

Electricity Markets Working Papers

WP-EM-15

Preisbildung und Marktmacht auf den Elektrizitätsmärkten in Deutschland Grundlegende Mechanismen und empirische Evidenz

Christian von Hirschhausen, Hannes Weigt, and
Georg Zachmann

Study commissioned
by the Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (VIK)



Dresden University of Technology



Chair for Energy Economics and
Public Sector Management

Preisbildung und Marktmacht auf den Elektrizitätsmärkten in Deutschland

Grundlegende Mechanismen und empirische Evidenz



Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Public Sector Management, TU Dresden

Prof. Dr. Christian von Hirschhausen

Dipl.-Wi.-Ing. Hannes Weigt

Dipl.-Vw. Georg Zachmann

EE²

Auftraggeber:

VIK

Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V.

••••• **VIK** Energie für
die Industrie

Dresden, Januar 2007

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	ii
Abbildungsverzeichnis.....	iii
Tabellenverzeichnis.....	iv
Das Wesentliche auf einer Seite.....	v
Executive Summary.....	vi
1 Einleitung.....	1
Teil I: Preisbildung auf Elektrizitätsmärkten	2
2 Wettbewerb und Oligopol in „normalen“ Märkten.....	2
2.1 Marktmacht.....	2
2.2 Marktformen und vollkommener Wettbewerb.....	3
2.3 Monopol.....	5
2.4 Oligopol.....	5
2.5 Bezugspunkt des wettbewerblichen Referenzmodells: Grenzkosten.....	10
3 Marktmachanalyse auf Elektrizitätsmärkten.....	11
3.1 Marktmachtausübung und deren Auswirkungen.....	12
3.2 Unterschiedliche Marktebenen.....	15
3.3 Regelenergiemärkte.....	16
3.4 Marktmacht in längerer Frist.....	18
3.5 Marktmacht und vertikale Integration.....	20
4 Indizes, Analysen und Modellierung von Marktmacht.....	21
4.1 Indizes und Analysen.....	21
4.2 Modellierung.....	27
5 Internationale Erfahrungen.....	30
Teil II: Empirische Evidenz: Preisbildung und Marktmacht in Deutschland	31
6 Struktur des deutschen Elektrizitätsmarktes und Preisentwicklung.....	31
6.1 Struktur des deutschen Elektrizitätsmarktes.....	31
6.2 Erzeugungs- und Anbieterstruktur.....	33
6.3 Preisentwicklungen.....	34
7 Bisherige Studien zu Marktmacht in Deutschland.....	35
7.1 EU-Sektoruntersuchung zum Elektrizitätsmarkt (2006).....	35
7.2 Competitive Benchmarkanalyse (Müsgens, 2006).....	36
7.3 Cournot-Modell mit zwei Perioden (Ellersdorfer, 2005).....	37
7.4 Wettbewerbliches Simulationsmodell (Schwarz und Lang, 2006).....	38
8 Modellrechnungen zur Preisbildung in Deutschland: „Competitive Benchmark“ bzw. „Fundamentalmodell“.....	39
8.1 Ansatz.....	39

8.2	Annahmen und Daten	40
8.3	Ergebnisse.....	41
9	Weitere modellgestützte Marktanalysen	45
9.1	Asymmetrische Kostenweitergabe von CO ₂ -Zertifikatspreisen	45
9.2	Marktmachtpotential bei Angebotsfunktionsgleichgewichten („Supply Function Equilibria“)... ..	48
9.3	Vergleich der Wettbewerbsintensität auf dem deutschen und britischen Großhandelsmarkt („Regimewechselmodell“)... ..	50
9.4	Geringe Effizienz der Regelenergiemärkte.....	53
9.5	Ineffizienzen im grenzüberschreitenden Handel.....	55
10	Fazit.....	57
11	Referenzen.....	58
	Annex I: Fundamentalmodell.....	65

