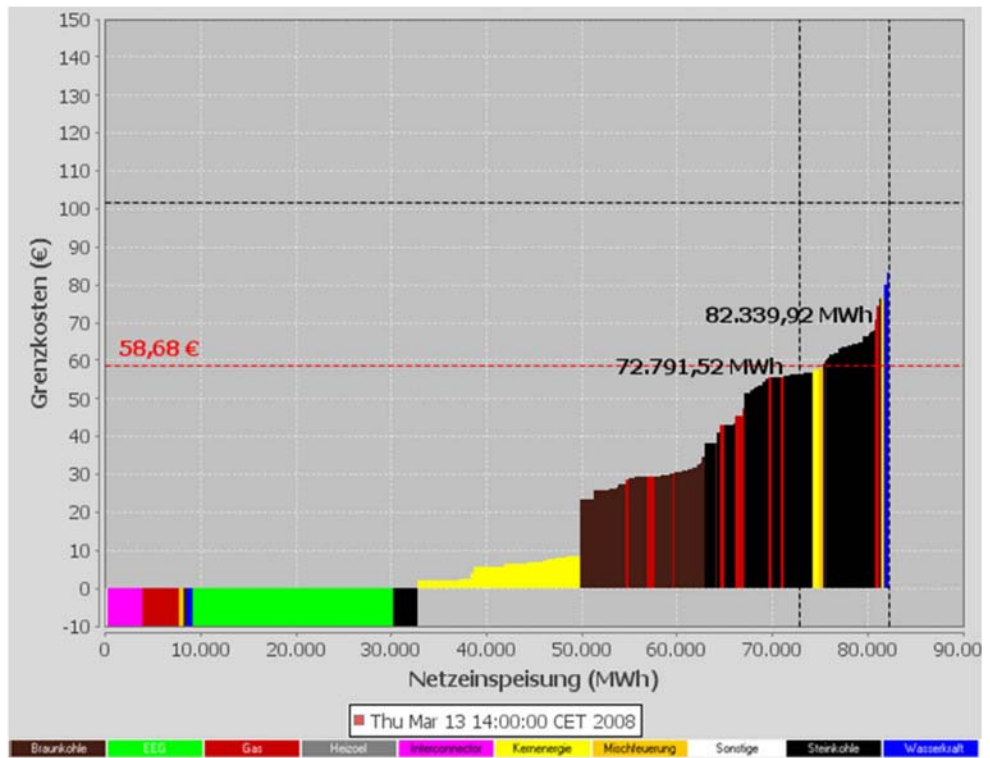
Der Hauptfaktor der unsteten EEG-Einspeisung ist die sehr volatile Erzeugung in Windenergieanlagen. Mit rund 70 % Anteil an der installierten Gesamtkapazität und knapp 60 % an der eingespeisten Jahresarbeit macht sie einen Großteil der EEG-Erzeugung aus.<sup>262</sup> Im Jahr 2007 bewegte sich die eingespeiste Windstrommenge zwischen 85 MW und 18.130 MW (durchschnittlich 4.551 MW), im Jahr 2008 zwischen 104 MW und 18.991 MW (durchschnittlich 4.591 MW).

Die folgenden Merit Order-Kurven zeigen beispielhaft einmal eine Lastsituation mit hoher EEG-Einspeisung (Donnerstag, 13.3.2008, 14h, EEG-Einspeisung in Höhe von 20.959 MW) und mit geringer EEG-Einspeisung (Donnerstag 27.3.2008, 14h, EEG-Einspeisung in Höhe von 4.917 MW).

---

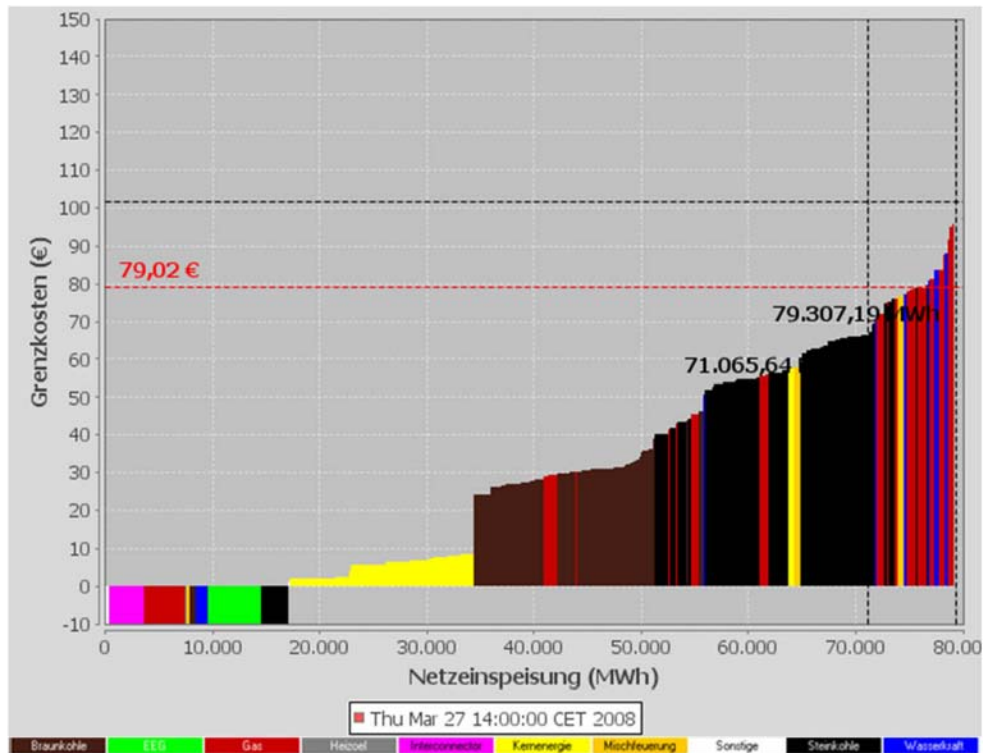
<sup>262</sup> Vgl. Bundesnetzagentur, EEG-Statistikbericht 2008, S. 19, 25. Danach kamen Windenergieanlagen 2007 auf einen Anteil von 71 %, 2008 auf einen Anteil von 67 % an der gesamten installierten Leistung von EEG-Anlagen. Hinsichtlich der eingespeisten Jahresarbeit kamen sie auf einen Anteil von 59 % im Jahr 2007 und von 57 % im Jahr 2008.

Abbildung 79: Merit Order am 13.3.2008, 14h



Quelle: eigene Darstellung

Abbildung 80: Merit Order am 27.3.2008, 14h



Quelle: eigene Darstellung

### **c) Bedeutung von Windprognosen und Prognosefehlern**

Im Zeitpunkt der Day-Ahead-Auktion an der EEX ist die tatsächliche EEG-Einspeisemenge noch nicht bekannt. Die Merit Order hängt daher von der jeweils prognostizierten EEG-Strom-Menge ab. Hierbei kommt es insbesondere auf die Windprognose an. Die ebenfalls wetterabhängige Prognose für den Solarstrom spielte bisher aufgrund der vergleichsweise geringen Solarstromkapazitäten eine eher untergeordnete Rolle. Mit dem enormen Zubau von Photovoltaikanlagen in den Jahren 2009 und 2010 steigt aber deren Bedeutung. Die Erzeugung von Laufwasser- und Biomasseanlagen wiederum ist in sehr viel geringerem Ausmaß von externen Faktoren abhängig, die zudem schwer prognostizierbar sind.

Im Zeitpunkt der Angebotsabgabe im Spothandel, d.h. am Vortag, lassen sich vergleichsweise belastbare Windprognosen erstellen. Dennoch kommt es zu Abweichungen der tatsächlichen Windeinspeisungen von der Windprognose. Diese können durchaus erheblich sein. Im Jahr 2007 betrug die durchschnittliche Abweichung der tatsächlichen von der prognostizierten Windeinspeisung +/- 915 MW. Die höchste Abweichung in einer Viertelstunde betrug 8.584 MW. Im Jahr 2008 betrug die durchschnittliche Abweichung der tatsächlichen von der prognostizierten Windeinspeisung +/- 907 MW. Die höchste Abweichung in einer Viertelstunde betrug 8.693 MW.

Wenn sich am Erfüllungstag abzeichnet, dass die tatsächliche von der prognostizierten Windeinspeisung abweichen wird, kaufen bzw. verkaufen die Übertragungsnetzbetreiber entsprechende Strommengen, um ihren EEG-Bilanzkreis möglichst auszugleichen. Dies führt dazu, dass die tatsächliche Fahrweise der Kraftwerke von der Merit Order der Day-Ahead-Auktion abweicht. Einspeisungen konventioneller Kraftwerke können wegfallen oder hinzukommen.

### **d) Einfluss der Windprognose auf den Day-Ahead-Preis**

Der Einfluss der Windprognose auf die Merit Order und damit auf den Day-Ahead-Preis der EEX bestätigt sich auch bei ökonometrischen Analysen. Dazu wurde mit Hilfe linearer Regressionsmodelle untersucht, ob und in welchem Ausmaß die Windprognose für den Folgetag jeweils den Day-Ahead-Preis für Strom an der EEX beeinflusst. Dazu wurden vier Modellspezifikationen untersucht: in einem ersten Modell (Spalte 1) wird mittels Kleinstquadrat-Schätzungen der einfache Zusammenhang zwischen der unabhängigen Variablen prognostizierte Windeinspeisung und der abhängigen Variablen Day-Ahead-Preis untersucht; das zweite Modell (Spalte 2) erweitert diese Überlegungen, indem die Gesamtlast als weitere unabhängige Variable aufgenommen wird. In dem dritten Modell (Spalte 3) werden die Variablen zusätzlich saison- und trendbereinigt genutzt und schließlich wird noch in einem vierten Modell (Spalte 4) der Tatsache Rechnung getragen, dass (sehr) vereinzelt eine

Kappung der abhängigen Variablen Day-Ahead-Preis in dem Datensatz vorlag und eine Tobit-Schätzung des Modells durchgeführt.

Insgesamt zeigt sich, dass zwischen prognostizierter Windstrommenge und dem Day-Ahead-Preis der EEX ein signifikanter Zusammenhang zu erkennen ist. Tendenziell sinken die Spotmarktpreise mit zunehmender prognostizierter Windeinspeisung. Die Ergebnisse der Regressionsanalysen sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst:<sup>263</sup>

**Tabelle 30: Schätzung des Day-Ahead-Preises**

	1	2	3	4
Schätzmethode	Kleinst-quadrate	Kleinst-quadrate	Kleinst-quadrate	Tobit-Schätzung
Prognostizierte Windeinspeisung	-0,0013*	-0,0022*	-0,0010*	-0,0010*
Gesamtlast		0,0021*	0,0024*	0,0024*
Bestimmtheitsmaß R <sup>2</sup>	0,03	0,40	0,22	
Saison- und Trendbereinigung	nein	nein	ja	ja

Anmerkungen: Zu erklärende Variable ist der Day-Ahead-Preis an der EEX, Standardfehler in den Kleinstquadrate-Schätzungen nach Newey-West berechnet, \* = signifikant auf 99 %-Niveau

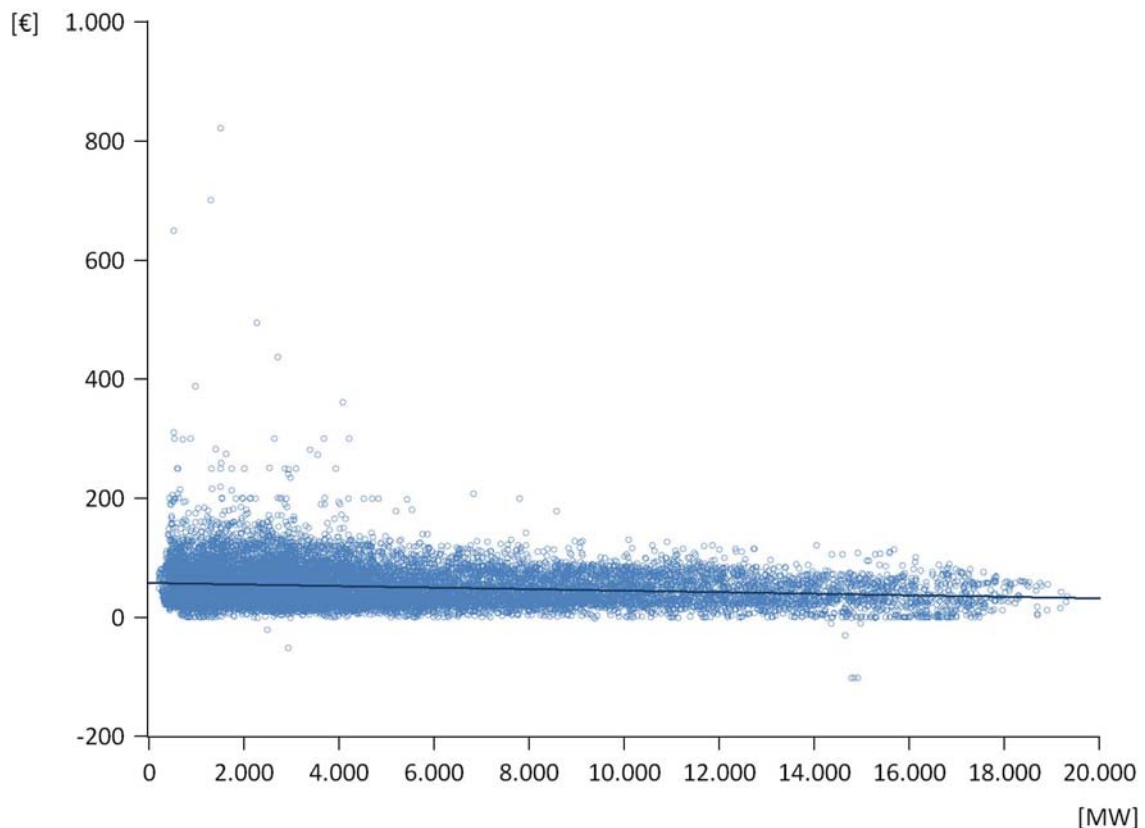
Es zeigt sich, dass über alle verschiedenen Spezifikationen hinweg der Einfluss der prognostizierten Windeinspeisung auf den Day-Ahead-Preis an der Börse signifikant negativ ist.

In der ersten Schätzung wurde lediglich der Einfluss der prognostizierten Windeinspeisung auf den Day-Ahead-Preis der EEX geschätzt. Die Größenordnung des geschätzten Koeffizienten liegt bei - 0,0013. Das bedeutet, dass je 1.000 MW zusätzlich prognostizierter Windstromerzeugung der Day-Ahead-Preis an der EEX um durchschnittlich 1,30 € sinkt.

Die folgende Grafik visualisiert den Zusammenhang für die Windprognose und den Day-Ahead-Preis der EEX für die Jahre 2007 und 2008 als Streudiagramm. Sie zeigt, dass der Day-Ahead-Preis bei steigender Windprognose tendenziell geringer wird:

<sup>263</sup> Die Output Sheets und damit die ANOVA-Blöcke der Schätzungen befinden sich im Anhang 2.

Abbildung 81: Zusammenhang von Windprognose und Day-Ahead-Preis der EEX in den Jahren 2007 und 2008



Quelle: eigene Darstellung

Dass der Einfluss der Windprognose auf den Day-Ahead-Preis der EEX zwar signifikant, aber dennoch vergleichsweise schwach ist, rührt daher, dass der EEX-Preis neben der Windeinspeisung noch von einer Reihe weiterer Faktoren beeinflusst wird. So wirken sich insbesondere die erwartete Last, Brennstoffpreise, CO<sub>2</sub>-Preise, Kraftwerksverfügbarkeiten und Preise an ausländischen Börsen auf die Spotmarkt-Preise aus.

In der zweiten Schätzung wurde daher zusätzlich der Einfluss der Gesamtlast<sup>264</sup> geschätzt. Das Bestimmtheitsmaß R<sup>2</sup> der Schätzung erhöht sich dadurch deutlich. Die Größenordnung des geschätzten Koeffizienten für die Windprognose liegt bei -0,0022. Das bedeutet, dass bei einer Erhöhung der Windprognose um 1.000 MW der Day-Ahead-Preis der EEX um 2,23 € sinkt.

Der hohe Einfluss der Gesamtlast auf den EEX-Preis lässt sich allerdings zu einem großen Teil durch saisonale Effekte erklären. Zu bestimmten Tages- und Jahreszeiten und zu bestimmten

Wochentagen ist die Nachfrage nach Strom niedriger und damit auch der Preis für Strom an der Börse. Darüber hinaus weisen beide Zeitreihen im betrachteten Zeitraum einen leichten deterministischen Trend auf. Es wurde daher eine dritte Schätzung vorgenommen, in der die Variablen Börsenpreis und Gesamtlast trend- und saisonbereinigt wurden. Das bedeutet, dass die geschätzten Koeffizienten den Zusammenhang zwischen der zu erklärenden und der erklärenden Variablen unabhängig von dem gemeinsamen trendbehafteten und saisonalen Einfluss angeben. Die Schätzung zeigt, dass die prognostizierte Windstromerzeugung nach wie vor einen signifikanten Einfluss auf den Börsenpreis hat.

Ein zusätzliches Problem der vorhandenen Daten besteht darin, dass der Börsenpreis bis September 2008 nach unten gedeckelt war. In 48 Stunden wurde ein Preis von Null beobachtet. Wäre der Preis nicht gedeckelt gewesen, wäre in einigen dieser Stunden voraussichtlich ein negativer Preis beobachtet worden. Negative Preise für Strom waren an der EEX aber nicht zugelassen. In der vierten Schätzung wurde dieser Effekt berücksichtigt. Die geschätzten Koeffizienten sind die Gleichen. Aber auch die Signifikanz der Ergebnisse wird durch diese Schätzung bestätigt. Dies ist insofern wenig überraschend, als die Deckelung des Preises tatsächlich nur in 48 von mehr als 17.000 Stunden bindend war.

### **e) Negative Preise**

In Extremfällen können sich an der EEX auch negative Preise ergeben, die seit dem 1.9.2008 bei den Stundenauktionen am Spotmarkt der EPEX Spot zulässig sind. Das Preisminimum an der EPEX Spot liegt bei -3.000 €/MWh.

Negative Preise bedeuten, dass der Stromanbieter dem Stromabnehmer für die Abnahme des Stroms Geld bezahlt. Hierzu kommt es typischerweise, wenn eine hohe Winderzeugung einer geringen Nachfrage gegenübersteht.

Erzeugungsunternehmen haben bei niedrigen bzw. negativen Preisen die Option, ihre eigene Erzeugung zu reduzieren und die Strommengen stattdessen an Spot- und Intraday-Markt zu beziehen. So können Kraftwerke eingesenkt oder sogar abgeschaltet werden, Abfahrten vorgezogen oder Anfahrten verschoben werden. Auch eine entsprechende Speicherbewirtschaftung ist möglich (Verdrängung der Turbinenleistung, Ausschöpfung des Pumpspotentials). Es kann aber auch dazu kommen, dass trotz negativer Preise, Kraftwerke aufgrund ihrer fehlenden Flexibilität weiter einspeisen.

---

<sup>264</sup> Da dem Bundeskartellamt die prognostizierte Gesamtlast zum Zeitpunkt der Day-Ahead-Auktion nicht vorliegt, wurde insoweit auf die tatsächliche Last am Erfüllungstag abgestellt. Die Gesamtlast stellt dabei die Summe aus der Nettonetzeinspeisung, der EEG-Erzeugung sowie dem Im- und Exportsaldo dar.



Die Frage, ob die Erzeugung bei niedrigen bzw. negativen Preisen reduziert wird, ist eine Optimierungsentscheidung der Erzeugungsunternehmen. Hierbei spielen insbesondere folgende Faktoren eine Rolle:

- **An- und Abfahrkosten:** Insbesondere die Kosten der Wiederaufahrt können durchaus erheblich sein. Hinzu kommen Kosten für den Verschleiß einer Anlage infolge eines Abschaltvorgangs.
- **Opportunitäten:** Nach dem Abschalten eines Kraftwerks kann dieses aufgrund von Mindeststillstandszeiten nicht sofort wieder in Betrieb genommen werden. Abhängig von der Leistungsänderungsgeschwindigkeit kann es zudem dauern, bis das Kraftwerk wieder auf Volllast hochgefahren ist. Bei der Entscheidung, ob ein Kraftwerk abgeschaltet wird, berücksichtigen die Erzeugungsunternehmen daher auch die (erwarteten) Preise in den nachfolgenden Stunden. Insbesondere wenn negative Preise nur in Einzelstunden auftreten, kann es für die Erzeugungsunternehmen ökonomisch sinnvoller sein, ihre Kraftwerke am Netz zu lassen, da ihnen andernfalls Opportunitäten in Folgestunden entgehen.
- **Regelleistung:** Wenn ein Erzeugungsunternehmen im Vorfeld Regelleistung an die Übertragungsnetzbetreiber verkauft hat, muss es Kraftwerke in Betrieb halten, um die Regelleistung im Bedarfsfall erbringen zu können.
- **Must-Run:** Bei wärmegeführten Heizkraftwerken wird die erzeugte Strommenge durch die Wärmeproduktion bestimmt. Strom ist ein Nebenprodukt, das für die Einsatzentscheidung des Kraftwerks irrelevant ist.

Vor diesem Hintergrund kann es für Erzeugungsunternehmen ökonomisch rational sein, Kraftwerke trotz deutlich negativer Preise nicht abzuschalten. Eine solche Situation kann sich insbesondere für Braunkohle- und Kernkraftwerke sowie für wärmegeführte Heizkraftwerke ergeben.

Mittelfristig entfalten negative Preise wichtige Signal- und Steuerungswirkungen zu einer effizienteren Nutzung der dem Markt zur Verfügung stehenden Ressourcen. Sie setzen ökonomische Anreize für Investitionen in die Flexibilisierung der Erzeugung und den Ausbau von Speichertechnologien. Grundsätzlich geht das Bundeskartellamt daher davon aus, dass negative Strompreise zu einer Effizienzverbesserung im Strommarkt beitragen können.

Profitieren von negativen Preisen können insbesondere (Pump-) Speicherkraftwerke. Sie erhalten im Falle negativer Preise für die Abnahme von Strom Geld und können den gespeicherten Strom bei hohen Börsenpreisen wieder verkaufen. Dies könnte den positiven Effekt haben, dass es zu einer Forcierung der Entwicklung von Speichertechnologien kommt.

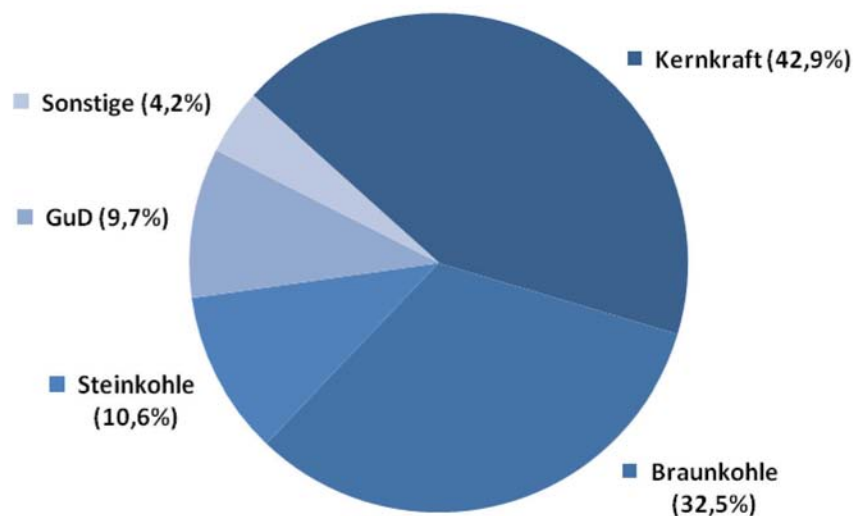
Vor diesem Hintergrund hat das Bundeskartellamt im Rahmen der Konsultationen der Bundesnetzagentur Bedenken gegen die Verlängerung von § 8 AusglMechAV, der Übertragungsnetzbetreibern die Möglichkeit gibt, in besonderen Ausnahmefällen von der preisunlimitierten EEG-Vermarktung abzuweichen, geäußert. Die Bundesnetzagentur ist dem nicht

gefolgt und hat in § 8 AusglMechAV weiterhin – allerdings unter engeren Voraussetzungen – die Möglichkeit, negativer Preislimits vorgesehen.

Im Untersuchungszeitraum (2007 und 2008) spielten negative Preise eine untergeordnete Rolle. Sie sind auch erst seit dem 1.9.2008 an der EEX zugelassen. Im Jahr 2008 gab es im Day-Ahead-Handel der EEX in 15 Stunden negative Preise (insgesamt sechs zusammenhängende Zeiträume). In neun Stunden waren die negativen Preise im einstelligen negativen Bereich. Am niedrigsten war der Preis in der Nacht vom 22.12.2008, als er zwischen 2 und 5 Uhr bei 101,52 € bzw. 101,50 € lag. In allen Fällen handelt es sich um Zeiten mit vergleichsweise geringer Last (Nacht bzw. früher Morgen an Sonntagen, Feiertagen bzw. Nacht von Sonntag auf Montag). Die Gesamtlast betrug in diesen Stunden zwischen rund 44.000 MW und 52.500 MW, die Einspeisung konventioneller Kraftwerke betrug zwischen 30.000 MW und 39.000 MW. Stromimporte erfolgten in diesen Stunden so gut wie nicht. Exportiert wurden in diesen Stunden zwischen rund 5.000 MW und 7.500 MW. Trotz negativer Preise wurden die Exportkapazitäten also bei weitem nicht ausgeschöpft. In elf der fünfzehn Stunden (vier Fälle) waren die EEG-Einspeisung (zwischen 14.500 MW und 19.400 MW) sowie die prognostizierte Windeinspeisung (zwischen 9.300 MW und 15.400 MW) überdurchschnittlich hoch. In den vier übrigen Stunden dagegen waren die EEG-Einspeisung (6.300 MW bis 8.100 MW) sowie die prognostizierte Windeinspeisung (2.300 MW bis 3.000 MW) sogar etwas unterdurchschnittlich.

Die folgende Abbildung veranschaulicht, welche Kraftwerksarten in Stunden mit negativen Preisen eingespeist haben. Es zeigt sich, dass rund 75 % der Einspeisung durch die nur schwer regelbaren Kernkraft- und Braunkohlekraftwerke erfolgte. Auf den ersten Blick erstaunlich ist, dass knapp 10 % der Einspeisung durch GuD-Kraftwerke erfolgte. Bei genauerer Betrachtung zeigt sich, dass es sich hierbei vollumfänglich um Heizkraftwerke handelt. Knapp 60 % der Erzeugung durch GuD-Anlagen erfolgte dabei durch wärmegeführte Heizkraftwerke. Auch von der Erzeugung in Steinkohlekraftwerken erfolgte rund 75 % durch Heizkraftwerke. Knapp 40 % der Erzeugung in Steinkohlekraftwerken erfolgte in wärmegeführten Heizkraftwerken.

Abbildung 82: Einspeisung konventioneller Kraftwerke in Stunden mit negativen Preisen



Quelle: eigene Darstellung

#### f) Herausforderungen an den Kraftwerkspark durch den Zubau von EEG-Anlagen

Neben den kurzfristigen Auswirkungen auf die Merit Order, ist davon auszugehen, dass es aufgrund von Anpassungen im konventionellen Kraftwerkspark langfristige Effekte auf die Merit Order und damit auf die Strompreise gibt.

Mit zunehmender EEG-Einspeisung wird der Bedarf an Einspeisung konventioneller Kraftwerke immer geringer. Die durchschnittliche Benutzungsdauer konventioneller Kraftwerke wird abnehmen. Die insgesamt erforderliche Kapazität konventioneller Kraftwerke nimmt jedoch nicht im gleichen Maße wie der Zubau an EEG-Anlagen ab. Zwar wird mit steigenden EEG-Kapazitäten insbesondere in windstarken Zeiten die durch konventionelle Kraftwerke zu deckende minimale Residuallast immer geringer. Die maximale Residuallast, die in windschwachen Zeiten von konventionellen Kraftwerken gedeckt werden muss, wird dagegen weniger stark sinken.

Die Residuallast, die von konventionellen Kraftwerken erbracht werden muss, wird demnach immer volatil. Durch diese steigende Volatilität der von konventionellen Kraftwerken zu deckenden Residuallast ändern sich die Anforderungen an den konventionellen Kraftwerkspark. Die Auslastung der Grundlastkraftwerke wird sinken. Gleichzeitig muss der Kraftwerkspark sowohl auf Situationen, in denen eine geringe EEG-Einspeisung auf eine hohe Last trifft, als auch auf Situationen, in denen eine hohe EEG-Einspeisung auf eine geringe Last trifft, reagieren können. Der Bedarf an flexibel einsetzbaren Kraftwerken wird daher steigen, da diese die benötigte Residuallast effizienter bedienen

können. Eine entsprechende Anpassung des Kraftwerksparks wird allerdings nicht ohne Auswirkungen auf die Merit Order bleiben. Zum einen haben flexibel einsetzbare Kraftwerke typischerweise höhere Grenzkosten als Grundlastkraftwerke. Zum anderen werden die Preise im Stromgroßhandel volatiler. Durch eine bessere Abstimmung von Erzeugung und Verbrauch (z.B. durch einen vermehrten Einsatz von Speichertechnologie) könnte dieser Effekt jedoch abgemildert werden.

## 5. Kernkraftwerke

### a) Stromerzeugung

Kernenergie spielte im Untersuchungszeitraum eine nach wie vor bedeutende Rolle: Mit 140,7 TWh (2008) (2007: 133,2 TWh) Netto-Elektrizitätserzeugung stand Kernenergie für 28,79 % der Allgemeinen Versorgung bzw. 23,48 % der Nettoelektrizitätserzeugung insgesamt. Dabei betrug die Kapazität von Kernkraftwerken 20.470 MW (von 104.467 MW Allgemeine Versorgung bzw. 147.089 MW gesamt).<sup>265</sup> Kernkraftwerksbetreiber sind E.ON, RWE, Vattenfall Europe, EnBW und die Stadtwerke München.<sup>266</sup> Zurzeit sind noch die 17 nachfolgend aufgelisteten Anlagen in Betrieb.<sup>267</sup>

**Tabelle 31: Übersicht Kernkraftwerke**

Anlage	Rest TWh 01.01.00	Betriebsbeginn	Rest TWh 01.01.10	Betreiber
Biblis A	62,00	26.02.1975	4,20	RWE
Neckarwestheim I	57,35	01.12.1976	1,72	EnBW
Biblis B	81,46	31.01.1977	10,23	RWE
Brunsbüttel	47,67	09.02.1977	11,00	VE, E.ON
Isar 1	78,35	21.03.1979	9,22	E.ON
Unterweser	117,98	06.09.1979	23,29	E.ON

<sup>265</sup> Vgl. Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2009, S. 60 f.; Monitoringbericht 2008, S. 71 f.

<sup>266</sup> Soweit E.ON im Rahmen der Zusagenerfüllung gegenüber der Europäischen Kommission nukleare Bezugsrechte an Electrabel und EdF übertragen hat, hat sich dadurch atomrechtlich nichts an der Betreibereigenschaft von E.ON geändert. Zur Veräußerung von nuklearer Kapazität durch E.ON an EdF/EnBW und Electrabel im Rahmen der Zusagenerfüllung gegenüber der Europäischen Kommission siehe oben D.

<sup>267</sup> Stillgelegt wurden mittlerweile die Anlagen Stade in 2003 (E.ON, Vattenfall Europe) und Obrigheim in 2005 (EnBW); die Anlage Mülheim-Kärlich (RWE) wurde wegen fehlerhafter Baugenehmigung schon 1988 außer Betrieb genommen und wird gegenwärtig zurückgebaut.

Philippsburg 1	87,14	26.03.1980	15,70	EnBW
Grafenrheinfeld	150,03	17.06.1982	48,43	E.ON
Krümmel	158,22	28.03.1984	88,25	VE, E.ON
Gundremmingen B	160,92	19.07.1984	58,71	RWE, E.ON
Philippsburg 2	198,61	18.04.1985	90,67	EnBW
Grohnde	200,90	01.02.1985	91,43	E.ON
Gundremmingen C	168,35	18.01.1985	67,94	RWE, E.ON
Brokdorf	217,88	22.12.1986	104,40	E.ON, VE
Isar 2	231,21	22.12.1986	115,14	E.ON, Stw. Mü
Emsland	230,07	20.06.1988	119,08	RWE, E.ON
Neckarwestheim II	236,04	15.04.1989	129,76	EnBW

Das Atomgesetz in der zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Berichts geltenden Fassung sah in § 7 in Verbindung mit Anlage 3 für die einzelnen Kernkraftwerksblöcke in Deutschland feste Reststrommengen, gerechnet ab dem 1.1.2000, vor. Bei der konkreten Festlegung der Reststrommengen orientierte sich das Gesetz ausweislich der Anlage 3 an der Betriebslaufzeit eines Kernkraftwerks von 32 Kalenderjahren ab Aufnahme des kommerziellen Leistungsbetriebs. Unter bestimmten Voraussetzungen können nach § 7 Abs. 1a AtG Übertragungen von Reststrommengen zwischen den Anlagen vorgenommen werden, wobei dies je nach Fallgestaltung genehmigungsfrei erfolgen kann.<sup>268</sup> Diese Begrenzung erfolgte mit der Atomgesetz-Novelle im Jahr 2002.<sup>269</sup> Darüber hinaus gilt in Deutschland nach § 7 Abs. 1 Satz 2 AtG, wonach für die Errichtung und den Betrieb von Anlagen zur Spaltung von Kernbrennstoffen zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität keine Genehmigungen erteilt werden, ein Neubauverbot für Kernkraftwerke.

Kernkraftwerke dienen in erster Linie der Bereitstellung der Grundlast. Beim Angebot von Grundlaststrom profitieren Kernkraftwerke in besonderem Maße von dem oben unter C.IV.1

<sup>268</sup> Zur Übertragung der Reststrommenge von 4,8 TWh von Stade auf Biblis A vgl. „RWE kann Atommeiler Biblis länger betreiben“, Frankfurter Allgemeine Zeitung vom 10.5.2010.

<sup>269</sup> Gesetz zur geordneten Beendigung der Kernenergienutzung zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität vom 22.04.2002 (BGBl. I 1351).

geschilderten Preisbildungsmechanismus. Erstens sind ihre kurzfristigen variablen Kosten – insbesondere im Vergleich mit der fossilen Stromerzeugung – sehr niedrig, da die Brennstoffkosten vergleichsweise gering sind und keine CO<sub>2</sub>-Zertifikate für die Produktion eingesetzt werden müssen. Zweitens weisen Kernkraftwerke eine hohe jährliche Benutzungszahl auf. Infolge des gesetzlichen Neubauverbots sind die Kernkraftwerksbetreiber davor geschützt, dass Wettbewerber in diese Art der Stromerzeugung, einsteigen können.

Darüber hinaus können Kernkraftwerke – jedenfalls in der Theorie – auch zum Ausgleich von Lastschwankungen eingesetzt werden, die durch die hochvolatile EEG-Einspeisung verursacht wird. Zwar lassen sich Kernkraftwerke nicht kurzfristig hochfahren; die Flexibilität der Leistung im laufenden Betrieb ist jedoch höher als allgemein angenommen. In begrenztem Umfang sind Kernkraftwerke daher auch regelenergiefähig.

Vor diesem Hintergrund ist insbesondere von Seiten der Kernkraftwerks-Betreiber auf die gute Verträglichkeit einer Laufzeitverlängerung mit dem Ausbau erneuerbarer Energien hingewiesen worden.<sup>270</sup> Die vorliegenden Modellanalysen zeigten, dass Kernkraftwerke mit ihren auslegungsseitig vorhandenen Lastfolgefähigkeiten, die (jenseits der hohen Mindestleistung von 50-60 %) in etwa derjenigen von neuen Steinkohlekraftwerken entsprechen (Leistungsänderungsgeschwindigkeit von 3,8 bis 5,2 %/min) und mit einem Leistungsanteil von etwa 9,6 GW, wesentlich zur Integration der fluktuierenden Einspeisung aus erneuerbaren Energien beitragen könnten.<sup>271</sup>

Im Untersuchungszeitraum kam die hier hervorgehobene Lastfolgefähigkeit von Kernkraftwerken allerdings kaum zum Tragen. Auch in Stunden mit hoher Windeinspeisung, niedriger Nachfrage und ergo besonders niedrigen – bisweilen sogar negativen Börsenpreisen – war auf Seiten der Kernkraftwerke in den Jahren 2007 und 2008 keine signifikante Verminderung der Einspeisung zu verzeichnen.<sup>272</sup> Die folgende Abbildung setzt die Einspeisung von Kernkraftwerken (und im Vergleich von Steinkohlekraftwerken) in Bezug zur Entwicklung des Market Clearing Preises und der EEG-Einspeisung:

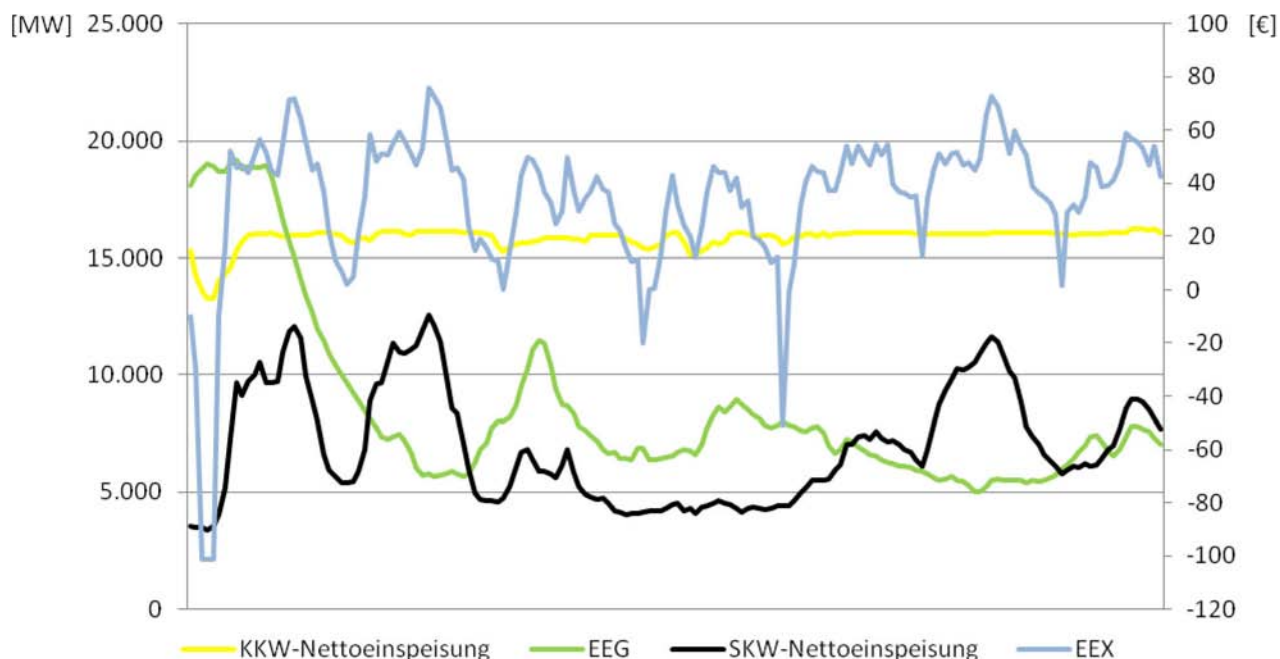
---

<sup>270</sup> Vgl. Hundt et al., Kernkraftwerke und erneuerbare Energien – die Mär vom Systemkonflikt, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 2010/10, S. 28 ff.; vgl. auch Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung, Verträglichkeit von erneuerbaren Energien und Kernenergie im Erzeugungsportfolio: Technische und ökonomische Aspekte, Gutachten im Auftrag der E.ON AG, 2009.

<sup>271</sup> Vgl. Hundt et al., Kernkraftwerke und erneuerbare Energien – die Mär vom Systemkonflikt, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 2010/10, S. 28 ff., S. 30.

<sup>272</sup> Eine Ausnahme gilt für das Kernkraftwerk Neckarwestheim, bei dem sich die Reststrommenge dem Ende zuneigte.