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Wirkungskette von Märkten.....	3
Abbildung 2:	Marktgleichgewicht im Polypol („Wohlfahrtsmaximum“)... ..	4
Abbildung 3:	Preis- und Mengenbildung im Monopol	5
Abbildung 4:	Vergleich der Ausbringungsmengen von Duopolösungen bei konstanten Grenzkosten und linearer Nachfrage.....	7
Abbildung 5:	Vergleich der Ausbringungsmengen und Marktpreise bei unterschiedlichen Strategien (Monopol, Cournot, Stackelberg und vollständiger Wettbewerb)	7
Abbildung 6:	Auswirkung der Anbieteranzahl auf den Marktpreis bei Cournotwettbewerb.....	9
Abbildung 7:	Deckungsbeiträge bei kurzfristiger Grenzkostenbepreisung und Preisspitzen	11
Abbildung 8:	Stilisierte Angebotskurve auf einem wettbewerblichen Elektrizitätsmarkt	12
Abbildung 9:	Strategie der Zurückhaltung.....	14
Abbildung 10:	Wohlfahrtswirkung von Marktmacht.....	15
Abbildung 11:	Supply Function Equilibrium (SFE): Mögliche Angebotskurven für ein Duopol und ein Fünf-Firmen-Oligopol.....	29
Abbildung 12:	Angebot und Nachfrage an der EEX, 06.09.2006, 8 Uhr.....	33
Abbildung 13:	Durchschnittliche EEX-Spotpreise (7 Tage, gleitend).....	34
Abbildung 14:	EEX Phelix-Year-Future, Preis für das Folgejahr.....	35
Abbildung 15:	Auslastungsfaktor der Kraftwerke der vier großen Anbieter (2005)	36
Abbildung 16:	Vergleich EEX-Preise und modellierte Grenzkosten (Baseload, monatlicher Durchschnitt).....	37
Abbildung 17:	Preise in Deutschland 2002, Cournotmodell ohne Forwardkontrakte	38
Abbildung 18:	Einfluss verschiedener Faktoren auf den Marktpreis.....	39

Abbildung 19: Gegenüberstellung von Preisen und Grenzkosten, 21.04.2004.....	42
Abbildung 20: Preisaufschlag auf Grenzkosten, 2005-2006, Peak (8 Uhr bis 20 Uhr)	43
Abbildung 21: Gegenüberstellung von Preisen und Grenzkosten, 21.12.2005.....	44
Abbildung 22: Asymmetrische Kostenweitergabe.....	48
Abbildung 23: Supply Function Equilibria für das Duopol auf dem deutschen Erzeugungsmarkt	49
Abbildung 24: Supply Function Equilibria für den deutschen Strommarkt mit fünf symmetrischen Anbietern.....	50
Abbildung 25: Im Regimewechselmodell unterstellte Preisbildung (schematisch).....	51
Abbildung 26: Nicht durch das Kostenmodell erklärbare Preisschwankungen in Prozent.....	53
Abbildung 27: Lastflüsse zwischen Deutschland und Dänemark in Abhängigkeit der Preisdifferenz, Peak (8 Uhr bis 20 Uhr), 2004-2006.....	57
Abbildung 28: Wirkungsgrade von Kraftwerken in Abhängigkeit des Baujahres.....	66
Abbildung 29: Spezifische CO ₂ -Emissionen von Energieanlagen.....	68
Abbildung 30: Leistungskurve einer durchschnittlichen Windkraftanlage.....	71

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Marktformen	4
Tabelle 2: Leistungsbilanz des deutschen Kraftwerksparks, 2004.....	34
Tabelle 3: Zusammenhang von Kostenveränderungen und Preisveränderungen im deutschen Großhandelsmarkt, 2005-2006.....	47
Tabelle 4: Geschätzte Parameter des Modells der Großhandelsmärkte in England (UKPX) und Deutschland (EEX), 2002-2006	52
Tabelle 5: Primärbrennstoffpreise in €/MWh, 2004-2006	67
Tabelle 6: Verfügbarkeit von Kraftwerken (saisonal).....	68
Tabelle 7: Installierte Windleistungen in MW, 2004-2005.....	71

Das Wesentliche auf einer Seite

- Das vorliegende Gutachten arbeitet die konzeptionellen Grundlagen der Wettbewerbs- und Preisanalyse auf und entwickelt empirische Ansätze zur Analyse der Elektrizitätsmärkte in Deutschland. Elektrizitätsmärkte sind aufgrund ihrer technischen Spezifika und der meist oligopolistischen Angebotsstruktur besonders anfällig für Marktmachtmissbrauch. Als Marktmacht wird dabei die Fähigkeit verstanden, Preise gewinnbringend vom wettbewerblichen Niveau zu entfernen. Neben einem erheblichen Rententransfer von den Elektrizitätsverbrauchern zu den –erzeugern, entsteht durch Marktmachtmissbrauch auch ein Schaden für die gesamte Gesellschaft (Wohlfahrtsverlust).
- Der deutsche Elektrizitätsmarkt wird laut Bundeskartellamt (2006) von vier Anbietern dominiert, welche nahezu 90% der Erzeugungskapazitäten besitzen. Dabei bilden die zwei größten Anbieter allein ein Duopol mit knapp 60% Marktanteil. Die bisher vorliegenden Studien legen nahe, dass diese Marktmacht zu überhöhten Verbraucherpreisen führt.
- Die vorliegende Studie weist anhand mehrerer Modelle nach, dass die deutschen Elektrizitätsmärkte nicht ausreichend wettbewerblich strukturiert sind:
 - Die Preise liegen – teilweise erheblich – über den Grenzkosten, insbesondere in den Bereichen Mittel- und Spitzenlast.
 - Die Einpreisung von CO₂-Zertifikatspreisänderungen erfolgt asymmetrisch, wobei Preissteigerungen deutlich stärker weitergegeben werden als Preissenkungen.
 - Die Modellierung eines Supply Function Equilibrium (SFE) für den deutschen Markt zeigt ein erhebliches Marktmachtmissbrauchspotential für das Angebotsduopol auf.
 - Ein Vergleich der Wettbewerbsintensität der Großhandelsmärkte in Deutschland und im UK mittels eines Regimewechselmodells („Markov-Switching“) belegt, dass der deutsche Großhandelsmarkt weniger wettbewerblich ausgestaltet ist als der britische.
 - Die Regelenergiemärkte in Deutschland sind durch eine unnötige Aufteilung in vier regionale Teilmärkte und ein geringes Maß an Wettbewerb innerhalb dieser gekennzeichnet.
 - Der „Markt“ für grenzüberschreitende Netzkapazitäten ist ineffizient strukturiert, was zu Wettbewerbsbeeinträchtigung und Wohlfahrtsverlusten führt.
- Angesichts des unzureichenden Wettbewerbs auf den deutschen Elektrizitätsmärkten, sind eine stärkere ordnungspolitische Ausrichtung der Energiepolitik sowie eine aktive Wettbewerbspolitik in diesem Bereich anzuraten. Zu den möglichen Maßnahmen einer aktiven Wettbewerbspolitik gehören die Entflechtung bestehender Kraftwerkskapazitäten von marktbeherrschenden Unternehmen (Divestiture), Verkauf von „virtuellen“ Kraftwerkskapazitäten, Öffnung von Langfristverträgen alteingesessener Unternehmen (Release), Steigerung der nutzbaren Kuppelkapazitäten, vertikale Entflechtung sowie die aktive Förderung von Markteintritt.

Executive Summary

Hintergrund

1. Die europäische und die deutsche Elektrizitätswirtschaft unterliegen derzeit einem Reformprozess auf dem Weg von Monopolstrukturen zu wettbewerblichen Märkten. Trotz gewisser Fortschritte bei der Liberalisierung in Deutschland, sind Zweifel an der wettbewerblichen Funktionsweise der Großhandelsmärkte weit verbreitet. In diesem Zusammenhang wird vor allem diskutiert, ob bestimmte Akteure vorhandene Marktmacht nutzen, um höhere Preise am Markt durchzusetzen.
2. Der Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Public Sector Management (EE²) an der Technischen Universität Dresden ist vom Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (VIK) beauftragt worden, ein Gutachten zum Thema „Preisbildung und Marktmacht auf den Elektrizitätsmärkten in Deutschland“ zu erstellen. Die vorliegende Studie geht in Teil I („Theorie“) auf konzeptionelle Aspekte der Wettbewerbs- und Marktmachtanalyse ein; dabei werden grundlegende Mechanismen der Preisbildung auf dem Elektrizitätsmarkt unter besonderer Berücksichtigung der Möglichkeit strategischen Verhaltens der Anbieter analysiert. Teil II („Empirie“) fasst die vorliegende empirische Evidenz zu oligopolistischer Preisbildung auf den Elektrizitätsmärkten in Deutschland zusammen. Neben der Darstellung bereits vorliegender Studien, werden vor allem eigene empirische Ansätze präsentiert.

Marktmachtanalyse auf Elektrizitätsmärkten

3. Der ordnungspolitische Ansatz einer sozialen Marktwirtschaft fordert, dass Märkte möglichst wettbewerblich strukturiert sein sollen, damit sowohl niedrige Preise für die Verbraucher, als auch angemessene Gewinne für die Unternehmen gewährleistet werden (Wohlfahrtsmaximierung). Anders als auf wettbewerblichen Märkten (Beispiel Mineralwasser) herrschen auf Elektrizitätsmärkten jedoch in vielen Ländern (u. a. auch in Deutschland) oligopolistische Angebotsstrukturen vor, d. h. wenige Anbieter dominieren den Erzeugungsmarkt. Damit entstehen Anreize zu strategischem Verhalten im Sinne der Beeinflussung von Marktergebnissen, insb. Preissteigerungen und Mengenzurückhaltung. Als Marktmacht wird dabei die Fähigkeit verstanden, Preise gewinnbringend vom wettbewerblichen Niveau zu entfernen.
4. Marktmachtausübung kann durch Zurückhaltung von Erzeugungskapazitäten vom Markt oder durch überhöhte Bepreisung erfolgen. In beiden Fällen ergibt sich ein im Verhältnis zum Wettbewerb überhöhter Preis, und die gehandelten Mengen sind zu gering. Neben einem erheblichen Rententransfer von den Elektrizitätsverbrauchern zu den –erzeugern entsteht durch Marktmachtmissbrauch auch ein Schaden für die gesamte Gesellschaft (Wohlfahrtsverlust).