Abbildung 83: KKW-Nettoeinspeisung im Zeitraum 22.12.2008 – 29.12.2008



Quelle: eigene Darstellung

Die Abbildung veranschaulicht, dass Steinkohlekraftwerke deutlich auf das Knappheitssignal des EEX-Preises reagieren (vgl. dazu auch oben E II 2 b bb (1.)), Kernkraftwerke – selbst in Stunden mit deutlich negativen EEX-Preisen – dagegen kaum. Auch der Anteil von Strom aus Kernkraftwerken, der zu Regelenergiezwecken genutzt wurde, lag 2007/2008 bei lediglich 0,1 %.<sup>273</sup>

Vor diesem Hintergrund bestehen begründete Zweifel, inwieweit es tatsächlich auch *wirtschaftlich* ist, zum Ausgleich von EEG-bedingten Lastschwankungen bzw. zur Versorgung mit Regelenergie auf Kernkraftwerke zu setzen.

## b) Zur Ausgestaltung einer Laufzeitenverlängerung

Die Bundesregierung hat im Koalitionsvertrag von 2009 erklärt, am Neubauverbot festzuhalten, jedoch die Laufzeiten deutscher Kernkraftwerke unter Einhaltung der deutschen und internationalen Sicherheitsstandards verlängern zu wollen. Im Sommer 2010 wurde mit den Kraftwerksbetreibern eine entsprechende Vereinbarung über die Modalitäten einer Laufzeitverlängerung getroffen.

Der Bundestag hat am 28.10.2010 in der 2. und 3. Lesung die Gesetzesentwürfe zur 11. und 12. Atomgesetz-Novelle (AtG-Novelle), zum Gesetz zur Errichtung eines Sondervermögens "Energie-

<sup>273</sup> Vgl. hierzu auch Abschnitt E.III.2.b)dd).

und Klimafonds" (EKFG) und zum Kernbrennstoffsteuergesetz (KernbrStG) verabschiedet. Die AtG-Novelle ist zum 27.12.2010 in Kraft getreten.

Das Gesetzespaket sieht vor, dass die gesetzlich festgelegten Elektrizitätsmengenerzeugungsrechte und damit grundsätzlich auch die Laufzeiten der Kernkraftwerke insgesamt beschränkt bleiben, jedoch die Elektrizitätsmengenerzeugungsrechte um eine Menge erweitert werden, die einen Betrieb der Kernkraftwerke um durchschnittlich weitere 12 Jahre ermöglicht. Dabei werden die Restmengen von Kernkraftwerken mit Beginn des Leistungsbetriebs bis einschließlich 1980 um eine Menge erhöht, die einer Laufzeitverlängerung um 8 Jahre entspricht, bei den jüngeren um Mengen, die einer Laufzeitverlängerung um 14 Jahre entsprechen.<sup>274</sup>

**Tabelle 32: Beginn des Leistungsbetriebs und zusätzliche Elektrizitätsmengen**

Anlage	Elektrizitätsmengen ab 1.1.2000 (TWh netto)	Beginn des kommerziellen Leistungsbetriebs	zusätzliche Elektrizitätsmengen (TWh netto)
Obrigheim	8,70	01. 04. 1969	-
Stade	23,18	19. 05. 1972	-
Biblis A	62,00	26. 02. 1975	68,617
Neckarwestheim 1	57,35	01. 12. 1976	51,000
Biblis B	81,46	31. 01. 1977	70,663
Brunsbüttel	47,67	09. 02. 1977	41,038
Isar 1	78,35	21. 03. 1979	54,984
Unterweser	117,98	06. 09. 1979	79,104
Philippsburg 1	87,14	26. 03. 1980	55,826
Grafenrheinfeld	150,03	17. 06. 1982	135,617
Krümmel	158,22	28. 03. 1984	124,161
Gundremmingen B	160,92	19. 07. 1984	125,759
Philippsburg 2	198,61	18. 04. 1985	146,956
Grohnde	200,90	01. 02. 1985	150,442
Gundremmingen C	168,35	18. 01. 1985	126,938

<sup>274</sup> Vgl. den Entwurf des 11. Gesetzes zur Änderung des Atomgesetzes vom 28.9.2010, Bundestagsdrucksache 17/3051, Anlage 3 zu § 7 Abs. 1 a.



Brokdorf	217,88	22. 12. 1986	146,347
Isar 2	231,21	09. 04. 1988	144,704
Emsland	230,07	20. 06. 1988	142,328
Neckarwestheim 2	236,04	15. 04. 1989	139,793
Summe	2 516,06		
Mülheim-Kärlich*	107,25		
<b>Gesamtsumme</b>	<b>2.623,31</b>		<b>1.804,278</b>

Die für das Kernkraftwerk Mülheim-Kärlich aufgeführte Elektrizitätsmenge von 107,25 TWh kann auf die Kernkraftwerke Emsland, Neckarwestheim 2, Isar 2, Brokdorf, Gundremmingen B und C sowie bis zu einer Elektrizitätsmenge von 21,45 TWh auf das Kernkraftwerk Biblis B übertragen werden.“

Die angestrebte Verlängerung der Laufzeiten der bestehenden Kernkraftwerke soll nach dem Beschluss der Bundesregierung nur gegen einen Ausgleich derjenigen Vorteile erfolgen, welcher den Kernkraftwerksbetreibern durch diese Verlängerung zukommt. Grob formuliert setzt sich dieser Vorteil zusammen aus dem Mehrgewinn der Betreiber mit dem Weiterbetrieb ihrer nuklearen Stromproduktion abzüglich etwaiger Einbußen aus dem entsprechend geringeren Betrieb ihrer übrigen Stromproduktion. Der wirtschaftliche Vorteil einer Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken entsteht dadurch, dass Kernkraftwerke Strom zu geringeren Kosten als andere konventionelle Kraftwerke erzeugen können und insofern mit Kernkraftwerken höhere Gewinnmargen bzw. Deckungsbeiträge als mit anderen konventionellen Kraftwerken erzielt werden können. Für eine Schätzung des Vorteils auf der Grundlage möglicher Szenarien hinsichtlich der künftigen Entwicklung des Kraftwerksparks und der Nachfrage sei auf die im Auftrag der Bundesregierung erstellte Studie von *ewi*, *gws* und *prognos*<sup>275</sup> verwiesen.

Zur Abschöpfung eines Teils der mit der Laufzeitverlängerung verbundenen Zusatzgewinne sollen die Betreiber von 2011 bis 2016 eine Kernbrennstoffsteuer an den Bund abführen, die mit jährlich insgesamt ca. 2,3 Mrd. € veranschlagt wird. Darüber hinaus sollen die Betreiber – auf Grundlage einer vertraglichen Vereinbarung – mehrere hundert Mio. € (jeweils 300 Mio.€ in den Jahren 2011 und 2012 sowie je 200 Mio. € in den vier Folgejahren) in ein „Sondervermögen Energie- und Klimafonds“ zahlen, aus dem erneuerbare Energien und Energieforschung - etwa Speichertechnologien - finanziert werden. Ab 2017 sollen die Zahlungen an den Fonds von der Menge des erzeugten Atomstroms, der Inflation und der Strompreisentwicklung abhängen.

Die Atomnovelle ist Teil des Energiekonzeptes, mit dem die Bundesregierung die deutsche Energieversorgung bis 2050 auf erneuerbare Energien umstellen und den Kohlendioxidausstoß

(gegenüber 1990) um 80 % reduzieren will. Dazu soll der Energieverbrauch vor allem durch Effizienzgewinne bis 2050 halbiert, der Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch auf 80 % vervielfacht und das Stromnetz erheblich ausgebaut werden.

### **c) Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung auf den Erstabsatzmarkt**

Das Bundeskartellamt hat sich an der öffentlichen Diskussion um die Wirkungen einer Laufzeitverlängerung insoweit beteiligt, als es – unbeschadet ihrer umweltpolitischen, sicherheitstechnischen und verfassungsrechtlichen Dimension – auf die *wettbewerbliche* Komponente der Laufzeitverlängerung aufmerksam gemacht hat.<sup>276</sup>

#### **aa) Konservierung der vermachteten Marktstruktur**

Diese umfasst nach Auffassung des Bundeskartellamtes zum einen den Umstand, dass eine Laufzeitenverlängerung die Marktstärke der vier großen Erzeugungskonzerne zu zementieren droht.

Aufgrund ihrer im Vergleich sehr niedrigen Grenzkosten erzeugen Kernkraftwerke Grundlaststrom nahezu konkurrenzlos günstig, mit der Folge, dass Strom aus Kernkraftwerken in der Merit Order regelmäßig nicht durch andere konventionelle Kraftwerksarten verdrängt werden kann. Die ursprüngliche Regelung über den Atomausstieg hätte zur Konsequenz gehabt, dass bis zur Stilllegung des letzten Kernkraftwerks (voraussichtlich 2024) ca. 20.000 MW an Erzeugungskapazität in der Grundlast frei geworden wären. Damit hätten mittelfristig ca. 23 % der Marktanteile sukzessive neu im Wettbewerb vergeben werden können. Ohne die Laufzeitverlängerung wäre 2020 mit einem Anteil der Kernkraft an der Bruttostromerzeugung von 8,5 % und 2030 von 0 % zu rechnen gewesen; mit der geplanten Laufzeitverlängerung um durchschnittlich 12 Jahre stiege der Anteil an Kernkraftwerks-Strom (und damit der gesicherte Anteil der vier großen Erzeugungsunternehmen) bis zum Jahr 2020 auf 25,3 %, 2030 betrüge er noch 17 %.<sup>277</sup>

Die zu erwartende Wettbewerbsbelebung würde durch die Erhöhung der Reststrommengen zumindest deutlich verzögert: Ohne die Laufzeitverlängerung hätten 327,15 TWh bis 2016, 451,66 TWh zwischen 2017 und 2021 und 1025,47 TWh ab 2022 im Wettbewerb ersetzt werden müssen.<sup>278</sup>

---

<sup>275</sup> Vgl. EWI, GWS, Prognos, Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung, Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie vom 27.8.2010.

<sup>276</sup> Vgl. Stellungnahme des Bundeskartellamtes zur öffentlichen Anhörung des Wirtschaftsausschusses des Deutschen Bundestages zum Energiekonzept und dem 10-Punkte-Sofortprogramm der Bundesregierung am 21.10.2010, einsehbar unter:

[http://www.bundeskartellamt.de/wDeutsch/download/pdf/Stellungnahmen/101021\\_StellungnahmeBKartA\\_Wirtschaftsausschuss\\_Drs\\_17\\_9\\_267.pdf](http://www.bundeskartellamt.de/wDeutsch/download/pdf/Stellungnahmen/101021_StellungnahmeBKartA_Wirtschaftsausschuss_Drs_17_9_267.pdf).

<sup>277</sup> Vgl. etwa EWI, GWS, Prognos, Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung, Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie vom 27.8.2010, S. A 1 - 12.

<sup>278</sup> Vgl. Begründung des Entwurfs des 11. Gesetzes zur Änderung des Atomgesetzes vom 28.9.2010, Bundestagsdrucksache 17/3051, S. 10.

Tabelle 33: Umfang und Verteilung der zusätzlichen Elektrizitätsmengen

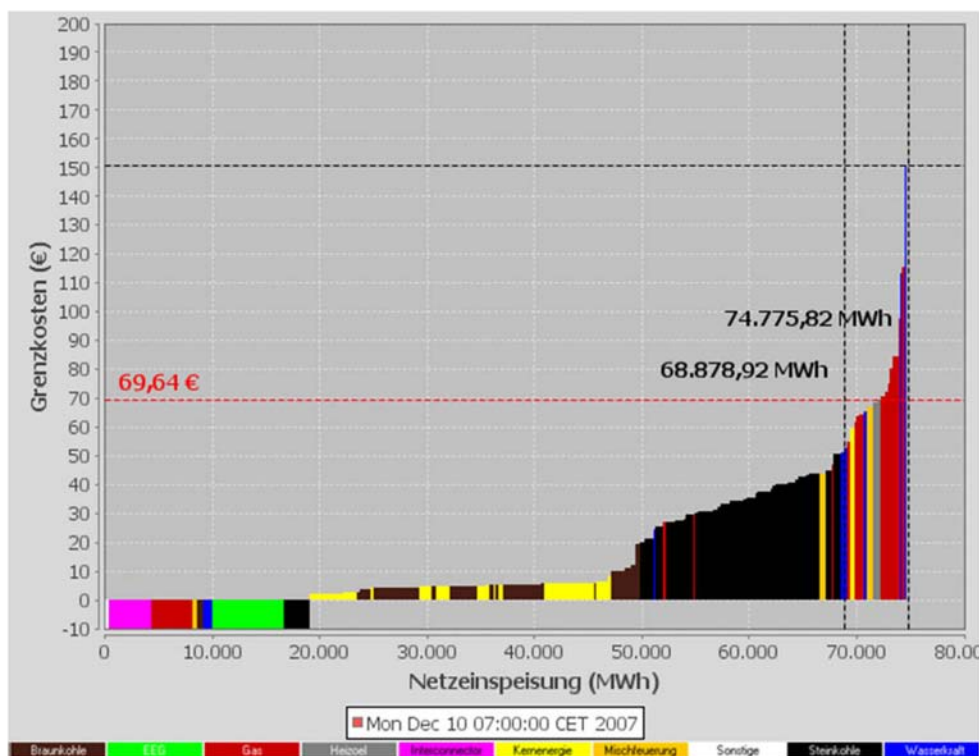
Anlage	Beginn des kommerziellen Leistungsbetriebs	zusätzliche Elektrizitätsmengen (TWh netto)	Von den zusätzlichen Mengen entfallen rechnerisch auf den jeweiligen Zeitraum (TWh netto)		
			bis zu dem Jahr 2016 einschließlich	für den Zeitraum der Jahre von 2017 bis 2021 einschließlich	für den Zeitraum ab dem Jahr 2022
Biblis A	26. 02. 1975	68,617	56,389	12,228	
Neckarwestheim 1	01. 12. 1976	51,000	42,887	8,113	
Biblis B	31. 01. 1977	70,663	51,602	19,061	
Brunsbüttel	09. 02. 1977	41,038	25,609	15,429	
Isar 1	21. 03. 1979	54,984	38,964	16,020	
Unterweser	06. 09. 1979	79,104	46,429	32,675	
Philippsburg 1	26. 03. 1980	55,826	33,503	22,323	
Grafenrheinfeld	17. 06. 1982	135,617	23,214	49,266	63,137
Krümmel	28. 03. 1984	124,161	–	27,183	96,978
Gundremmingen B	19. 07. 1984	125,759	8,343	46,172	71,244
Philippsburg 2	18. 04. 1985	146,956	-	43,736	103,220
Grohnde	01. 02. 1985	150,442	-	46,082	104,360
Gundremmingen C	18. 01. 1985	126,938	-	46,909	79,823
Brokdorf	22. 12. 1986	146,347	-	30,738	115,609
Isar 2	09. 04. 1988	144,704	0,206	19,571	125,133
Emsland	20. 06. 1988	142,328	-	14,002	128,326
Neckarwestheim 2	15. 04. 1989	139,793	-	2,153	137,640
<b>Gesamtsumme</b>		<b>1804,278</b>	<b>327,145</b>	<b>451,663</b>	<b>1025,47</b>

Kommen diese Mengen nun zusätzlich als Kernkraftwerks-Strom hinzu, beeinträchtigt dies die Kalkulationsgrundlage von Kraftwerksneubauprojekten alternativer Anbieter. Soweit die Planungen darauf bauten, frei werdende Kernkraftwerks-Kapazität im Wettbewerb zu ersetzen, steht nach einer

Laufzeitverlängerung die Wirtschaftlichkeit konventioneller Neubauprojekte in Frage. Vorstöße von unabhängigen Erzeugern bei Kraftwerksneubauten und der wünschenswerte Kaskadeneffekt einer Wettbewerbsbelebung auf den nachgelagerten Wertschöpfungsstufen würden gebremst.

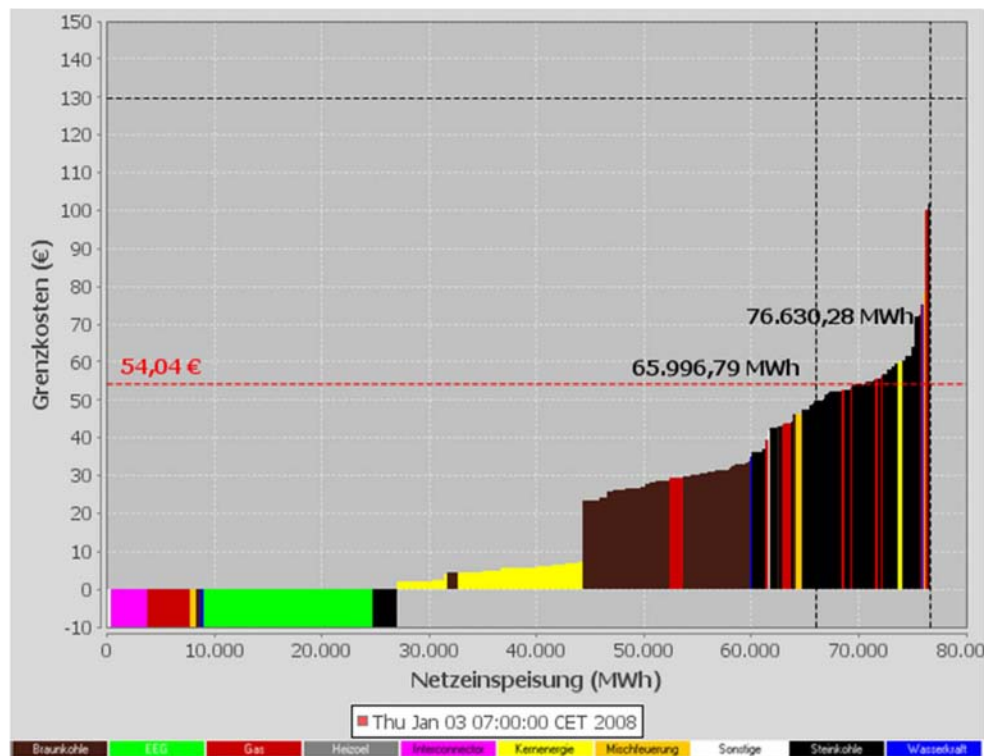
Darüber hinaus profitieren Betreiber von Kernkraftwerken in besonderem Maße von dem oben in Abschnitt C.IV. beschriebenen Preisbildungsmechanismus. Da Kernkraftwerke vergleichsweise niedrige variable Kosten (insbesondere Brennstoffkosten) aufweisen, eine sehr hohe Benutzungsstundenzahl haben und durch das Neubauverbot gegen Konkurrenz geschützt sind, können hiermit deutlich höhere Gewinnmargen bzw. Deckungsbeiträge erzielt werden als mit anderen konventionellen Kraftwerken. So waren die kurzfristigen Grenzkosten bei Kernenergie zuletzt signifikant niedriger als bei (sonstigen) thermischen Kraftwerken. Dies war besonders deutlich zu sehen beim Jahreswechsel 2007/2008 als ein plötzlicher Anstieg der Beschaffungskosten für fossile Brennstoffe zu einem signifikanten Anstieg der Grenzkosten von thermischen Kraftwerken führte, während die Grenzkosten von Kernkraftwerken gleich blieben.

Abbildung 84: Merit Order vom 10.12.2007, 7h



Quelle: eigene Darstellung

Abbildung 85: Merit Order vom 3.1.2008, 7h



Quelle: eigene Darstellung

Mit den daraus resultierenden hohen Deckungsbeiträgen gewährleisten Kernkraftwerke ihren Eignern einen erheblichen Finanzkraftzufluss, den diese in den weiteren Ausbau ihres übrigen Kraftwerksparks investieren können. In den im Vorfeld des Beschlusses über eine Laufzeitverlängerung vorgelegten Gutachten<sup>279</sup> kommen die Gutachter bereits bei einer Laufzeitverlängerung um 8 Jahre (statt wie beschlossen durchschnittlich 12 Jahren) zu zusätzlichen Deckungsbeiträgen in Höhe von zwischen 57<sup>280</sup> und 61 Mrd. €<sup>281</sup>. Auf dieser Grundlage werden bei einer Verlängerung um durchschnittlich 12 Jahre Zusatzgewinne von 80 bis 90 Mrd. € prognostiziert. Auch wenn diese Zahlen mit erheblichen Prognoseunsicherheiten behaftet sind, die Berechnungen jedenfalls zum Teil nicht unerhebliche methodische Bedenken aufwerfen und schließlich zu berücksichtigen ist, dass mit der Kernbrennstoffsteuer ein Teil der Zusatzgewinne abgeschöpft

<sup>279</sup> Vgl. BBH/enervis, Effekte einer Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke auf Wettbewerb und Klimaschutz, Gemeinschaftsgutachten vom 16.3.2010; BET, Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke, Gutachten im Auftrag von Trianel vom 9.2.2010; arrhenius, Auswirkung einer Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke auf die Preise und die Wettbewerbsstruktur im deutschen Strommarkt, Gutachten im Auftrag von 8KU vom 8.4.2010.

<sup>280</sup> Vgl. arrhenius, Auswirkung einer Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke auf die Preise und die Wettbewerbsstruktur im deutschen Strommarkt, Gutachten im Auftrag von 8KU vom 8.4.2010.

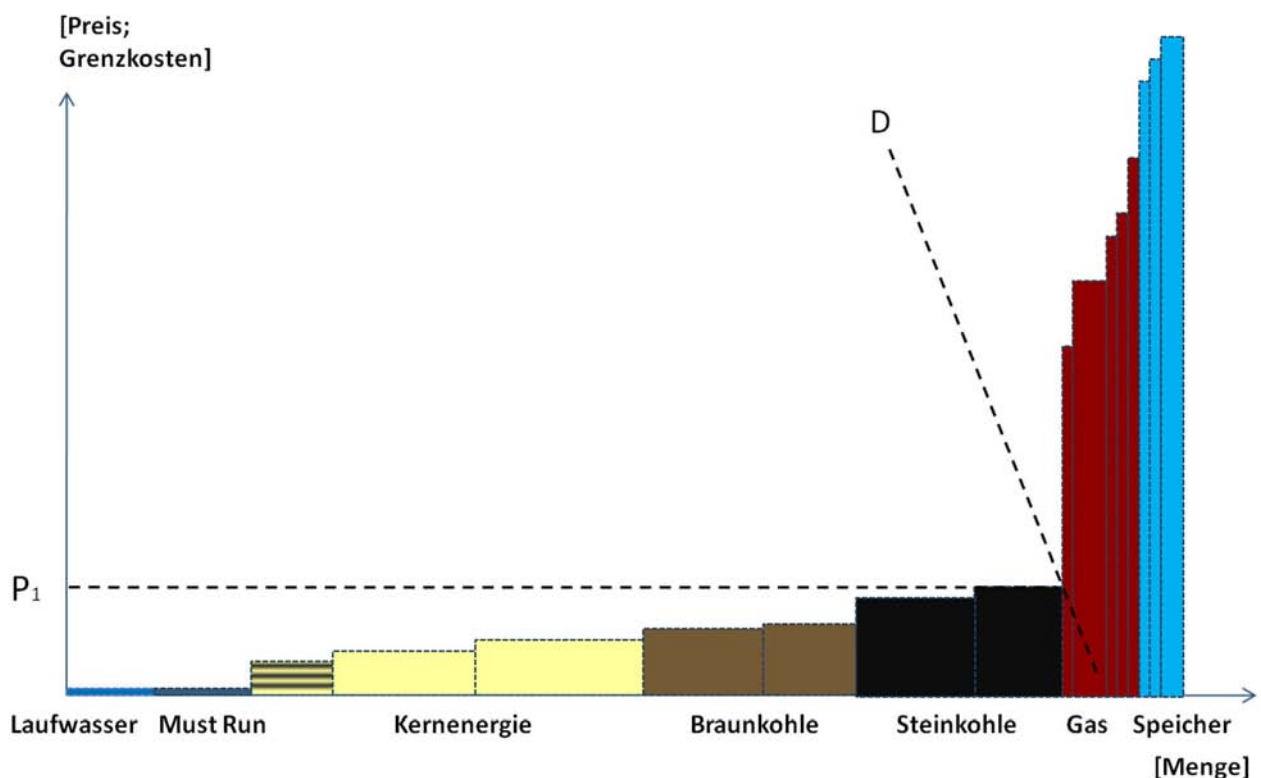
<sup>281</sup> BBH/enervis, Effekte einer Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke auf Wettbewerb und Klimaschutz, Gemeinschaftsgutachten vom 16.3.2010; BET, Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke, Gutachten im Auftrag von Trianel vom 9.2.2010

werden wird,<sup>282</sup> wird die Laufzeitverlängerung den Kernkraftwerks-Betreibern mittelfristig einen erheblichen Finanzkraftzufluss sichern, der Spielräume für zusätzliche Investitionen in konventionelle Kraftwerkstechnologie und erneuerbare Energien eröffnet.

**bb) Preisdämpfender Effekt**

Auf der anderen Seite *kann* sich eine Laufzeitverlängerung in Ansehung der oben beschriebenen Mechanismen der Strompreisbildung dämpfend auf die Entwicklung des Preisniveaus auswirken. So entspricht die nach dem Ausstiegsbeschluss vorzunehmende Beendigung der nuklearen Stromerzeugung einem sukzessiven Herausnehmen von Kapazitäten, was – wie in nachfolgender Abbildung veranschaulicht – bei gleichbleibender Nachfrage zu einer Verschiebung der Merit Order und damit tendenziell zu einer Preiserhöhung führen kann. Die Wirkungen einer Herausnahme von nuklearen Kraftwerksblöcken, die an sich „im Geld“ sind, zeigen die beiden folgenden Abbildungen:

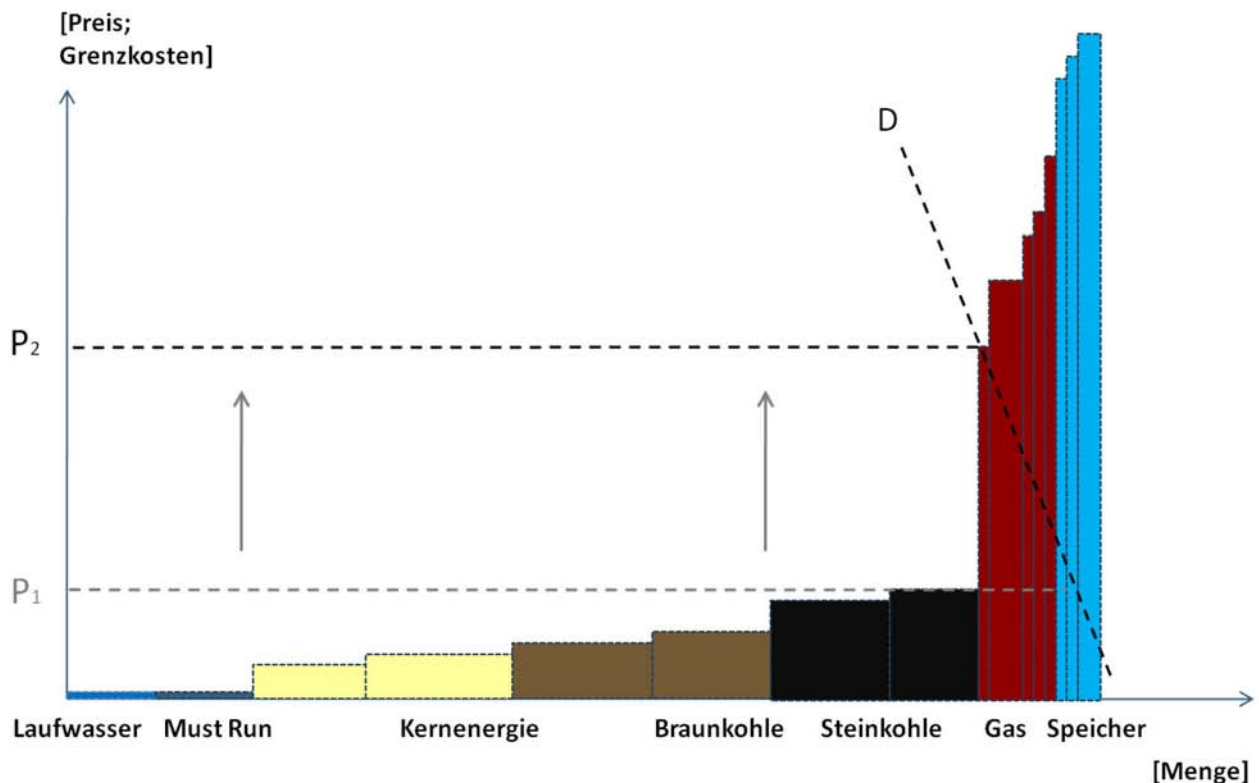
Abbildung 86: Ausgangssituation



Quelle: eigene Darstellung

<sup>282</sup> Geplant wird mit 2,3 Mrd. € p.a., allerdings beschränkt auf sechs Jahre.

Abbildung 87: Auswirkungen der Herausnahme eines nuklearen Kraftwerksblocks



Quelle: eigene Darstellung

Für die Auswirkung eines Ausstiegs auf die Entwicklung des Strompreises von erheblicher Bedeutung ist, wie die Kernenergie ersetzt würde. Handelte es sich bei den Substituten um Kraftwerke mit nur moderat höheren Grenzkosten als Kernkraftwerken würde sich in Stunden hoher Nachfrage, in denen ohnehin Mittel- oder Spitzenlastkraftwerke zur Deckung der Nachfrage benötigt werden, am Schnittpunkt von Angebots- und Nachfragekurve wenig ändern. Allein die Deckungsbeiträge für die Betreiber fielen niedriger aus als beim Weiterbetrieb der Kernkraftwerke. Auf der anderen Seite werden im Hinblick auf die Planungen zur Erhöhung des EEG-Anteils mehr flexible Kraftwerke wie Gas- und Speicherkraftwerke benötigt, die tendenziell hohe Grenzkosten aufweisen. Dies kann in den Stunden, in denen diese Kraftwerke einspeisen, zu einem Anstieg des Börsenpreises führen.

Mit hinreichender Sicherheit kann davon ausgegangen werden, dass sich eine Verlängerung der Laufzeiten dämpfend auf die Entwicklung der *CO<sub>2</sub>-Zertifikats-Preise* auswirken wird, mit der Folge, dass die Grenzkosten für die Stromerzeugung durch den übrigen – fossilen – Kraftwerkspark insgesamt niedriger liegen dürften als ohne Laufzeitverlängerung.

Zu berücksichtigen ist freilich, dass eine mit der Laufzeitverlängerung verbundene Perpetuierung der vermarkteten Marktstruktur nach aller Theorie den Anreiz setzt, Gebote oberhalb der eigenen Grenzkosten abzugeben: Dies kann im Ergebnis den preisdämpfenden Effekt einer

Laufzeitverlängerung abschwächen. Auch von daher ist eine Effektivierung der Missbrauchsaufsicht, wie sie durch die Einrichtung einer Markttransparenzstelle gewährleistet werden soll, geboten.

Darüber hinaus ist darauf hinzuweisen, dass sich auch die Kernbrennstoffsteuer als Besteuerung der Primärenergie erhöhend auf die Grenzkosten auswirken wird, was im Ergebnis – nämlich immer dann, wenn Kernkraftwerke marktpreissetzend sind – zu höheren Großhandelspreisen führen kann. Auch von daher ist mit einer Einschränkung des preisdämpfenden Effekts zu rechnen.

Zu betonen ist schließlich, dass die vorgehende Betrachtung allein auf die wahrscheinliche Entwicklung der *kurzfristigen variablen Grenzkosten* abstellt; die absehbar beträchtlichen *Folgekosten* (Endlagerung, Risikokosten) bleiben in dieser Betrachtung außen vor.

Eine Verlängerung der Laufzeiten kann insoweit einem ansonsten zu erwartenden Preisanstieg entgegenwirken. Für Beispielsberechnungen auf der Basis möglicher Entwicklungsszenarien sei insoweit auf die von der Bundesregierung in Auftrag gegebene Studie „Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung“<sup>283</sup> wie auf die diversen weiteren Gutachten<sup>284</sup> aus dem Vorfeld der Entscheidung über eine Laufzeitverlängerung verwiesen. *Ewi, gws prognos* kommen insoweit bei einer durchschnittlichen Laufzeitverlängerung von 12 Jahren zu einer Senkung des Stromgroßhandelspreises gegenüber dem Ausstiegsszenario um 11 bzw. (bei höheren Investitionen für Nachrüstungen) 8 €/MWh für das Jahr 2020 (33 bzw. 36 €/MWh statt 44 €/MWh) und 8 bzw. (bei höheren Investitionen für Nachrüstungen) 4 €/MWh für das Jahr 2030 (46 bzw. 50 €/MWh statt 54 €/MWh).<sup>285</sup> Auf dieser Grundlage prognostizieren die Gutachter eine Senkung der Endkundenpreise von 5 €/MWh für Industriekunden (99 statt 104 €/MWh) und 0,7 Cent/kWh für Haushaltskunden (21 statt 21,7 Cent/kWh). Bei Berücksichtigung der vom Bundesumweltministerium veranschlagten höheren Nachrüstkosten kommen die Gutachter zu einer Senkung von 3 €/MWh für Industriekunden (101 statt 104 €/MWh) und 0,4 Cent/kWh für Haushaltskunden (21,3 statt 21,7 Cent/kWh).<sup>286</sup>

---

<sup>283</sup> Vgl. EWI, GWS, Prognos, Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung, Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie vom 27.8.2010, vgl. dort insbesondere S. A I 1-31.

<sup>284</sup> Vgl. Öko-Institut, Laufzeitverlängerungen der deutschen Kernkraftwerke und Strompreissubventionen, Kurzgutachten vom 7.7.2008; BBH/enervis, Effekte einer Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke auf Wettbewerb und Klimaschutz, Gemeinschaftsgutachten vom 16.3.2010; BET, Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke, Gutachten im Auftrag von Trianel vom 9.2.2010; arrhenius, Auswirkung einer Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke auf die Preise und die Wettbewerbsstruktur im deutschen Strommarkt, Gutachten im Auftrag von 8KU vom 8.4.2010.

<sup>285</sup> Vgl. EWI, GWS, Prognos, Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung, Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie vom 27.8.2010, dort insbesondere S. A I 1-31.

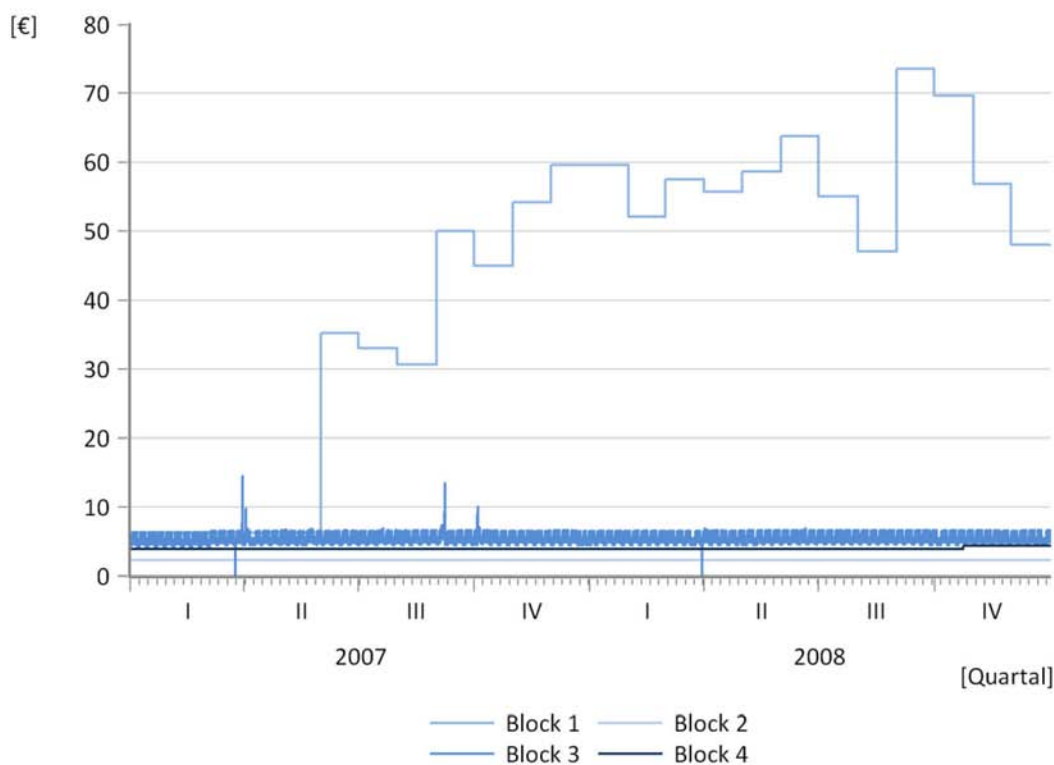
<sup>286</sup> Vgl. EWI, GWS, Prognos, Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung, Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie vom 27.8.2010, dort insbesondere S. A I 1-31.



### cc) Festlegung von Reststrommengen

Was die konkrete Ausgestaltung der Laufzeitenverlängerung betrifft, so ist zudem darauf hinzuweisen, dass die Zuweisung einer festen Reststrommenge an einen Kernkraftwerksblock, der zeitlich unbefristet produzieren kann, dem Betreiber den Ansatz von *Opportunitätskosten* ermöglicht. Denn statt zu produzieren kann der Betreiber alternativ auch warten, bis sich höhere Börsenpreise einstellen. Im Fall des Kernkraftwerks Neckarwestheim I hat der Ansatz von Opportunitätskosten 2007/2008 zu einem sprunghaften Anstieg der Grenzkosten geführt.<sup>287</sup>

Abbildung 88: Entwicklung der Grenzkosten von Neckarwestheim I (Block1)

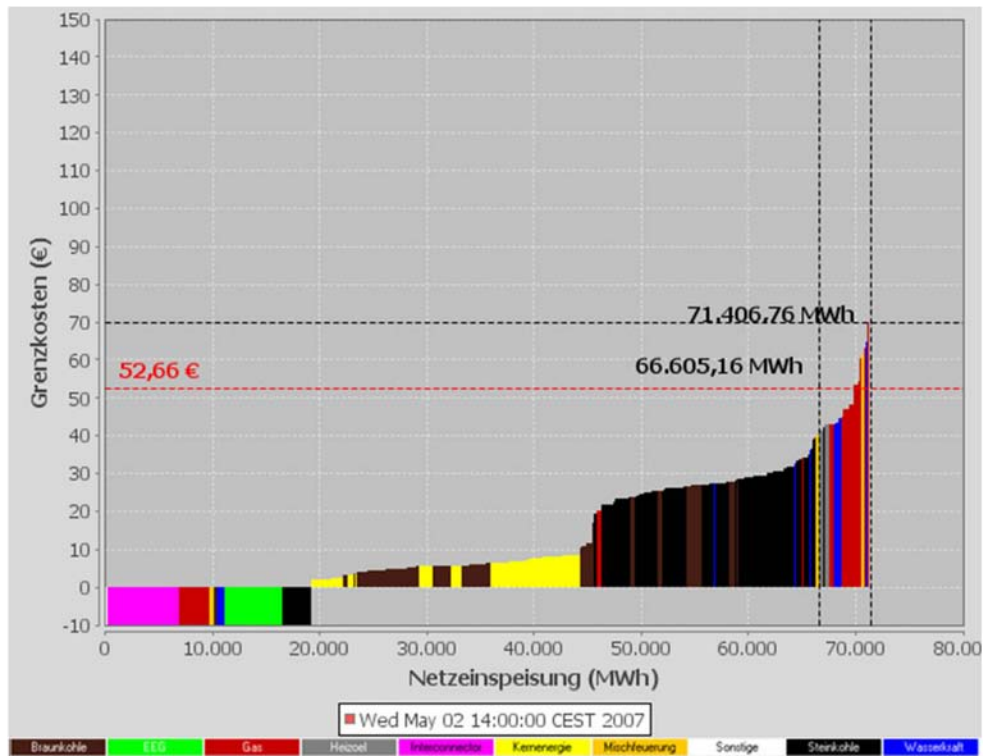


Quelle: eigene Darstellung

Die nachfolgende Abbildung setzt den Grenzkostensprung für das Kernkraftwerk Neckarwestheim I zwischen Mai 2007 und Januar 2008 in Bezug zur gesamten Merit Order.