5. Aufgrund der Spezifika von Elektrizitätsmärkten, sind traditionelle Strukturindizes, insbesondere der Herfindahl-Hirschmann-Index, nur eingeschränkt für eine Marktmarktanalyse anwendbar. Verhaltensorientierte Indikatoren, wie z. B. der Lerner Index oder technische Zurückhaltungsanalysen, sind hier besser geeignet. Den größten Aussagegehalt haben ökonomisch-technische Modelle, wobei insbesondere die Competitive-Benchmark-Analyse, traditionelle Cournot-Modelle sowie eigens für Elektrizitätsmärkte entwickelte Modelle, wie das Supply Function Equilibrium (SFE), zur Anwendung kommen.
6. Internationale Erfahrungen belegen, dass auf den meisten Elektrizitätsmärkten Marktmarkt eine bedeutende Rolle spielt. Aufgrund der günstigen Datenlage und der fortgeschrittenen Methoden, die zur Anwendung kommen, liegen Studien zu Marktmarkt und Marktmarktmissbrauch v. a. für Großbritannien und die USA vor. In England und Wales lagen nach der Privatisierung die Preise erheblich über den Grenzkosten; SFE-Modelle zeigen, dass dies insbesondere auf die kleine Anbieterzahl (zwei dominierende Unternehmen) zurückzuführen war. In Kalifornien wurde im Rahmen der Elektrizitätsversorgungskrise im Winter 2000 Marktmarkt als eine Hauptursache für die Preisausschläge identifiziert: Anbieter sollen „wie durch Zufall“ in kritischen Momenten Kapazität aus dem Markt genommen haben. Auch in Kontinentaleuropa ist Marktmarkt ein erhebliches wettbewerbspolitisches Problem, dessen sich nationale Regulierer und Regierungen zunehmend annehmen.

Marktmarkt auf den deutschen Elektrizitätsmärkten

7. In Deutschland erfolgt der Elektrizitätshandel vor allem auf einem längerfristigen Terminmarkt (Großhandelsmarkt EEX oder „Over the Counter“ (OTC), d. h. Direktverträge), einem kurzfristigen (Spot-) Markt sowie den Regelenenergiemärkten. Im vorliegenden Gutachten geht es um die Frage, ob die marktbeherrschenden Erzeugungsunternehmen ihre dominante Stellung missbräuchlich ausnutzen. Das Bundeskartellamt (2006) geht davon aus, dass der Markt von einem Duopol mit 60% Marktanteil bzw. einem Quatropol mit einem Marktanteil von ca. 90% dominiert wird. Angesichts dieser Marktstruktur in der Erzeugung ist damit zu rechnen, dass die Preisbildung nicht vollständig wettbewerblich erfolgt.
8. Die bisher vorliegenden Studien zu Deutschland kommen trotz unterschiedlicher methodischer Ansätze weitgehend zu gleich lautenden Ergebnissen: Marktmarkt ist in unterschiedlichen Segmenten der Elektrizitätswirtschaft vorhanden und wird mit dem Ziel der Gewinnsteigerung von den Unternehmen ausgenutzt. Der Bericht zur EU-Sektoruntersuchung (Europäische Kommission, 2007c) legt nahe, dass hohe Elektrizitätspreise in Deutschland u. a. mit zurückgehaltenen Kapazitäten der dominanten Anbieter zusammenhängen. Müsgens (2006), Ellersdorfer (2005) sowie Schwarz und

Lang (2006) zeigen anhand von Strukturmodellen einen Mangel an Wettbewerb im deutschen Elektrizitätsmarkt auf. Dieser führt zu überhöhten Preisen, insbesondere in Zeiten hoher Nachfrage („Peak“).