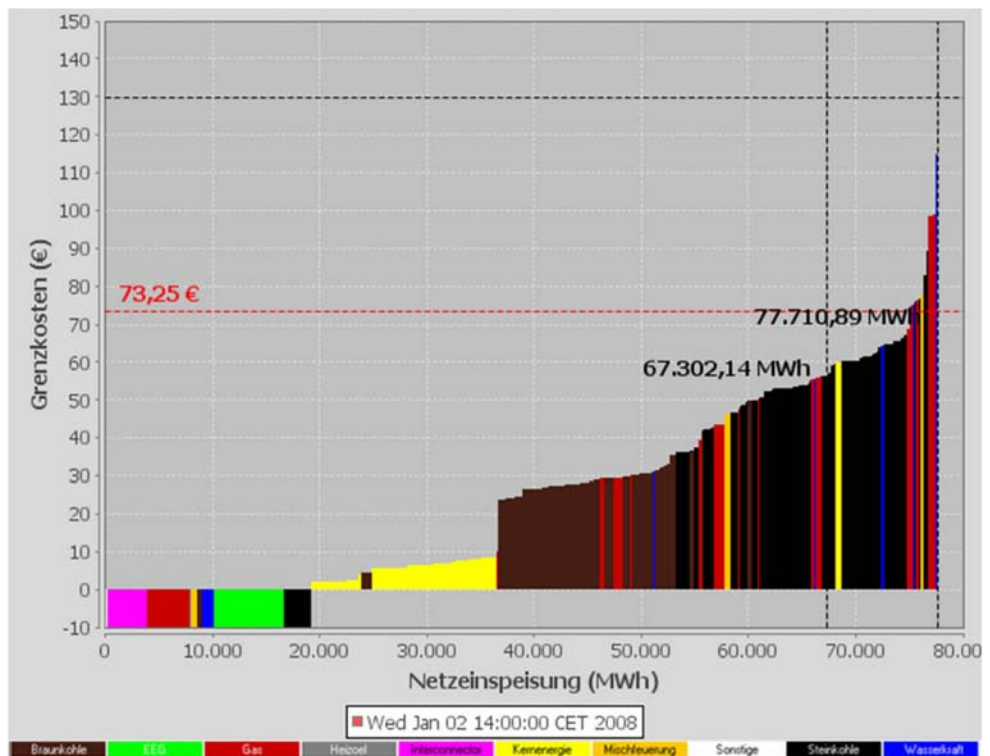
<sup>287</sup> Vgl. hierzu Abschnitt E.II.2.b).

Abbildung 89 Merit Order am 2.05.2007, 14h



Quelle: eigene Darstellung

Abbildung 90 Merit Order am 2.01.2008, 14h



Quelle: eigene Darstellung

Würde hingegen ein festes Enddatum für den Kernkraftwerksbetrieb vorgegeben, so hätte der Betreiber vielmehr wegen der zeitlich limitierten Einsatzdauer einen Anreiz das Kraftwerk einzusetzen, sobald dieses im Geld ist. Die Festlegung einer Reststrommenge ohne ein bestimmtes zeitliches Enddatum hat auf der anderen Seite den Vorteil, dass mit der gleichen Reststrommenge, die einem Durchfahren bis zu einem bestimmten Enddatum entspricht, der preisdämpfende Effekt der Kernkraftwerks-Einspeisung über einen längeren Zeitraum genutzt werden kann, d.h. Kernkraftwerks-Strom über einen längeren Zeitraum zur Glättung von Peak-Preisen zur Verfügung steht.

Letztlich dürften aber die Vorteile der Festlegung eines festen Enddatums überwiegen. Dies gilt nicht zuletzt vor dem Hintergrund höherer Planungssicherheit für Investitionen in Kraftwerksneubauprojekte: Blicke aufgrund flexibler Fahrweise unbestimmt, wann die Kernkraftwerke tatsächlich vom Netz gehen, wäre dies für Investitionsentscheidungen in neue konventionelle Kraftwerke abträglich. Ein festes Enddatum würde darüber hinaus dem Anreiz begegnen, durch überlange Abschaltzeiten die Zurückhaltung von Erzeugungskapazität als technische Restriktion zu kaschieren, um eine insgesamt längere Verfügbarkeit der Kernkraftwerke zu erwirken.

#### **d) Auswirkungen der Kernbrennstoffsteuer**

Mit der Einführung einer Kernbrennstoffsteuer zum 1.1.2011 soll der Verbrauch von Kernbrennstoffen besteuert werden. Die Steuer entsteht dadurch, dass ein Brennelement oder einzelne Brennstäbe in einen Kernreaktor erstmals eingesetzt werden und eine sich selbst tragende Kettenreaktion ausgelöst wird. Sie soll 145 € pro Gramm Plutonium/Uran betragen.

Die Besteuerung des Kernbrennstoffs bedingt eine Erhöhung der Grenzkosten und birgt nach den Gesetzmäßigkeiten der Strompreisbildung nach der Merit Order die Möglichkeit einer Erhöhung der Stromgroßhandelspreise in solchen Zeitpunkten, in denen die Kernkraftwerke mit ihren Grenzkosten preissetzend sind. Dies war zwar in der Vergangenheit eher selten der Fall. Führt aber die Einführung der Kernbrennstoffsteuer – wie derzeit prognostiziert – zu einem signifikanten Anstieg der Grenzkosten von Kernkraftwerken (der VIK rechnet bei Umlegung der erwarteten Zusatzkosten von 2,3 Mrd. €/a auf eine erwartete Erzeugungsmenge von 140 Mrd. kWh mit Mehrkosten von 16,43 €/MWh), werden diese auch deutlich häufiger marktpreissetzend sein. Insoweit wäre nicht nur gelegentlich mit einer Preiserhöhung zu rechnen, die letztlich auf die Verbraucher abgewälzt wird.

Auf der anderen Seite ist freilich zu beachten, dass Kernenergie zu externen Effekten führt (hohe Zusatzkosten im Zusammenhang mit der Endlagerung), die die Staatsfinanzen belasten, sich aber nicht in den Grenzkosten widerspiegeln. Im Ausgleich dieser Lasten mag die Brennelementesteuer eine zusätzliche fiskalpolitisch belastbare Rechtfertigung finden.

Bei der Förderung von Erneuerbare-Energien-Projekten im Rahmen des Fonds-Modells ist zudem zu berücksichtigen, dass auch die Kernkraftwerksbetreiber selbst in nicht unbeachtlichem Umfang in

erneuerbare Energien investieren und ihnen je nach Ausgestaltung möglicherweise die zuvor abgeschöpften Beträge wieder zufließen.

### e) Wettbewerbsstruktur

Das Bundeskartellamt hatte mit Blick auf die drohende Perpetuierung der vermacheten Marktverhältnisse angeregt, die Laufzeitverlängerung mit einer Verpflichtung der vier großen Kernkraftwerks-Betreiber zur Abgabe bzw. Stilllegung anderer konventioneller Erzeugungskapazitäten zu verknüpfen.<sup>288</sup> Im Rahmen der Änderung des Atomgesetzes ist dieser Empfehlung nicht Rechnung getragen worden.

Es bleibt freilich bei der Feststellung, dass die Laufzeitverlängerung absehbar schädliche Auswirkungen auf die *Marktstruktur* haben wird, denen mit dem vorhandenen kartellbehördlichen Instrumentarium nicht wirksam begegnet werden kann.

Das Energiekonzept der Bundesregierung sieht zum einen mit Blick auf den notwendigen Ausbau eines flexibel regelbaren Kraftwerksparks, zum anderen aber auch mit Blick auf die Wettbewerbssituation kleinerer Erzeuger vor, Neubauten kleinerer Kraftwerke, speziell von KWK-Anlagen, zu fördern. Dabei sollen nur Anbieter mit einem Marktanteil von weniger als 5 % von der Förderung profitieren. Auch soll die Produktion aus erneuerbaren Energien schrittweise in den Markt integriert werden. Beide Maßnahmen sind geeignet, zu einer Verbesserung der Marktstruktur beizutragen. Dies gilt insbesondere für die Marktintegration der Erneuerbaren Energien. Sie ermöglichen allerdings nur ein Vorgehen in kleinen Schritten. Für die Stärkung des Wettbewerbs auf den Strommärkten ist es wichtig, dass die Verhaltensspielräume der etablierten Erzeuger nachhaltig vom Wettbewerb kontrolliert werden können. Hilfreich wären insofern unmittelbar strukturverbessernde Maßnahmen wie z.B. die Abgabe bzw. Versteigerung von Erzeugungskapazitäten, für die es auch in der kartellrechtlichen Fallpraxis Vorbilder gibt. Auch vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage nach einer maßvollen Ergänzung des kartellbehördlichen Eingriffsinstrumentariums.

## 6. Wärmegeführte Heizkraftwerke

Eine besondere Rolle in der Stromerzeugung spielen wärmegeführte Heizkraftwerke. Heizkraftwerke erzeugen in einem Kuppelprozess gleichzeitig Elektrizität und Wärme (Kraft-Wärme-Kopplung). Typischerweise wird dabei - wie bei anderen thermischen Kraftwerken - die Primärenergie mit Hilfe

---

<sup>288</sup> Vgl. Bundeskartellamt, Stellungnahme zur öffentlichen Anhörung des Wirtschaftsausschusses des Deutschen Bundestages zum Energiekonzept und dem 10-Punkte-Sofortprogramm der Bundesregierung am 21.10.2010, abrufbar unter [http://www.bundeskartellamt.de/wDeutsch/download/pdf/Stellungnahmen/101021\\_StellungnahmeBKartA\\_Wirtschaftsausschuss\\_Drs\\_17\\_9\\_267.pdf](http://www.bundeskartellamt.de/wDeutsch/download/pdf/Stellungnahmen/101021_StellungnahmeBKartA_Wirtschaftsausschuss_Drs_17_9_267.pdf).

eines geschlossenen Wasser-Dampf-Kreislaufes in Elektrizität gewandelt. Es kann zwischen zwei Anlagentypen unterschieden werden:

- Bei Gegendruckanlagen gelangt der komplette Dampfstrom nach der Turbine in den Heizkondensator. Hier bestimmt der Wärmebedarf die Fahrweise der Anlage. Die Stromproduktion ist nur ein Nebenprodukt, das der Dampfproduktion folgt. D.h. diese Anlagen lassen sich nur wärmegeführt betreiben.
- Bei Entnahmekondensationsanlagen besteht die Möglichkeit, Dampf vor den letzten Turbinenstufen zu entnehmen. Je mehr Dampf zu Heizzwecken entnommen wird, desto weniger steht für die Stromerzeugung zur Verfügung. Diese Anlagen haben eine wärmegeführte, stromseitige Mindestlast (sogenannter Must-Run-Anteil). Darüber hinaus kann in Abhängigkeit von den technischen Gegebenheiten der jeweiligen Anlage zusätzlich frei dispatchbarer Kondensationsstrom erzeugt werden. Inwieweit diese Anlagen strom- bzw. wärmegeführt sind, hängt von den jeweiligen Gegebenheiten der Anlage ab.

Betreiber von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen haben bei Erfüllung der entsprechenden Voraussetzungen Anspruch auf Zahlung der gesetzlichen Fördersätze nach dem KWKG-Gesetz.

#### **a) Positive Auswirkung auf die Merit Order aufgrund unlimitierter Angebote**

Bei der wärmegeführten Stromerzeugung ist allein der jeweilige Wärmebedarf für die Fahrweise des Kraftwerks entscheidend. Strom ist dabei ein Nebenprodukt, das für die Einsatzentscheidung des Kraftwerks irrelevant ist. Vielmehr bestimmt die Wärmeproduktion die erzeugte Strommenge. Eine Optimierung der Stromproduktion in Abhängigkeit des erzielbaren Marktpreises ist demnach nicht möglich. Verschiedene Stromerzeuger haben daher im Rahmen der Sektoruntersuchung darauf hingewiesen, dass sie keine Grenzkosten für die Stromproduktion kalkulieren bzw. die Grenzkosten nicht relevant für die Stromproduktion seien. Der zwangsweise erzeugte Strom werde unlimitiert an der Börse vermarktet.

Die Beschlussabteilung hat daher im Rahmen der Sektoruntersuchung auch ermittelt, welche Kraftwerke vollständig oder überwiegend wärmegeführt sind. Für die in diesen Heizkraftwerken erzeugte Leistung wurde sodann unterstellt, dass sie unlimitiert am Markt angeboten wurde. Eine Überprüfung in Hinblick auf eine missbräuchliche Zurückhaltung von Kapazitäten erfolgte bei wärmegeführten Heizkraftwerken aufgrund der fehlenden Optimierung am Marktpreis und der durch den jeweiligen Wärmebedarf determinierten Fahrweise nicht.<sup>289</sup> Bei der Visualisierung der Merit Order wurden die wärmegeführten Heizkraftwerke mit Grenzkosten Null abgetragen. Für den überwiegenden Teil des Untersuchungszeitraum ist dies sachgerecht, da negative Preise nicht

---

<sup>289</sup> Vgl. hierzu Abschnitt E.II.1.

möglich waren. Für den übrigen Zeitraum handelt es sich bei dieser Darstellung um eine Vereinfachung.

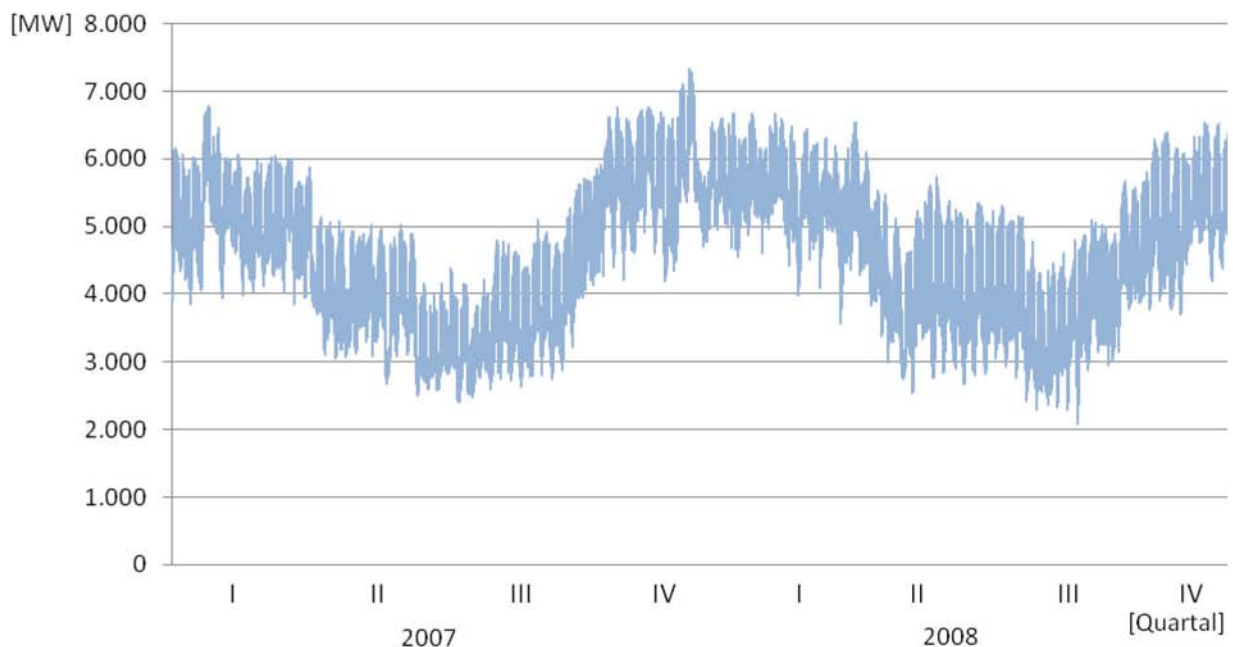
Der Umstand, dass wärmegeführte Heizkraftwerke unlimitiert vermarktet werden und infolgedessen teurere Kraftwerksblöcke aus der Merit Order verdrängen, wirkt sich grundsätzlich dämpfend auf den markträumenden Preis aus.<sup>290</sup>

Die im Rahmen der Sektoruntersuchung als vollständig bzw. überwiegend wärmegeführt identifizierten Heizkraftwerke hatten in den Jahren 2007 und 2008 eine durchschnittliche Nettoleistung von rund 8.800 MW. Die durchschnittliche Einspeisung betrug rund 4.600 MW im Jahr 2007 und rund 4.700 MW im Jahr 2008.

Sowohl im Jahresverlauf als auch im Tagesverlauf speisen wärmegeführte Heizkraftwerke verstärkt dann ein, wenn auch die Nachfrage hoch ist. In Hinblick auf den Effekt auf die Merit Order ist dies positiv zu bewerten.

Im Jahresverlauf stellt sich die Einspeisung wärmegeführter Heizkraftwerke wie folgt dar. Dabei zeigt sich, dass die Einspeisung in den heizintensiven Wintermonaten deutlich höher ist als in den Sommermonaten.

**Abbildung 91: Einspeisung wärmegeführter Heizkraftwerke im Jahresverlauf (2007 und 2008)**

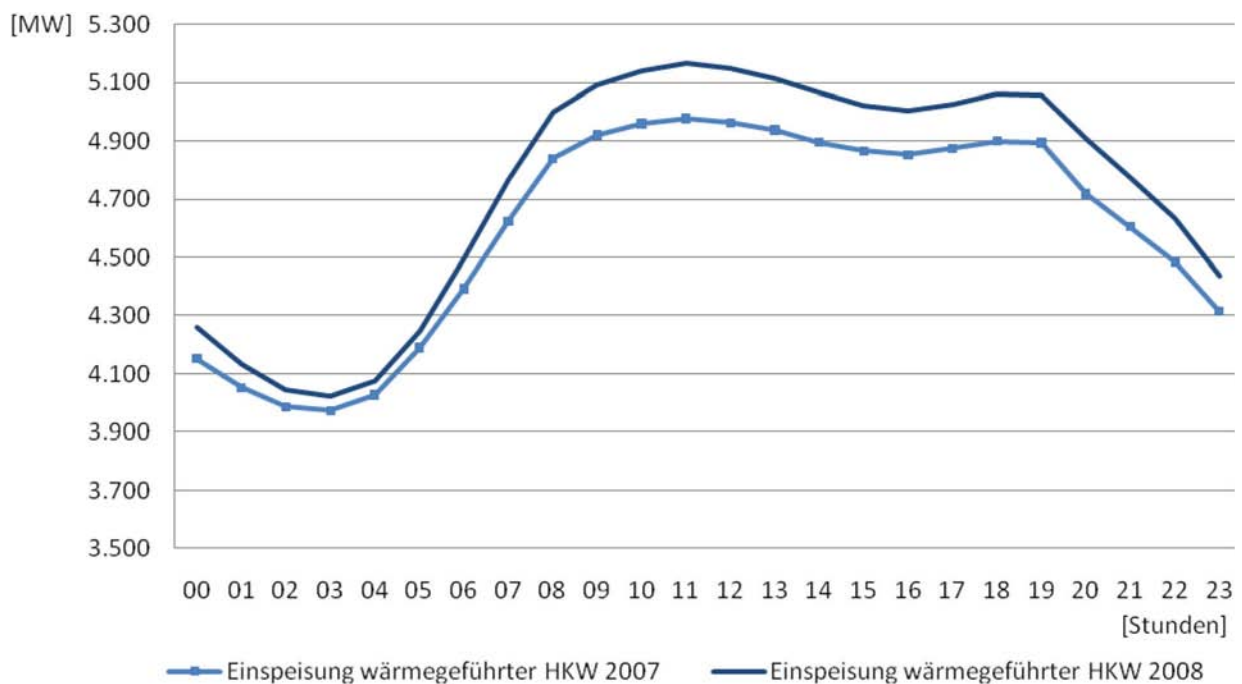


Quelle: eigene Darstellung

<sup>290</sup> Zum Sonderfall negativer Preise vgl. Abschnitt E.III.4.e).

Im Tagesverlauf zeigt sich, dass die Einspeisung in den heizintensiven Tagstunden deutlich höher ist als in den Nachtstunden. Insoweit verhält sich die Kurve relativ gleichförmig zur Gesamlastkurve. Die Einspeisung wärmegeführter Heizkraftwerke erfolgt daher verstärkt in Peak-Stunden, wenn der Strombedarf hoch ist.

Abbildung 92: Einspeisung wärmegeführter Heizkraftwerke im Tagesverlauf in den Jahren 2007 und 2008



Quelle: eigene Darstellung

Auch die übrigen, im Rahmen der Sektoruntersuchung nicht als wärmegeführt eingestuft Heizkraftwerke sind nicht alle rein stromgeführt. Die Nettoleistung aller von der Sektoruntersuchung erfassten Heizkraftwerke, die nicht vollständig oder überwiegend wärmegeführt waren, betrug durchschnittlich rund 23.500 MW im Jahr 2007 und rund 23.700 MW im Jahr 2008. Die durchschnittliche Einspeisung betrug rund 15.600 MW im Jahr 2007 und rund 15.000 MW im Jahr 2008. Es ist davon auszugehen, dass auch ein Teil dieser Mengen unlimitiert in den Markt geboten werden.

## b) Fehlende Flexibilität bei hoher EEG-Erzeugung

Ein Nachteil wärmegeführter Heizkraftwerke ist, dass sie nicht flexibel auf Nachfrage- und Preissignale des Strommarktes reagieren können. Das führt dazu, dass wärmegeführte Heizkraftwerke in Zeiten, in denen eine hohe EEG-Erzeugung auf eine geringe Nachfrage trifft, weiter

einspeisen, auch wenn die Preise negativ werden. So erfolgte in den negativen Stunden, die im Jahr 2008 aufgetreten sind, rund 12 % der Einspeisung konventioneller Kraftwerke durch wärmegeführte Heizkraftwerke (durchschnittlich rund 4.000 MW).<sup>291</sup> Mit zunehmender EEG-Einspeisung, die eine immer flexiblere Fahrweise konventioneller Kraftwerke erfordert,<sup>292</sup> zeigt sich hier also ein gewisses Konfliktpotential zwischen EEG-Erzeugung und wärmegeführten Heizkraftwerken.

### c) Wettbewerb durch Fringe-Anbieter

Positiv unter marktstrukturellen Gesichtspunkten ist in Hinblick auf wärmegeführten Heizkraftwerke, dass diese häufig von Stadtwerken und Industrieunternehmen betrieben werden. Der Anteil der Fringe-Anbieter an den vollständig bzw. überwiegend wärmegeführten Heizkraftwerken machte im Jahr 2007 61 % der Nettoleistung und 67 % der Netzeinspeisung aus. Im Jahr 2008 betrug der Anteil 62 % der Nettoleistung und 67 % der Netzeinspeisung.

## 7. Preisniveau und Investitionen

Im Rahmen der Sektoruntersuchung ist vorgetragen worden, dass das derzeitige Preisniveau für Strom nicht überhöht sei. Eine von der ESMT in Zusammenarbeit mit dem Kölner Professor Axel Ockenfels im Auftrag der RWE AG erstellte Studie<sup>293</sup> vergleicht die deutschen Großhandelspreise mit den Kosten für den Kraftwerksbau und –betrieb und kommt zu dem Schluss, dass die Preise in den Jahren 2005 bis 2009 meist auf einem Niveau waren, das langfristig keine Investitionen in neue Kraftwerke rechtfertigen würde.

Dabei werden zunächst Kosten und Erträge für neue Steinkohle- und GuD-Kraftwerke ermittelt. Die Kosten ergeben sich aus Angaben von RWE über die Zahl der Benutzungsstunden pro Jahr, die variablen Kosten, die Betriebskosten und die Kapitalkosten, jeweils in €/MWh, zur Verfügung gestellt hat. Die variablen Kosten werden mit Hilfe von Einjahres-Future-Preisen für Steinkohle, Gas und CO<sub>2</sub>-Zertifikate ermittelt. Der Berechnung der Erträge liegen die täglichen Einjahres-Future-Preise für Peak- und Off-peak-Strom zugrunde. Die Marge eines Kraftwerks ergibt sich dann als Differenz zwischen Erträgen und Kosten. Nach den Ergebnissen der Berechnungen von ESMT hätten Steinkohlekraftwerke in allen fünf betrachteten Jahren negative Margen erzielt, mit Ausnahme des Jahres 2007. Für GuD-Kraftwerke ergeben sich in drei von fünf Jahren ebenfalls negative Margen, 2008 und 2009 sind die Margen positiv.

Zunächst ist darauf hinzuweisen, dass aus den dargestellten Berechnungen nicht der Schluss gezogen werden darf, dass die Stromerzeuger im betrachteten Zeitraum tatsächlich Verluste mit den

---

<sup>291</sup> Vgl. hierzu auch Abschnitt E.III.4.e).

<sup>292</sup> Vgl. hierzu auch Abschnitt E.III.4.f).



beiden untersuchten Kraftwerksarten gemacht haben. Im betrachteten Zeitraum wurden die CO<sub>2</sub>-Zertifikate an die Unternehmen zu 100 % kostenlos vergeben, so dass den Unternehmen durch die Emission von CO<sub>2</sub> keine pagatorischen Kosten entstanden sind. Vielmehr hätten die Unternehmen durch die Vermeidung von Emissionen zusätzlich Geld verdienen können, da sie die Möglichkeit hatten, die Zertifikate zu veräußern. Tatsächlich zeigt sich, dass beide untersuchten Kraftwerksarten in jeweils vier der fünf betrachteten Jahre positive Margen erzielen konnte, die in ihrer Summe einen möglichen Verlust im fünften Jahr des Untersuchungszeitraums deutlich überkompensierten. Damit konnte auch nach den Kalkulationen von ESMT ein Betreiber eines neuen Stein- oder GuD-Kraftwerks in den Jahren 2005 bis 2009 Gewinne erzielen.

Das Bundeskartellamt hält die Kalkulationen von ESMT für systematisch unterzeichnet, da Einkünfte aus der Bereitstellung von positiver und negativer Regelleistung nicht berücksichtigt werden. Durch den Einsatz zur Vorhaltung positiver Regelleistung können insbesondere Spitzenlastkraftwerke Deckungsbeiträge auf den Regelleistungsmärkten erzielen. Sie können vor allem in Zeiten, in denen sie aufgrund der spezifischen Höhe ihrer Grenzkosten im Stromgroßhandel nicht zum Zuge kommen, für die Vorhaltung positiver Regelleistung vermarktet werden. Die Auswertung der im Rahmen der Sektoruntersuchung für die Jahre 2007 und 2008 erhobenen Daten hat ergeben, dass z. B. bei Pumpspeicherkraftwerken rund 30 % und bei Gasturbinen rund 20 % der Nettoleistung für die Vorhaltung positiver Regelleistung eingesetzt werden. Aber auch bei GuD-Kraftwerken wird immerhin rund 5 % der Nettoleistung für die Vorhaltung positiver Regelleistung genutzt. Betrachtet man die verschiedenen Kraftwerksarten zusammen, werden rund 6 % der Nettoleistung für positive Regelleistung vorgehalten. Insbesondere Grund- und Mittellastkraftwerke (u.a. GuD- und Steinkohlekraftwerke) können darüber hinaus durch die Vorhaltung negativer Regelleistung Deckungsbeiträge erwirtschaften.

Weiterhin ist zu berücksichtigen, dass die im Rahmen des ESMT-Gutachtens präsentierten Kosten bereits eine risikoadäquate Eigenkapitalverzinsung enthalten, da die Kapitalkosten über die unternehmensspezifischen risikogewichteten Kapitalkosten (Weighted Average Cost of Capital, „WACC“) berechnet wurden. Üblicherweise enthalten die WACC einen mit dem Capital Asset Pricing Model risikoadjustierten Eigenkapitalzinssatz. Ein über die Kapitalkosten hinaus erzielter Gewinn stellt somit einen Value Added dar.

Eine Kontrollrechnung mit den im ESMT-Gutachten präsentierten Werten für ein Steinkohlekraftwerk und den tatsächlichen Day-Ahead-Spotmarktpreisen an der EEX in den Jahren 2007 und 2008 zeigt, dass sich in diesen Jahren ein Value Added von insgesamt rund 27 Mio. € ergeben hätte, ohne eine

---

<sup>293</sup> Vgl. ESMT, The Electricity Wholesale Sector: Market Integration and Competition, Studie vom 13.1.2010, abrufbar unter <https://www.esmt.org/fm/479/wp-110-01.pdf>.

Berücksichtigung eventueller Zusatzerlöse etwa im Regelenergiemarkt.<sup>294</sup> Weiterhin nicht berücksichtigt bleibt bei einer solchen Rechnung, dass Kraftwerke in der Regel auch nach ihrer Abschreibung weiter genutzt werden. Es fallen dann jedoch keine Kapitalkosten mehr an, so dass sich dieser Umstand stark positiv auf die Rentabilität der entsprechenden Investition auswirkt. Insgesamt kann aus Sicht des Bundeskartellamts daher keinesfalls davon gesprochen werden, dass das derzeitige Preisniveau auf den Stromgroßhandelsmärkten die Amortisation zuzüglich der Erwirtschaftung einer angemessenen Rendite bei Kraftwerksprojekten verhindere.

Das Bundeskartellamt hält die in dem Gutachten durchgeführten Berechnungen ohnehin nicht für relevant. Denn ein Unternehmen wird einer Entscheidung, ob es eine Investition tätigt oder nicht, nicht die aktuellen bzw. sogar vergangenen Preise und Marktbedingungen zugrunde legen, sondern die für die Zukunft erwarteten Preise und Marktbedingungen. Diese sind derzeit offensichtlich so gut, dass ein weiterer Ausbau von Kapazitäten geplant ist. Die Bundesnetzagentur listet in ihrem aktuellen Monitoringbericht zu den Strom- und Gasmärkten<sup>295</sup> die aktuellen Investitions- und Deinvestitionspläne von Kraftwerksbetreibern auf.<sup>296</sup>

Für den Zeitraum von 2010 bis 2020 sind laut Monitoringbericht Investitionen in neuen Kapazitäten im Umfang von 45,5 GW geplant. Zwar erfolgt bei der Erfassung dieser Investitionsprojekte keine Prüfung der Realisierungswahrscheinlichkeit, jedoch befanden sich am 1.4.2010 bereits Projekte mit einer Leistung von rund 14,7 GW im Bau.<sup>297</sup> Weitere Projekte mit einer Leistung von rund 21,5 GW waren zu diesem Zeitpunkt bereits behördlich genehmigt oder befanden sich im Genehmigungsverfahren.

---

<sup>294</sup> Im Jahre 2007 ergibt sich ein negativer Value Added i. H. v. rund 50 Mio. €, der aber durch einen positiven Value Added i. H. v. rund 77 Mio. € in 2008 überkompensiert wird. Betrachtet man den Gesamtzeitraum einheitlich verbleibt auch bei der Annahme der (höheren) variablen Kosten von 36 €/MWh für 2008 ein Value Added von über 15 Mio. €

<sup>295</sup> Vgl. Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2010, S. 152 ff.

<sup>296</sup> Es ist durchaus möglich, dass einige der im Monitoringbericht der Bundesnetzagentur aufgeführten Projekte durch die zwischenzeitlich beschlossene Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke verschoben oder ganz aufgegeben werden. Es wird aber in jedem Fall deutlich, dass die derzeitigen Stromgroßhandelspreise nicht grundsätzlich zu einer Investitionsstopp führen.

<sup>297</sup> Von den hier genannten sich im Bau befindlichen Anlagen mit einer Gesamtleistung von 14,7 GW entfallen weniger als 1 GW auf Projekte, deren Erzeugung nach dem EEG vergütet werden kann. Für diese Anlagen spielt das Preisniveau auf den Energiegroßhandelsmärkten nur eine untergeordnete Rolle. Die Refinanzierung von EEG-Projekten erfolgt in der Regel durch die im EEG festgelegten Vergütungssätze.

**Tabelle 34: Geplante bzw. durchgeführte Investitionen in Erzeugungskapazitäten 2010 (Netto-Engpassleistungen, mindestens fünf MW)**

Voraussichtliche Aufnahme der Elektrizitäts-einspeisung	Geplante bzw. derzeit durchgeführte Investitionen in MW	Davon im Bau befindliche Projekte in MW	Weitere behördlich genehmigte Projekte in MW	Weitere Projekte im behördlichen Genehmigungsverfahren in MW
2010-2012	15.002	13.598	947	369
2013-2020	30.361	1.140	3.102	17.094
<b>Summe aller Energieträger 2010-2020</b>	<b>45.363</b>	<b>14.738</b>	<b>4.049</b>	<b>17.463</b>

Bei den bereits im Bau befindlichen Projekten entfällt mehr als die Hälfte der geplanten Leistung auf den Energieträger Steinkohle (insgesamt rund 8,0 GW). Es folgen die Energieträger Braunkohle mit 2,8 GW und Erdgas mit 2,7 GW.

Im gleichen Zeitraum sollen – ohne die Berücksichtigung von Kernkraftwerken – Kraftwerkskapazitäten im Umfang von rund 9,3 GW aufgegeben werden. Auch wenn dieser Wert nur einen Schätzwert der in den kommenden Jahren stillzulegenden Kapazitäten darstellt, wird doch deutlich, dass die geplanten Neuinvestitionen die geplanten Stilllegungen übersteigen. Von einer Investitionszurückhaltung aufgrund zu geringer Strompreise kann daher kaum gesprochen werden. Dies wird auch dadurch gestützt, dass laut Angaben der Bundesnetzagentur die Erzeugungskapazität in Deutschland auch in den zurückliegenden Jahren kontinuierlich angestiegen ist.<sup>298</sup>

<sup>298</sup> Vgl. Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2010, S. 157.

## F. Verfahren und Handlungsempfehlungen

Die Untersuchung hat gezeigt, dass die Wettbewerbssituation auf dem Markt für den erstmaligen Absatz von Strom nach wie vor unbefriedigend ist. Auch wenn in jüngerer Zeit insbesondere E.ON Kapazitäten und Stadtwerksbeteiligungen in nicht unerheblichem Umfang abgegeben hat, teilen sich nach wie vor lediglich vier Unternehmen gut 80 % des Erstabsatzmarktes. Diese Unternehmen sind – jedes für sich – in einer erheblichen Anzahl von Stunden für die Deckung der Stromnachfrage in Deutschland *unverzichtbar*. Auch wenn sich auf Grundlage der – von den Unternehmen gelieferten – Angaben zur Kraftwerkseinsatzsteuerung und zur Kostensituation der einzelnen Kraftwerke eine signifikante Zurückhaltung von Erzeugungskapazitäten (physisch oder finanziell) in der Sektoruntersuchung nicht nachweisen ließ, eröffnet die nach wie vor vermachtete Marktstruktur Spielraum und Anreiz, in wohlfahrtsschädigender Weise auf die Preisbildung Einfluss zu nehmen, sei es in Form physischer Kapazitätzurückhaltung, sei es in Form ungerechtfertigter *Mark-ups* auf die Grenzkosten.

Der Nachweis derartiger missbräuchlicher Praktiken gestaltet sich in der Praxis ausgesprochen aufwändig, setzt er doch die Kenntnis einer Fülle von Kraftwerkseinsatzdaten für jeden der 340 Kraftwerksblöcke für jede einzelne Viertelstunde eines Jahres sowie die Möglichkeit einer effektiven Überprüfung der häufig variierenden und sich jeweils aus einer Vielzahl einzelner Kostenpositionen zusammensetzenden Grenzkostenangaben der Unternehmen voraus. Besondere Herausforderungen ergeben sich auch daraus, dass die Unternehmen Kraftwerksleistung auch nicht blockweise, sondern auf Grundlage komplexer stochastischer Optimierung aus einem Pool von Kraftwerksblöcken anbieten. Aufgrund dieses Befundes bieten sich verschiedene Ansatzpunkte an, um die *wettbewerblichen* Rahmenbedingungen auf den Energiemärkten zu verbessern.

Aus Sicht des Bundeskartellamts zeigt die Sektoruntersuchung einen erheblichen Verbesserungsbedarf im Hinblick auf eine *Effektivierung der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht* (vgl. nachfolgend I.). Hier bedarf es einer sorgfältigen Koordinierung deutscher und europäischer Legislativvorhaben. Insbesondere ist darauf zu achten, die wettbewerblich organisierten Großhandelsmärkte nicht einer Regulierung zu unterwerfen. Allgemein ist auf Verbesserungsmöglichkeiten hinsichtlich der *Struktur* der in Rede stehenden Märkte hinzuweisen (vgl. nachfolgend II).

## I. Effektivierung der Missbrauchsaufsicht

### 1. Einrichtung einer Markttransparenzstelle

Vor dem Hintergrund der Erkenntnisse dieser Sektoruntersuchung wird es auch in Zukunft erforderlich sein, den Stromgroßhandel eingehend zu beobachten und das Verhalten der marktbeherrschenden Erzeugungsunternehmen auf Kapazitätszurückhaltung hin zu überprüfen, da grundsätzlich sowohl die Möglichkeit wie auch die Anreize für missbräuchliches Verhalten gegeben sind. Daher wird das Vorhaben der Bundesregierung, beim Bundeskartellamt eine Markttransparenzstelle für den Großhandel mit Strom und Gas einzurichten, die laufend marktrelevante Daten erheben, sammeln und analysieren soll, ausdrücklich begrüßt. Erklärtes Ziel einer solchen Markttransparenzstelle ist die effektivere Aufdeckung möglichen Fehlverhaltens bei der Preisbildung. Dadurch soll das Vertrauen der Marktteilnehmer in die Großhandelsmärkte, den Wettbewerb und die Energieverbraucherinteressen gestärkt werden.<sup>299</sup>

Im Hinblick auf die Stromerzeugung und den Stromgroßhandel kann die Markttransparenzstelle an die vorliegende Sektoruntersuchung anknüpfen. Erforderlich wäre insoweit die Erhebung von Daten, die eine Untersuchung hinsichtlich etwaiger Kapazitätszurückhaltungen ermöglichen. Das bedingt die Weiterentwicklung des bestehenden Konzepts hin zu einer kontinuierlichen Datenerhebung. Dabei kann insbesondere die Datenabfrage in Hinblick auf die Kostendaten deutlich schlanker gestaltet werden. Der Vorteil der Markttransparenzstelle gegenüber der vorliegenden Sektoruntersuchung liegt vor allem darin, dass von der ex-post-Betrachtung auf eine Marktüberwachung „in Echtzeit“ umgestellt würde. Es würde ex-ante festgelegt, welche Daten zu welchen Zeitpunkten zu übermitteln sind. Sinnvoll erscheint insoweit eine tägliche Abfrage. Hierfür würden elektronische Übertragungswege vorgesehen werden, um den Aufwand für die Unternehmen möglichst gering zu halten. Es ist zu erwarten, dass sich die Datenqualität und –konsistenz durch eine solche Vorab-Festlegung deutlich verbessert. Auch könnten die Daten zeitnah plausibilisiert und Auffälligkeiten kurzfristig nachgegangen werden. So würde insbesondere die Gefahr gemindert, dass Erzeugungsunternehmen Grenzkosten überhöht angeben oder missbräuchliche Kapazitätszurückhaltungen als technische Restriktionen oder die Vorhaltung von Regel- bzw. Reserveenergie ausweisen. Ein weiterer Vorteil einer Marktüberwachung „in Echtzeit“ ist, dass die Daten zeitnah ausgewertet und Verstöße schneller verfolgt werden könnten.

Darüber hinaus ist es unter dem Gesichtspunkt der Entbürokratisierung sinnvoll, mithilfe der Markttransparenzstelle überlappende Datenanforderungen unterschiedlicher Behörden zu vermeiden.

---

<sup>299</sup> Vgl. Unterrichtung durch die Bundesregierung zum „Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung und 10-Punkte-Sofortprogramm – Monitoring und Zwischenbericht der Bundesregierung“, BT-Drucksache 17/34049 vom 28.09.2010, S. 8, 20.

Die Markttransparenzstelle sollte daher, soweit zweckmäßig, als zentrale Sammelstelle für diejenigen Daten fungieren, die für die Überwachung des Stromgroßhandels relevant sind. Die entsprechenden Daten könnten dann den jeweiligen Behörden (z.B. der Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht - BaFin) zur Verfügung gestellt werden. Insoweit wäre insbesondere an eine Erhebung der Handelsdaten zu denken, die der BaFin für Zwecke der Finanzmarktaufsicht zur Verfügung gestellt werden können. Dabei könnte die Markttransparenzstelle die Daten auch einer Vorprüfung unterziehen. Darüber hinaus wäre zu prüfen, ob die Markttransparenzstelle die Fundamentaldaten, die derzeit im Rahmen der Transparenzinitiative veröffentlicht werden, erhebt und bereit stellt.<sup>300</sup>

Bei Einrichtung einer Markttransparenzstelle wäre sicherzustellen, dass für den Geheimwettbewerb relevante Daten zwar der Markttransparenzstelle, nicht aber gegenüber den Mitbewerbern offengelegt werden, um kollusives Verhalten zu verhindern. Anders kann es sich nur mit Daten verhalten, deren Veröffentlichung für die Entwicklung des Wettbewerbs förderlich ist.