9. Im vorliegenden Gutachten werden mehrere Modelle entwickelt, welche sich mit der Preisbildung und der Marktmachtproblematik in Deutschland beschäftigen. Die Ergebnisse bestätigen die bereits vorliegenden Studien: Es gibt erhebliche Anzeichen für unzureichenden Wettbewerb im Bereich Erzeugung und (Groß-)Handel. Dies legen sowohl ein Vergleich zwischen Preisen und Kosten, ein ökonometrischer Vergleich mit dem englischen Markt, als auch eine dynamische Analyse der Preisreaktionen nahe.
10. Anhand eines Fundamentalmodells werden Unterschiede zwischen wettbewerblichen Angebotskosten („Grenzkosten“) und dem tatsächlichen Preis ermittelt. Die ermittelten Werte für ausgewählte Tagesangebots- und Tagesnachfragekurven ergeben, dass die EEX-Preise von 2005 bis 2006 in Peakzeiten im Durchschnitt 17% über den modellierten Grenzkosten liegen. Sensitivitätsanalysen belegen die Robustheit der Ergebnisse.
11. Ein weiteres Indiz für unvollständigen Wettbewerb auf dem deutschen Großhandelsmarkt ist die asymmetrische Einpreisung von Preisänderungen der CO₂-Zertifikate. Ein Regressionsmodell zeigt, dass sich CO₂-Zertifikatspreissteigerungen signifikant stärker auf die Elektrizitätspreise auswirken, als es umgekehrt bei CO₂-Zertifikatspreisrückgängen der Fall ist. In einem wettbewerblichen Markt dagegen haben Unternehmen keine Möglichkeit, Preisänderungen auf der Kostenseite asymmetrisch an die Nachfrager weiterzugeben.
12. Die Modellierung eines Supply Function Equilibrium (SFE) für den deutschen Markt ergibt ein erhebliches Marktmachtmissbrauchspotential für das Angebotsduopol (mit ca. 60% Marktanteil): In fast allen Fällen werden diese Unternehmen erhebliche Preisaufläge auf die Grenzkosten vornehmen. Mit dem Modell lässt sich zeigen, dass sich auf einem Elektrizitätsmarkt mit fünf symmetrischen Anbietern ein wesentlich geringeres Preisauflagspotential ergäbe.
13. Anhand eines Regimewechselmodells der Spotmärkte in Deutschland und Großbritannien („Markov-Switching“) wird die Wettbewerbsintensität der Großhandelsmärkte verglichen. In beiden Fällen wird anhand von Fundamentaldaten und den vom Modell endogen zugewiesenen Regimen (Grundlast, Steinkohle, Erdgas) das geschätzte Preisniveau mit den tatsächlich beobachteten Preisen verglichen. Die Güte der Schätzung fällt sowohl in der Spitzenlast, als auch im Off-Peak-Bereich im britischen Markt signifikant höher aus. Der niedrige Erklärungsgehalt des Modells für Deutschland deutet darauf hin, dass der deutsche Großhandelsmarkt weniger wettbewerblich ausgestaltet ist als der britische.
14. Die Regelenenergiemärkte in Deutschland ermöglichen die künstliche Verknappung von Angebot im Großhandelsmarkt, da u. a. deutlich höhere Kapazitäten ausgeschrieben

werden, als von der UCTE gefordert. Die Aufteilung des Regelenergiemarktes in vier regionale Zonen ist ineffizient und führt zu unnötig hohen Preisen.

15. Der „Markt“ für grenzüberschreitende Netzkapazitäten ist ineffizient strukturiert, was zu Wohlfahrtsverlusten und Wettbewerbsbeeinträchtigung führt. Die Kapazitätsauslastung ist demzufolge gering und teilweise ergeben sich Lastflüsse in die „falsche“ Richtung, d. h. von der teuren in die preiswertere Zone. Fehlender Wettbewerb mit dem europäischen Ausland beeinträchtigt auch den Wettbewerb auf den deutschen Märkten.

Schlussfolgerungen

16. Das Gutachten zeigt, dass Marktmacht auf vielen Elektrizitätsmärkten der Welt ein bedeutendes Problem ist. Trotz methodischer Schwierigkeiten, Marktmacht genau zu messen und zuzuordnen, herrscht in der Literatur ein weitgehender Konsens, dass mit den vorliegenden Indizes und Modellen ausreichende Sicherheit zur Einschätzung von Marktmachtbeständen vorliegen. Dies gilt insbesondere für Märkte, welche sich durch eine hohe Transparenz und öffentliche Verfügbarkeit der Daten auszeichnen (UK, USA).
17. Die vorliegende Evidenz zu den Elektrizitätsmärkten in Deutschland legt nahe, dass Marktmacht eine Rolle bei der Preisbildung spielt. Sowohl jüngere Studien zur Problematik, als auch das umfangreiche Instrumentarium dieses Gutachtens, legen nahe, dass sich die Großhandelsmärkte in Deutschland nicht an einem wettbewerblichen Referenzpunkt orientieren, sondern durch oligopolistische Strukturen und Preis- bzw. Mengenbildungen charakterisiert sind. Dies zeigen ein Fundamentalmodell des deutschen Marktes, die Analyse der asymmetrischen Kostenweitergabe von CO₂-Zertifikatspreisen, ein Regimewechselmodell für Deutschland im Vergleich mit England, eine Analyse von Angebotskurven im engen Oligopol, die Funktionsweise der Import- und Exportmärkte sowie eine Betrachtung der Regelenergiemärkte.
18. Angesichts des unzureichenden Wettbewerbs auf den deutschen Elektrizitätsmärkten sind eine stärkere ordnungspolitische Ausrichtung der Energiepolitik sowie eine aktive Wettbewerbspolitik in diesem Bereich anzuraten. Zu den möglichen Maßnahmen einer aktiven Wettbewerbspolitik gehören die Entflechtung bestehender Kraftwerkskapazitäten von marktbeherrschenden Unternehmen (Divestiture), Verkauf von „virtuellen“ Kraftwerkskapazitäten, Öffnung von Langfristverträgen alteingesessener Unternehmen (Release), Steigerung der nutzbaren Kuppelkapazitäten, vertikale Entflechtung sowie die aktive Förderung von Markteintritt.

1 Einleitung

Die europäische und die deutsche Elektrizitätswirtschaft unterliegen derzeit einem Reformprozess auf dem Weg von Monopolstrukturen zu wettbewerblichen Märkten. Ziel ist es, vormals vertikal integrierte Gebietsmonopole dem Wettbewerb zu öffnen und somit geringere Preise für Elektrizität zu erzielen. Ein Hauptaugenmerk der letzten Jahre lag dabei v. a. auf der Liberalisierung im Erzeugungsbereich und der Regulierung des Netzbereiches. Anders als bei den Elektrizitätsnetzen, handelt es sich bei der Elektrizitätserzeugung à priori nicht um ein regulierungsbedürftiges natürliches Monopol. Andererseits sind die Marktstrukturen auf der Erzeugungsseite in vielen europäischen Ländern, so auch in Deutschland, noch stark oligopolistisch geprägt, d. h. es gibt auf dem relevanten Markt sehr wenige Anbieter. Eine oligopolistische Struktur des Erzeugungsmarktes lässt Zweifel an der wettbewerblichen Funktionsweise des Großhandelsmarktes aufkommen. In diesem Zusammenhang wird auch diskutiert, ob bestimmte Akteure vorhandene Marktmacht einsetzen, um höhere Preise am Markt durchzusetzen.

Das Thema Marktmacht ist in der englischsprachigen Literatur im Zuge der Liberalisierung der Elektrizitätsmärkte frühzeitig eingehend diskutiert worden (z. B. Green und Newbery, 1992, eine Zusammenfassung bei Twomey, et al., 2004). Trotz unterschiedlicher methodischer Vorgehensweisen ist es Konsens, dass Marktmacht auf Elektrizitätsmärkten weltweit eine erhebliche Bedeutung haben kann und der Staat daher gefordert ist, für einen funktionierenden Wettbewerb zu sorgen. Mit einiger Verzögerung erreicht die Diskussion nun auch Kontinentaleuropa, u. a. Deutschland. Jüngere Arbeiten zu den deutschen Elektrizitätsmärkten legen nahe, dass Marktmacht auch in Deutschland in unterschiedlichen Segmenten der Elektrizitätswirtschaft ein Problem bei der Preis- und Mengengbildung darstellen kann (Müsgens, 2006, Ellersdorfer, 2005, Schwarz und Lang, 2006, Europäische Kommission, 2007c).

Der Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Public Sector Management (EE²) an der Technischen Universität Dresden ist vom Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (VIK) beauftragt worden, ein Gutachten zum Thema „Preisbildung und Marktmacht auf den Elektrizitätsmärkten in Deutschland“ zu erstellen. Die vorliegende Studie geht in Teil I („Theorie“) auf konzeptionelle Aspekte der Wettbewerbs- und Marktmachtanalyse ein; dabei werden grundlegende Mechanismen der Preisbildung auf dem Elektrizitätsmarkt unter besonderer Berücksichtigung der Möglichkeit strategischen Verhaltens der Anbieter analysiert. Teil II („Empirie“) fasst die vorliegende empirische Evidenz zu oligopolistischer Preisbildung auf den Elektrizitätsmärkten in Deutschland zusammen. Neben der Darstellung bereits vorliegender Studien werden vor allem eigene empirische Ansätze präsentiert. Die empirischen Ergebnisse der Studie legen nahe, dass die Preis- und Mengengbildung auf den Großhandelsmärkten für Elektrizität in Deutschland sich weniger am wettbewerblichen Leitbild, als an oligopolistischen Strukturen orientiert.

Teil I: Preisbildung auf Elektrizitätsmärkten

Teil I befasst sich mit der theoretischen Fragestellung von Marktmacht auf Energiemärkten. Einleitend werden die grundlegenden Eigenschaften oligopolistischer Märkte erläutert. Im darauf folgenden Abschnitt werden die Besonderheiten von Elektrizitätsmärkten vorgestellt und die daraus resultierenden Möglichkeiten der Marktmachtausübung analysiert. Dabei wird insbesondere auf die Strategie der Zurückhaltung, die einzelnen Marktsegmente, die Verflechtung von Termin- und Spotmärkten und auf die Problematik der vertikalen Integration eingegangen. Abschnitt 4 beleuchtet die Erfassung von Marktmachtpotentialen und -ausübung sowie die Modellierung von Elektrizitätsmärkten. Hierbei werden zunächst Indizes und Indikatoren vorgestellt, welche zur Identifikation von Marktmachtpotentialen und zur Bewertung von Märkten herangezogen werden können. Anschließend werden Modellansätze präsentiert, welche den Gesamtmarkt simulieren. Ausgehend von einem wettbewerblichen Vergleichsmodell werden das Cournot-Modell sowie der Ansatz von Angebotsfunktionsgleichgewichten (Supply Function Equilibria (SFE)) näher erläutert. Teil I schließt mit einer Übersicht internationaler Erfahrungen bei der Analyse von Marktmacht auf Elektrizitätsmärkten.