Das Bundeskartellamt erwartet, dass die Markttransparenzstelle schon im Vorfeld einen Beitrag zur Abschreckung missbräuchlichen Verhaltens auf den Großhandelsmärkten leisten wird.

Die von der Bundesregierung in ihrem Energiekonzept und ihrem 10-Punkte-Sofortprogramm geforderte Einrichtung einer Markttransparenzstelle beim Bundeskartellamt sollte daher zügig auf den Weg gebracht werden, um das Vertrauen der Verbraucher in die Funktionsfähigkeit der Energiemärkte wiederherzustellen bzw. zu stärken.

Die Stromerzeugungs- und Stromgroßhandelsebene ist – anders als die Netzebene – wettbewerblich organisiert. Die Ansiedlung der Markttransparenzstelle beim Bundeskartellamt ist daher ein wichtiges Signal, dass die Stromerzeugungs- und Stromgroßhandelsebene auch in Zukunft wettbewerblich organisiert bleibt und nicht reguliert werden soll.

## **2. Geplante REMIT-Verordnung der Europäischen Kommission**

Im Dezember 2010 wurde von der Europäischen Kommission der Vorschlag über eine Verordnung über die Integrität und Transparenz auf den Energiemärkten (Regulation on energy market integrity and transparency - „REMIT“)<sup>301</sup> vorgelegt. Die Europäische Kommission will mit REMIT die Grundlage für eine EU-weite Marktüberwachung legen, um Fälle von Insiderhandel und handelspezifischen Marktmanipulationen aufdecken und ahnden zu können. Für die Marktüberwachung soll die

---

<sup>300</sup> Dies wäre ggf. auch mit der geplanten Komitologie-Leitlinie der ERGEG (ERGEG Draft Comitology Guidelines on Fundamental Electricity Data Transparency) in Einklang zu bringen.

<sup>301</sup> Vorschlag für eine „Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates über die Integrität und Transparenz des Energiemarkts“ vom 8.12.2010, KOM(2010) 726 endg.

Europäische Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) zuständig sein. Sie soll die erforderlichen Datenerhebungen durchführen. Für die genauen Untersuchungen von Manipulationsverdachtsfällen sollen die nationalen Energieregulierungsbehörden zuständig sein. Bei komplexen grenzübergreifenden Fällen soll ACER die Untersuchungen koordinieren. Die Sanktionen sollen von den nationalen Energieregulierungsbehörden durchgesetzt werden. Der REMIT-Entwurf sieht vor, dass die Europäische Kommission weit gefasste Regelungsbefugnisse zur näheren Bestimmung und Verhinderung von Marktmanipulationen erhalten soll.

Das Bundeskartellamt begrüßt das dem REMIT-Entwurf zugrunde liegende Anliegen zur Sicherung von Integrität und Transparenz im Energiehandel. Er ist grundsätzlich geeignet, etwaige Lücken bei der Verfolgung handelsspezifischer Marktmanipulationen zu schließen, die das Recht der Finanzmarktregulierung möglicherweise nicht hinreichend abdeckt.

Der vorliegende Entwurf beinhaltet allerdings Regelungen, die auch die Energieerzeugung betreffen. Ohne dass dem Entwurf die intendierte Regulierung des Stromgroßhandels unterstellt werden kann, eröffnen jedenfalls einige im Entwurf vorgesehene weitgehende Ermächtigungsnormen die Möglichkeit einer Regulierung der wettbewerblich organisierten Märkte, die sich nachhaltig negativ auf die künftige Entwicklung der Marktstruktur im Erzeugungsbereich auswirken würde. Die im Entwurf enthaltenen Definitionen zur näheren Bestimmung dessen, was unter Marktmanipulation zu verstehen ist, nennen unter anderem ausdrücklich den Tatbestand der Kapazitätszurückhaltung. Dies eröffnet den Energieregulierungsbehörden die Möglichkeit, die Preissetzung und die Kosten der Erzeugungsunternehmen einer detaillierten Prüfung zu unterziehen und preisrelevante Parameter zu definieren. Betroffen wären alle Erzeuger, unabhängig von ihrer Marktmacht, d.h. insbesondere auch neu auf den Markt getretene kleinere Anbieter. Dies birgt das Risiko administrativ veranlasster Fehlsteuerung, die sich letztlich auch auf die Investitionsbereitschaft kleinerer Anbieter im Erzeugungsbereich und damit auch ungünstig auf die Entwicklung der Marktstruktur auswirken kann. Der REMIT-Entwurf muss daher insoweit auf sein eigentliches Ziel zurückgeführt werden, Manipulationen zu erfassen, die sich aus dem Handelsgeschäft selbst ergeben. Nicht dagegen darf er Maßgaben ermöglichen, die die strukturelle Entwicklung des Erzeugungsbereiches zu behindern geeignet sind.

Die Erfassung des Erzeugungsbereiches durch ein weit gefasstes und von Energieregulierungsbehörden durchzusetzendes Manipulationsverbot führt zu Doppelzuständigkeiten von Regulierungs- und Wettbewerbsbehörden, soweit missbräuchliches Verhalten marktbeherrschender Unternehmen betroffen ist. Somit würde es zu einer Doppelkontrolle von Energieregulierungs- und Wettbewerbsbehörden kommen können. Der REMIT-Entwurf stellt dies auch insofern klar, als Bestimmungen des europäischen Wettbewerbsrechts nicht berührt werden.

Wie damit umzugehen ist, dass Energieregulierungs- und Wettbewerbsbehörden mit unterschiedlichen Ansätzen für denselben Sachverhalt zuständig sind, lässt der Entwurf offen.

Das Bundeskartellamt hält es nach seinen Erfahrungen der Sektoruntersuchung für wichtig, dass die künftige Beobachtung von Energieerzeugung und –großhandel marktnah und ohne Doppelerhebungen/-zuständigkeiten erfolgt. Doppelerhebungen der für die Marktüberwachung des Energiegroßhandels erforderlichen Daten und Informationen durch ACER zum einen und eine nationale Markttransparenzstelle zum anderen würden zu zusätzlichen Bürokratiekosten für die betroffenen Unternehmen und zu Rechtsunsicherheit führen.

Daher plädiert das Bundeskartellamt dafür, den REMIT-Entwurf dahin anzupassen, die Sammlung von für die Überwachung relevanten Daten und Informationen auch entsprechenden nationalen Stellen, wie z.B. der Markttransparenzstelle, zu ermöglichen. Dies hätte zum einen den Vorteil, dass eine nationale Markttransparenzstelle marktnäher ist. Sie kann alle für ihr Beobachtungskonzept relevanten Daten erheben, ohne darauf angewiesen zu sein, gegebenenfalls zusätzliche Daten erheben zu müssen, die ACER wegen seines zur Vermeidung unerwünschter Regulierung des Energiegroßhandels auf handelspezifische Manipulationen begrenzten Aufgabenbereiches nicht erheben würde. Die marktnähere Markttransparenzstelle kann sodann die benötigten Daten an ACER weiterleiten. ACER käme somit eine zentrale Koordinierungsfunktion im Hinblick auf die für die Aufdeckung handelspezifischer Manipulationen erforderlichen Daten zu.

Der vorliegende REMIT-Entwurf bedarf zu den erwähnten Punkten noch einer Nachjustierung. Das Bundeskartellamt geht allerdings davon aus, dass sich die aufgezeigten Konfliktlinien widerspruchsfrei lösen lassen.

## **II. Maßnahmen zur Verbesserung der Marktstruktur**

### **1. Abbau von Marktzutrittsschranken**

Grundvoraussetzung für eine wirksame Dämpfung der Preisentwicklung durch funktionierenden Wettbewerb ist, dass dem Markt hinreichende Erzeugungsmengen in der Hand unabhängig agierender Marktteilnehmer zur Verfügung stehen. Das Bundeskartellamt erachtet es für die Belebung des Wettbewerbs auf den betroffenen Märkten daher als zentral, Markteintrittsbarrieren für die Erzeugung abzubauen.

Dabei bestehen neben den mit der *Regulierung der Netzinfrastruktur* verbundenen Herausforderungen auf den untersuchten Märkten unterschiedlichste strukturelle und institutionelle Markteintrittsbarrieren. Diesen kann nicht mit *einem* Allheilmittel begegnet werden; angezeigt sind strukturell wirkende Verbesserungen, die an den Spezifika der jeweiligen Markteintrittsbarrieren



anknüpfen und – wenn auch in kleinen Schritten – geeignet erscheinen, den Wettbewerb auf den betroffenen Märkten voranzubringen.

### **a) Institutionelle-politische Markteintrittsbarrieren**

Die für den deutschen Erzeugungsmarkt spezifischen Markteintrittsbarrieren liegen zu einem nicht unerheblichen Teil im politisch-institutionellen Bereich.<sup>302</sup>

#### **aa) Beschleunigung von Genehmigungsverfahren**

Konventionelle Kraftwerksneubauprojekte stehen nicht selten hohen Hürden im Genehmigungsverfahren gegenüber. Exemplarisch genannt seien die Kraftwerksneubauprojekte in Hamburg-Moorburg<sup>303</sup> und Datteln, bei denen sich die Genehmigungsverfahren seit Jahren hinziehen bzw. die rechtswirksame Eröffnung eines Planfeststellungsverfahrens auf Monate hinaus verschleppt zu werden droht.<sup>304</sup>

#### **bb) Lockerung von Schranken im Gemeindewirtschaftsrecht**

Als eine der Alternativen zu den Erzeugungskapazitäten der vier großen Erzeugungsunternehmen kommen derzeit Erzeugungskooperationen kommunaler Energieerzeuger in Betracht. Während kommunale Energieunternehmen früher primär im Verteilgeschäft gegenüber Endverbrauchern tätig waren, bestehen Entwicklungsperspektiven zunehmend auch in der Erzeugung. Dabei sind kommunale Unternehmen bisher besonders im Bereich der *dezentralen* Erzeugung aktiv.

Ein weiterer Impuls für den Wettbewerb könnte von den kommunalen Erzeugern ausgehen, wenn sie Kraftwerksprojekte realisieren, die von ihrer Größenordnung her in der Lage sind, mit den Grundlastkraftwerken der vier großen Erzeugungsunternehmen in Konkurrenz zu treten. Angesichts der hohen Investitionskosten ist der Einstieg in derartige Erzeugungsanlagen für viele kommunale Unternehmen aber nur in Kooperation mit anderen Unternehmen gangbar.

Derartigen Kooperationen setzten und setzen jedoch einige Gemeindeordnungen (vgl. bis zur im Dezember 2010 erfolgten Änderung § 107 GO NRW a.F.) enge Grenzen. Die wirtschaftliche Betätigung und die überörtliche Betätigung müssen durch einen *dringenden öffentlichen Zweck*

---

<sup>302</sup> Vgl. auch Monopolkommission, Sondergutachten Strom und Gas 2009, Rn. 95.

<sup>303</sup> Vgl. zu den Einzelheiten des Verfahrens Monopolkommission, Sondergutachten Strom und Gas 2009, Rn. 95 ff.

<sup>304</sup> Vgl. „Der Westen“ vom 12.12.2010: „Hinter dem Weiterbau des Kraftwerks Datteln steht ein großes Fragezeichen: SPD und Grüne zögern die rechtswirksame Eröffnung eines Planungsverfahrens auf Monate hinaus. Damit wird vor allem ein koalitionsinterner Streit verschleppt“; Financial Times Deutschland vom 10.12.2010: „Eon fährt für Kohlekraftwerk Datteln Risikokurs“.

*erfordert* sein. Diese Schranken haben das Potential, sich zu Marktzutrittschranken auszuwachsen.<sup>305</sup>

Der Zubau von Erzeugungskapazitäten in kommunaler Hand lässt eine Wettbewerbsbelebung erwarten, die die dominante Stellung der vier großen Erzeugungsunternehmen aufweichen kann. Dem sollte hinsichtlich der Stromerzeugung auch das Gemeindefirtschaftsrecht Rechnung tragen. Mit Blick auf diese wettbewerbsbelebenden Wirkungen erscheint eine partielle, sektorspezifische Öffnung des Gemeindefirtschaftsrechts ordnungspolitisch vertretbar.

### **cc) Freistellung vom Vergaberecht für Sektorenauftraggeber**

Nach § 3 der Verordnung über die Vergabe von Aufträgen im Bereich des Verkehrs, der Trinkwasserversorgung und der Energieversorgung (Sektorenvergabeverordnung, SektVO)<sup>306</sup> kann für bestimmte Sektorentätigkeiten, die unmittelbar dem Wettbewerb ausgesetzt sind, eine Freistellung öffentlicher Auftraggeber im Sinne des § 98 Nr. 1 bis 4 GWB von der Anwendung der Vergaberegeln beantragt werden. Nach § 3 Abs. 1 SektVO fallen Aufträge, die die Ausübung einer Sektorentätigkeit ermöglichen, nicht unter die Verordnung, wenn die Sektorentätigkeit auf Märkten mit freiem Zugang unmittelbar dem Wettbewerb ausgesetzt ist.

Die Entscheidung über die Freistellung öffentlicher Auftraggeber von den Vergaberegeln für die Sektorentätigkeit trifft die Europäische Kommission. Öffentliche Auftraggeber können nach § 3 Abs. 4 SektVO bei der Europäischen Kommission einen Antrag auf Freistellung von den Vergaberegeln für bestimmte Sektorentätigkeiten stellen. Dem Antrag bei der Europäischen Kommission ist nach § 3 Abs. 4 SektVO eine Stellungnahme des Bundeskartellamtes beizufügen. Zugleich ist dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie eine Kopie des Antrags und der Stellungnahme zu übermitteln. Das Bundeskartellamt soll die Stellungnahme innerhalb von vier Monaten abgeben, nachdem der Antrag eingegangen ist. Die Stellungnahme des Bundeskartellamtes besitzt keine Bindungswirkung für kartellrechtliche Entscheidungen des Bundeskartellamtes nach dem GWB.

Der BDEW und einige Mitgliedsunternehmen planen, für Sektorenauftraggeber eine Freistellung vom Vergaberecht für den Stromgroßhandel in Deutschland zu beantragen. Ziel des Antrages soll es sein, sämtliche Unternehmen, die Strom in Deutschland erzeugen oder erstmalig auf den Markt bringen und als öffentliche Auftraggeber gelten, im Hinblick auf die Errichtung, den Kauf und den Betrieb von Stromerzeugungsanlagen sowie den damit zusammenhängenden Hilfstätigkeiten vom

---

<sup>305</sup> Beispielhaft genannt sei das Scheitern einer Vertriebskooperation zwischen den Stadtwerken Menden und der schweizerischen Rätia Energie AG, nachdem das kommunalaufsichtsrechtliche Verfahren nach 15 Monaten noch nicht abgeschlossen war (s. Moraing, Städte und Gemeinderat 2009, S. 21).

Anwendungsbereich des Vergaberechts freizustellen. Dazu haben bereits Vorgespräche beim Bundeskartellamt und der Europäischen Kommission stattgefunden.

Das Bundeskartellamt will die Ergebnisse und Analysen dieser Sektoruntersuchung auch für die Stellungnahme zu dem geplanten Antrag auf Freistellung der Stromerzeugungstätigkeiten vom Vergaberecht nutzen.

Öffentliche Auftraggeber sind vor allem solche Unternehmen, die mehrheitlich der öffentlichen Hand gehören. Im Bereich der Stromerzeugung sind dies Vattenfall (Eigentümer ist der schwedische Staat), EnBW (Gesellschafter sind Kreise aus Baden-Württemberg und derzeit noch über die EdF der französische Staat) sowie kommunal beherrschte Stadtwerke wie beispielsweise die Rheinenergie (Mehrheitseigentümer ist die Stadt Köln) oder die Stadtwerke München.

Die Europäische Kommission hat bei ihren bisherigen Freistellungen vom Vergaberecht im Energiesektor in Übereinstimmung mit Art. 30 Abs. 2 der Richtlinie 2004/17/EG überwiegend auf die wettbewerblichen Rahmenbedingungen und den Konzentrationsgrad der drei größten Unternehmen abgestellt.

Entscheidend ist für das Bundeskartellamt, dass ein hinreichender Wettbewerbsdruck von Seiten der beiden großen privaten Stromerzeuger RWE und E.ON auf das Beschaffungsverhalten der staatlichen und kommunalen Stromerzeuger (Vattenfall, EnBW und Stadtwerke) ausgehen dürfte, so dass diese ihr Beschaffungsverhalten von sich aus diskriminierungsfrei gestalten und daher eine Regulierung durch das förmliche Vergaberecht nicht mehr erforderlich erscheint. Insoweit erscheint es dem Bundeskartellamt sinnvoll, ein level-playing-field für alle Stromerzeuger beim Bau von Kraftwerken zu schaffen. Öffentliche Stromerzeuger wären so beim Bau von Kraftwerksprojekten in der Lage, sich zeitlich und kostenmäßig marktkonform zu verhalten und den Ausbau ihrer Kraftwerkstechnik bzw. Kraftwerksparks voranzubringen und so einen Beitrag zur Entwicklung der Marktstruktur zu leisten.

## **b) Reserveverträge**

Im Rahmen der Sektoruntersuchung ist die Beschlussabteilung von Fringe-Anbietern darauf aufmerksam gemacht worden, dass die Notwendigkeit der Reservevorhaltung eine Marktzutrittsschranke darstellen kann. Da Anbieter mit Einzelanlagen oder kleinen Kraftwerkportfolios die Reserveleistung nicht (wirtschaftlich) selbst vorhalten können, sind sie darauf angewiesen, dass ihnen größere Portfolio-Anbieter Reservekapazitäten zur Verfügung stellen. Zu

---

<sup>306</sup> Die Vorschrift setzt Art. 30 der Richtlinie 2004/17/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 31.3.2004 zur Koordinierung der Zuschlagserteilung durch Auftraggeber im Bereich der Wasser-, Energie- und Verkehrsversorgung sowie der Postdienste, ABl. EG Nr. L 134 vom 30.4.2004, S. 1 ff., in nationales Recht um.

diesem Zwecke werden Reserveverträge abgeschlossen, die eine Energielieferung bei Ausfall von Kraftwerkskapazitäten zusichern.

Nach Berichten von Marktteilnehmern hat sich insoweit aber noch kein funktionsfähiger Markt herausgebildet. Es sei schwierig, Reserveverträge zu angemessenen Preisen abzuschließen. Die Beschlussabteilung erwägt daher, diesen Bereich zukünftig näher zu untersuchen. Dies ist auch im Rahmen der geplanten Markttransparenzstelle möglich. Kraftwerksbetreiber mit Einzelanlagen oder kleinen Kraftwerksportfolios, die von den etablierten Erzeugungsunternehmen keine Reserveverträge zu angemessenen Preisen und Konditionen angeboten bekommen, haben die Möglichkeit, sich insoweit an die Beschlussabteilung zu wenden.

## 2. Verfahren zur Beseitigung von Wettbewerbsbeschränkungen

Soweit sich im Rahmen der Sektoruntersuchung Wettbewerbsbeschränkungen durch konkrete Vertragsgestaltung ergeben haben, konnten diese von der Beschlussabteilung abgestellt werden. Das betrifft „Rückvergütungspflichten“ in Leistungsvorhaltungsverträgen zwischen der RWE Energie AG („RWE“) und der Evonik Steag GmbH („Evonik Steag“) für den Fall von Drittvermarktung.

Die strombezogene Zusammenarbeit zwischen Evonik Steag und RWE beruhte auf der Grundlage zweier unterschiedlicher Modelle: Zum einen betreibt Evonik Steag mehrere *eigene* Kraftwerke an der Ruhr und im Saarland. Aus diesen Kraftwerken hält Evonik für RWE Leistung auf der Basis sog. Leistungsvorhaltungsverträge vor. Daneben besteht ein Betriebsführungsmodell, bei dem das jeweilige Kraftwerk von einer Gesellschaft errichtet wurde, an der RWE und Evonik beteiligt sind und Evonik als Betriebsführer ein gewisses Betreiberrisiko übernommen hat. Im Fokus des Verfahrens standen ausschließlich Klauseln in den Leistungsvorhaltungsverträgen. In nachträglichen Ergänzungsverträgen hatte sich Evonik 1999 verpflichtet, für den Fall, dass Evonik Strom aus den betroffenen Kraftwerken an Dritte vermarktet, an RWE eine *anteilige pauschale „Rückvergütung“ von Kapitaldienstentgelten* (55 DM/kW, nach dem 30.6.2004 einen Preis von 90 DM/kW) zu zahlen.