2 Wettbewerb und Oligopol in „normalen“ Märkten

2.1 Marktmacht

Eine zentrale Rolle im Preisfindungsprozess für jedes handelbare Gut spielt die Marktstruktur. Sie definiert das mögliche Marktverhalten der einzelnen Teilnehmer. Dieses wiederum führt dann zum Marktergebnis – dem Preis und der Ausbringungsmenge – was seinerseits Einfluss auf Marktstruktur und -verhalten hat (vgl. Abbildung 1). Für den weiteren Verlauf des Gutachtens wird auf folgende Definition zurückgegriffen: **„Marktmacht ist die Fähigkeit, Preise gewinnbringend vom wettbewerblichen Niveau zu entfernen.“** (Mas-Collel et al. 1995, S. 383).¹

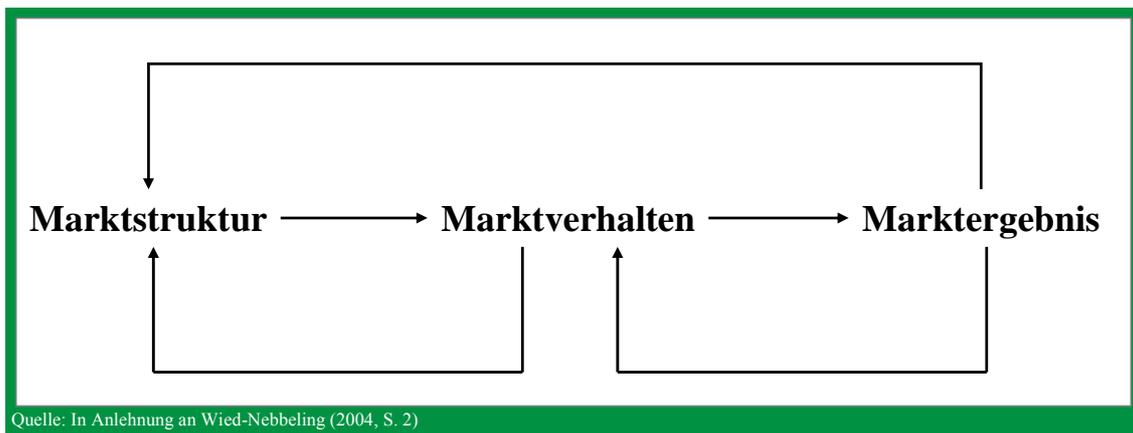
Generell ist eine Differenzierung zwischen „Marktmacht besitzen“ und „Marktmacht ausüben“ notwendig. Nicht jeder Marktteilnehmer mit Marktmacht hat ein Interesse daran, diese auch

**Definition
Marktmacht**

¹ Das U.S. Department of Justice definiert Marktmacht dagegen folgendermaßen: “Market power to a seller is the ability profitably to maintain prices above competitive levels for a significant period of time.” (DOJ, 1997). Laut §19 Abs. 3 GWB ist eine marktbeherrschende Stellung entsprechend der kumulierten Marktanteile definiert: Ein Unternehmen mit mindestens einem Drittel Marktanteil, drei oder weniger Unternehmen mit einem gemeinsamen Marktanteil von wenigstens 50%, fünf oder weniger Unternehmen mit einem gemeinsamen Marktanteil von wenigstens zwei Dritteln. Marktmachtmissbrauch ist nach §19 Abs. 4.1 GWB folgendermaßen definiert: „Ein Missbrauch liegt insbesondere dann vor, wenn ein marktbeherrschendes Unternehmen ... die Wettbewerbsmöglichkeiten anderer Unternehmen in einer für den Wettbewerb auf dem Markt erheblichen Weise ohne sachlich gerechtfertigten Grund beeinträchtigt...“.

auszuüben.² Langfristige Folgen, wie der Markteintritt neuer Anbieter aufgrund hoher Marktpreise oder Marktmacht einschränkende Maßnahmen des Regulierers, könnten die Gewinne des Unternehmens einschränken. Die Definition ist weiterhin allgemein genug gehalten um beide Marktseiten – Angebot und Nachfrage – zu berücksichtigen. So hat die Angebotsseite das Interesse, den Preis über das wettbewerbliche Niveau zu heben, während die Nachfrageseite den Preis reduzieren möchte.