Bei den Kapitaldienstentgelten handelt es sich um Zahlungen, die RWE als Gegenleistung für die Leistungsvorhaltung durch Evonik übernommen hatte. So besteht die Besonderheit der Leistungsvorhaltungsverträge darin, dass nicht, wie bei typischen Stromlieferverträgen, die Lieferung elektrischer Energie, sondern die kraftwerks- bzw. blockbezogene *Vorhaltung* von Kraftwerksleistung vereinbart wurde. Die Vergütung durch RWE erfolgte dabei kostenorientiert und strukturiert nach drei Komponenten: Der von RWE entrichtete Preis für die Leistungsvorhaltung deckt die Kapitaldienste („Leistungspreis 1“) und die Aufwendungen für Betriebsführung und Instandhaltung („Leistungspreis 2“). Der Preis für die von RWE tatsächlich abgerufene Energie („Arbeitspreis“) deckt die Kosten für den Primärenergieeinsatz und für sonstige Verbrauchsstoffe. Angesichts des Alters der Kraftwerke

waren die Kapitaldienste bereits abgegolten, so dass der Leistungspreis 1 nach Kenntnis der Beschlussabteilung bei allen betroffenen Kraftwerken entfallen ist.

Es bestand Grund zu der Annahme, dass diese Rückzahlungsverpflichtung eine wirtschaftliche Vermarktung an Dritte weitgehend unmöglich machen, die nachträglich vereinbarten Rückzahlungsverpflichtungen damit *de facto* eine Vermarktung an Dritte verhindern. Bezeichnend ist nicht zuletzt, dass ausweislich der „Vereinbarung zwischen der RWE Energie AG und der Saar Energie GmbH aufgrund der Energierechtsnovelle von 1998“ vom 10.3.1998 die Ergänzungsvereinbarung ausdrücklich im Hinblick auf die *infolge der Kartellrechtsnovelle von 1998 unwirksam gewordenen Demarkationsabsprachen* getroffen wurde.

Nach vorläufiger Auffassung der Beschlussabteilung verstoßen die Rückvergütungsverpflichtungen gegen § 1 GWB und Art. 101 AEUV. Derartige Rückvergütungsklauseln waren nicht Bestandteil der alten Grundverträge, sondern wurden – auf Drängen von RWE – später durch Ergänzungsvereinbarungen eingeführt: Es bestand der Verdacht, dass diese Vereinbarungen den Zweck und auch die Wirkung haben zu verhindern, dass andere Anbieter in den Genuss abgeschriebener Kraftwerksleistung kommen. So plante Evonik für Herne II eine Teilvermarktung an Dritte. Allerdings wurden Verhandlungen mit potentiellen Kunden über eine Nutzung abgebrochen. Eine vollständige Vermarktung wäre aufgrund der dann nach der Ergänzungsvereinbarung zu leistenden Rückvergütungsansprüche in Höhe von 16 Mio. € nicht wirtschaftlich gewesen.

Für die „Rückzahlungsverpflichtung“ bestand nach vorläufiger Einschätzung der Beschlussabteilung auch kein *anzuerkennendes Interesse*. RWE hat die für die erbrachten Kapitaldienstentgelte geschuldete *Gegenleistung* in Form der Leistungsvorhaltung durch Evonik vollständig erhalten und hatte die Möglichkeit, die vorgehaltene Leistung gewinnbringend am Markt zu veräußern. Ein schutzwürdiges Interesse, Evonik an der Vermarktung an Dritte zu hindern, war nach den Ermittlungen der Beschlussabteilung nicht zu erkennen – dies gilt insbesondere, soweit die Kapitaldienste angesichts des Alters der Kraftwerke zwischenzeitlich *abgegolten* waren und deshalb von Evonik keine Kapitaldienstentgelte mehr erhoben werden.

Nach Verfahrenseröffnung durch die Beschlussabteilung haben RWE und Evonik mit Schreiben vom 21.12.2010 bzw. 23.12.2010 zugesagt, alle Kapitaldienstentgeltrückzahlungsklauseln in den Ergänzungsverträgen für gegenstandslos zu erklären. Damit wird die Wettbewerbsbeschränkung beseitigt. Die einvernehmliche Aufgabe der Klauseln hat zur Folge, dass nunmehr die Möglichkeit einer wirtschaftlichen Drittvermarktung grundsätzlich (d.h. soweit RWE Verlängerungsoptionen nicht ausübt) gegeben ist. Die Beschlussabteilung wird das Verfahren daher einstellen.

### 3. Stärkere Marktintegration von EEG-Strom

Vor dem Hintergrund der stetig steigenden EEG-Erzeugung erscheint aus Sicht des Bundeskartellamts eine stärkere Marktintegration der EEG-Erzeugung erforderlich. Notwendig ist, dass die Allokationssignale des wettbewerblich organisierten Stromgroßhandels auch die EEG-Erzeugung erreichen, so dass diese stärker bedarfsgerecht erfolgt. Die derzeitige Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber nach der AusglMechV setzt derartige Allokationssignale zur Optimierung der EEG-Erzeugung nicht.

Richtiger Ansatzpunkt ist aus Sicht des Bundeskartellamts die Weiterentwicklung der Direktvermarktung. Diese ist bereits heute möglich, aber nur wenig genutzt. Es ist daher notwendig, die Direktvermarktung durch ein Anreizsystem attraktiver auszugestalten, um eine aktive Marktteilnahme der EEG-Erzeuger zu etablieren.<sup>307</sup> Möglich ist beispielsweise, dass die EEG-Erzeuger ihren Strom selbst am Markt vermarkten und zusätzlich einen Bonus erhalten (Marktprämienmodell<sup>308</sup>). Hierdurch würden zum einen Anreize für eine bedarfsgerechtere Einspeisung geschaffen. Zum anderen würden die EEG-Erzeuger an den Wettbewerbsmarkt herangeführt und könnten Erfahrungen sammeln, um langfristig wettbewerbsfähig zu werden und eigenständig am Markt bestehen zu können.

Das Bundeskartellamt schlägt gleichzeitig die Abschaffung des sogenannten Grünstromprivilegs in der derzeitigen Form vor. Dieses sieht die Befreiung eines Energieversorgers von der EEG-Umlagepflicht vor, wenn der Anteil des an Letztverbraucher gelieferten EEG-Stroms 50 % seines Gesamtabsatzes beträgt (§ 37 Abs. 1 S. 2 EEG). Das Grünstromprivileg ist in seiner derzeitigen Form kein adäquates Mittel zur Förderung der Direktvermarktung und führt zu erheblichen Kostensteigerungen und einer ungerechtfertigten Lastenverteilung für die Verbraucher, deren Stromlieferungen nicht dem Grünstromprivileg unterfallen. Zwar wird hierdurch die EEG-Umlage durch eine sinkende Einspeisevergütung entlastet. Dennoch kommt es zu einer Steigerung der EEG-Umlage. Zum einen verteilt sich die EEG-Umlage auf immer weniger Abnehmer, da nicht nur die Grünstrommengen von der EEG-Umlage befreit sind, sondern auch die darüber hinausgehenden konventionellen Mengen des jeweiligen Versorgers. Hinzu kommt, dass davon auszugehen ist, dass

---

<sup>307</sup> Eine entsprechende Verordnungsermächtigung ist bereits in § 64 Abs. 1 Nr. 6 lit. a EEG vorgesehen. Danach können zur verbesserten Integration von EEG-Strom finanzielle Anreize für die Verstärkung, bedarfsgerechte Einspeisung sowie die verbesserte Netz- und Marktintegration von EEG-Strom gesetzt werden. Im Energiekonzept hat die Bundesregierung angekündigt, dass sie die Einführung einer optionalen Marktprämie prüfen wird, vgl. Unterrichtung durch die Bundesregierung zum „Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung und 10-Punkte-Sofortprogramm – Monitoring und Zwischenbericht der Bundesregierung“, BT-Drucksache 17/34049 vom 28.09.2010, S. 4, 12.

<sup>308</sup> Es gibt verschiedene Möglichkeiten, wie ein Marktprämienmodell ausgestaltet werden kann. Wichtig ist aus Sicht des Bundeskartellamts, dass eine optionale Marktprämie so ausgestaltet ist, dass sie ausreichend Anreize zum Ausstieg aus der garantierten Förderung gibt. Gleichzeitig sollte sie im Vergleich zum heutigen System

---

insbesondere die EEG-Anlagen mit niedrigen Vergütungssätzen direkt vermarktet werden, während die Anlagen mit hohen Vergütungssätzen im EEG-Vergütungssystem verbleiben. Das Bundeskartellamt begrüßt daher, dass die Bundesregierung im Energiekonzept eine Prüfung der Weiterentwicklung der Grünstromvermarktung zur besseren Markt- und Systemintegration ohne Erhöhung der EEG-Umlage angekündigt hat.<sup>309</sup>

Des Weiteren wäre es wünschenswert, wenn EEG-Erzeugungsunternehmen die Teilnahme am Regelleistungsmarkt ermöglicht würde.<sup>310</sup> Dies würde den EEG-Erzeugungsunternehmen zusätzliche Erlösoptionen eröffnen. Zudem würden EEG-Anlagen durch die Teilnahme am Regelleistungsmarkt einen Beitrag zur Netzstabilität und damit letztlich zur verbesserten Integration des EEG-Stroms erbringen. Gleichzeitig ergäbe sich der positive Effekt, dass das Regelleistungsangebot erhöht und so die Wettbewerbsintensität auf den Regelleistungsmärkten verstärkt würde.

Schließlich ist es essentiell, die im EEG festgelegten Vergütungssätze einer fortlaufenden kritischen Prüfung zu unterziehen, um eine Überförderung zu vermeiden.

---

möglichst kostenneutral ausgestaltet sein, damit die EEG-Umlage und damit der Strompreis hierdurch nicht weiter erhöht werden.

<sup>309</sup> Unterrichtung durch die Bundesregierung zum „Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung und 10-Punkte-Sofortprogramm – Monitoring und Zwischenbericht der Bundesregierung“, BT-Drucksache 17/34049 vom 28.09.2010, S. 4, 12.

<sup>310</sup> Eine entsprechende Verordnungsermächtigung ist bereits in § 64 Abs. 1 Nr. 6 lit. b EEG enthalten. Vgl. insoweit auch Unterrichtung durch die Bundesregierung zum „Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung und 10-Punkte-Sofortprogramm – Monitoring und Zwischenbericht der Bundesregierung“, BT-Drucksache 17/34049 vom 28.09.2010, S. 11 f.

**Anhang 1: Schätzungen Importe / Exporte: Output Sheets**

1) Dependent Variable: IMPORT

Method: Least Squares

Sample: 1 17544

Included observations: 17544

HAC standard errors & covariance (Bartlett kernel, Newey-West fixed  
bandwidth = 13.0000)

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-5937.860	304.3948	-19.50710	0.0000
TECHR	0.147170	0.005599	26.28384	0.0000
GESL2	0.127807	0.003231	39.55105	0.0000
WINDTATS	-0.119080	0.005395	-22.07356	0.0000
R-squared	0.486076	Mean dependent var		4424.998
Adjusted R-squared	0.485988	S.D. dependent var		1282.955
S.E. of regression	919.8094	Akaike info criterion		16.48644
Sum squared resid	1.48E+10	Schwarz criterion		16.48821
Log likelihood	-144615.0	Hannan-Quinn criter.		16.48702
F-statistic	5529.860	Durbin-Watson stat		0.187953
Prob(F-statistic)	0.000000			

2) Dependent Variable: IMPORT\_SAISONTRENDBER

Method: Least Squares

Sample: 1 17544

Included observations: 17544

HAC standard errors &amp; covariance (Bartlett kernel, Newey-West fixed



bandwidth = 13.0000)

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-7957.169	492.4004	-16.15996	0.0000
TECHR_SAISONBEREINIGT	0.198102	0.008805	22.49963	0.0000
GESL2_SAISONTRENDBER	0.136161	0.005805	23.45602	0.0000
WINDTATS	-0.117099	0.004872	-24.03746	0.0000
R-squared	0.329404	Mean dependent var		4471.637
Adjusted R-squared	0.329289	S.D. dependent var		1007.802
S.E. of regression	825.3595	Akaike info criterion		16.26974
Sum squared resid	1.19E+10	Schwarz criterion		16.27152
Log likelihood	-142714.2	Hannan-Quinn criter.		16.27033
F-statistic	2871.941	Durbin-Watson stat		0.225108
Prob(F-statistic)	0.000000			

3) Dependent Variable: IMPORT\_SAISONTRENDBER

Method: Least Squares

Sample: 1 17544

Included observations: 17544

HAC standard errors & covariance (Bartlett kernel, Newey-West fixed

bandwidth = 13.0000)

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-7604.009	489.0905	-15.54724	0.0000
TECHR_SAISONBEREINIGT	0.198992	0.008730	22.79508	0.0000
GESL2_SAISONTRENDBER	0.137014	0.005853	23.41048	0.0000
EEGEINS	-0.121254	0.004881	-24.84390	0.0000
R-squared	0.335559	Mean dependent var		4471.637

Adjusted R-squared	0.335445	S.D. dependent var	1007.802
S.E. of regression	821.5629	Akaike info criterion	16.26052
Sum squared resid	1.18E+10	Schwarz criterion	16.26229
Log likelihood	-142633.3	Hannan-Quinn criter.	16.26111
F-statistic	2952.708	Durbin-Watson stat	0.226904
Prob(F-statistic)	0.000000		

4) Dependent Variable: EXPORT

Method: Least Squares

Sample: 1 17544

Included observations: 17544

HAC standard errors & covariance (Bartlett kernel, Newey-West fixed

bandwidth = 13.0000)

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	27129.15	369.4961	73.42201	0.0000
TECHR	-0.417011	0.006576	-63.41074	0.0000
GESL2	-0.207959	0.003824	-54.37698	0.0000
WINDTATS	0.273810	0.006559	41.74881	0.0000

R-squared	0.736290	Mean dependent var	6547.133
Adjusted R-squared	0.736245	S.D. dependent var	2276.438
S.E. of regression	1169.112	Akaike info criterion	16.96610
Sum squared resid	2.40E+10	Schwarz criterion	16.96788
Log likelihood	-148822.7	Hannan-Quinn criter.	16.96669
F-statistic	16324.16	Durbin-Watson stat	0.257637
Prob(F-statistic)	0.000000		

5) Dependent Variable: EXPORT\_SAISONTRENDBER

Method: Least Squares

Sample: 1 17544

Included observations: 17544

HAC standard errors & covariance (Bartlett kernel, Newey-West fixed

bandwidth = 13.0000)

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	21068.99	671.5956	31.37155	0.0000
TECHR_SAISONBEREINIGT	-0.272606	0.012183	-22.37514	0.0000
GESL2_SAISONTRENDBER	-0.149491	0.007641	-19.56411	0.0000
WINDTATS	0.177037	0.007063	25.06609	0.0000
R-squared	0.354815	Mean dependent var		6212.132
Adjusted R-squared	0.354705	S.D. dependent var		1288.516
S.E. of regression	1035.069	Akaike info criterion		16.72255
Sum squared resid	1.88E+10	Schwarz criterion		16.72432
Log likelihood	-146686.2	Hannan-Quinn criter.		16.72313
F-statistic	3215.333	Durbin-Watson stat		0.193551
Prob(F-statistic)	0.000000			

6) Dependent Variable: EXPORT\_SAISONTRENDBER

Method: Least Squares

Sample: 1 17544

Included observations: 17544

HAC standard errors & covariance (Bartlett kernel, Newey-West fixed

bandwidth = 13.0000)

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
----------	-------------	------------	-------------	-------

---

C	20570.59	656.6158	31.32820	0.0000
TECHR_SAISONBEREINIGT	-0.274909	0.011989	-22.92995	0.0000
GESL2_SAISONTRENDBER	-0.151177	0.007569	-19.97215	0.0000
EEGEINS	0.184851	0.006822	27.09750	0.0000

---

R-squared	0.367991	Mean dependent var	6212.132
Adjusted R-squared	0.367883	S.D. dependent var	1288.516
S.E. of regression	1024.445	Akaike info criterion	16.70192
Sum squared resid	1.84E+10	Schwarz criterion	16.70369
Log likelihood	-146505.2	Hannan-Quinn criter.	16.70250
F-statistic	3404.258	Durbin-Watson stat	0.198378
Prob(F-statistic)	0.000000		

---

## Anhang 2: Schätzungen Windprognose / Day-Ahead-Preis: Output Sheets

1) Dependent Variable: EEX

Method: Least Squares

Sample: 1 17544

Included observations: 17544

HAC standard errors & covariance (Bartlett kernel, Newey-West fixed  
bandwidth = 13.0000)

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	58.21219	1.117833	52.07594	0.0000
WINDPRG	-0.001296	0.000145	-8.907785	0.0000
R-squared	0.026188	Mean dependent var		51.89213
Adjusted R-squared	0.026132	S.D. dependent var		32.61683
S.E. of regression	32.18783	Akaike info criterion		9.781168
Sum squared resid	18174506	Schwarz criterion		9.782054
Log likelihood	-85798.41	Hannan-Quinn criter.		9.781460
F-statistic	471.7428	Durbin-Watson stat		0.213441
Prob(F-statistic)	0.000000			

2) Dependent Variable: EEX

Method: Least Squares

Sample: 1 17544

Included observations: 17544

HAC standard errors & covariance (Bartlett kernel, Newey-West fixed  
bandwidth = 13.0000)

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
----------	-------------	------------	-------------	-------

C	-61.58282	3.092334	-19.91467	0.0000
GESL2	0.002113	6.04E-05	34.97944	0.0000
WINDPRG	-0.002226	0.000125	-17.76957	0.0000
R-squared	0.397111	Mean dependent var		51.89213
Adjusted R-squared	0.397042	S.D. dependent var		32.61683
S.E. of regression	25.32709	Akaike info criterion		9.301797
Sum squared resid	11251873	Schwarz criterion		9.303126
Log likelihood	-81592.36	Hannan-Quinn criter.		9.302235
F-statistic	5776.955	Durbin-Watson stat		0.285623
Prob(F-statistic)	0.000000			

## 3) Dependent Variable: EEX\_SAISONTRENDER

Method: Least Squares

Sample: 1 17544

Included observations: 17544

HAC standard errors & covariance (Bartlett kernel, Newey-West fixed  
bandwidth = 13.0000)

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-95.53327	5.080716	-18.80311	0.0000
GESL2_SAISONTRENDER				
R	0.002375	9.29E-05	25.57760	0.0000
WINDPRG	-0.000951	0.000103	-9.254168	0.0000
R-squared	0.222632	Mean dependent var		36.12905
Adjusted R-squared	0.222544	S.D. dependent var		23.15009
S.E. of regression	20.41224	Akaike info criterion		8.870318
Sum squared resid	7308626.	Schwarz criterion		8.871647
Log likelihood	-77807.43	Hannan-Quinn criter.		8.870755

F-statistic                    2511.808    Durbin-Watson stat            0.410038  
 Prob(F-statistic)            0.000000

4) Dependent Variable: EEX\_SAISONTRENDER

Method: ML - Censored Normal (TOBIT) (Quadratic hill climbing)

Sample: 1 17544

Included observations: 17544

Left censoring (indicator) series: CENSORED=1

Convergence achieved after 6 iterations

QML (Huber/White) standard errors & covariance

Variable	Coefficient	Std. Error	z-Statistic	Prob.
C	-96.93045	2.257392	-42.93914	0.0000
GESL2_SAISONTRENDER				
R	0.002401	4.20E-05	57.24078	0.0000
WINDPRG	-0.000982	3.85E-05	-25.54776	0.0000

Error Distribution

SCALE:C(4)	20.41813	1.067652	19.12433	0.0000
------------	----------	----------	----------	--------

Mean dependent var	36.12905	S.D. dependent var	23.15009
Akaike info criterion	8.850326	Schwarz criterion	8.852099
Log likelihood	-77631.06	Hannan-Quinn criter.	8.850910
Avg. log likelihood	-4.424935		

Left censored obs	48	Right censored obs	0
Uncensored obs	17496	Total obs	17544

**Hauptautoren des Berichts:**

Daniel Judith, Dr. Gero Meeßen, Dr. Johanna Hartog, Dr. Felix Engelsing, Frank Simonis,  
Dr. Lieselotte Locher

**Sachverständiger für den Algorithmus:**

Dr. Andreas Behrend