Abbildung 1: Wirkungskette von Märkten



2.2 Marktformen und vollkommener Wettbewerb

Die Marktstruktur kann anhand verschiedener Parameter definiert werden. Ein gebräuchlicher Ansatz basiert auf der Anzahl und Größe von Nachfragern und Anbietern (vgl. Tabelle 1). So kann ein mittelständischer Zulieferer als alleiniger Anbieter mehreren Großkonzernen gegenüberstehen, wodurch sich die Situation eines beschränkten Monopols ergibt. Als Vergleichsmaßstab für die Bewertung von Marktmacht wird das Preis-Mengen-Ergebnis im Polypol (vollkommener Wettbewerb) herangezogen, da hier das gesellschaftlich optimale Ergebnis (maximale Wohlfahrt) erreicht wird. Eine vom Polypol abweichende Marktform bedeutet einen Zuwachs an Marktmacht für einige Akteure, die dann mehr oder weniger starken Einfluss auf die Mengen und Preise im Marktgleichgewicht haben.

² So hätte theoretisch z. B. das Abschalten eines Grundlastkraftwerkes erhebliche Auswirkungen auf den Preis und damit der Besitzer signifikante Marktmacht. Die Ausübung selbiger ist jedoch höchst unprofitabel für den Besitzer, wenn er nur über dieses Kraftwerk verfügt.

Tabelle 1: Marktformen

Anbieter	Nachfrager		
	<i>ein großer</i>	<i>wenige mittlere</i>	<i>viele kleine</i>
<i>ein großer</i>	Bilaterales Monopol	Beschränktes Monopol	Monopol
<i>wenige mittlere</i>	Beschränktes Monopson	Bilaterales Oligopol	Oligopol
<i>viele kleine</i>	Monopson	Oligopson	Polypol

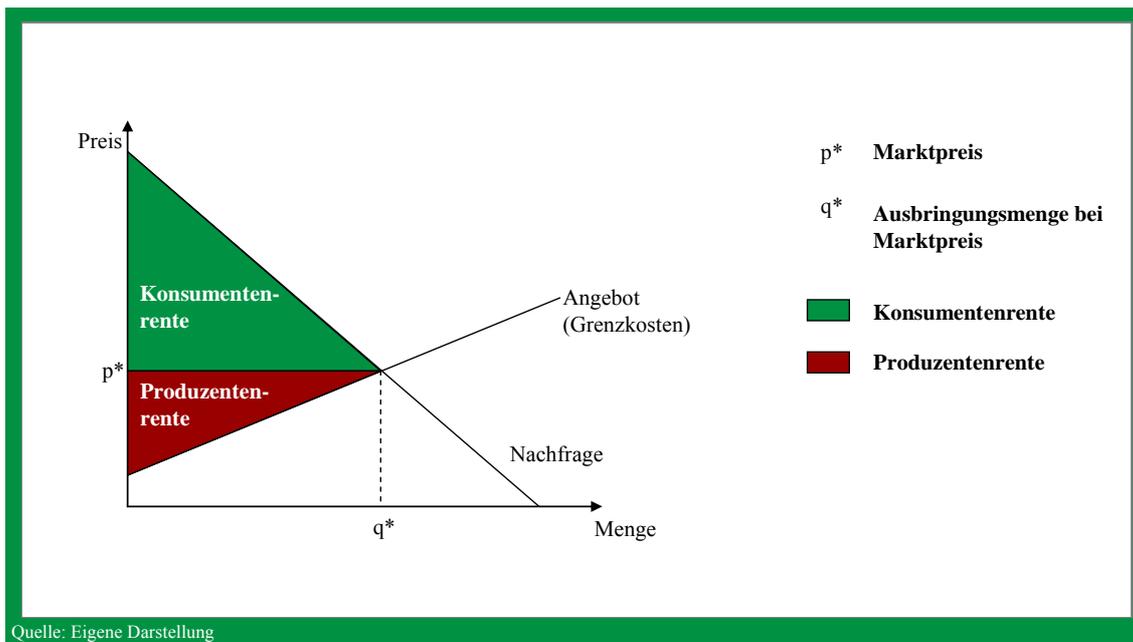
Quelle: Wied-Nebbeling (2004, S. 3)

Im Polypol ist kein Anbieter in der Lage, durch sein Handeln den Preis direkt zu beeinflussen; alle Anbieter agieren somit als Preisnehmer. Dies begründet sich in der Annahme des sehr kleinen Marktanteils einzelner Anbieter. Der markträumende Preis entspricht dabei den variablen Kosten der Produktion für die letzte produzierte Einheit – genannt „Grenzkosten“ – und ergibt sich aus dem Schnittpunkt der aggregierten Angebots- und Nachfragekurven.³

Die Differenz zwischen Marktpreis und Erzeugungskosten definiert den Deckungsbeitrag der Unternehmen – die Produzentenrente. Die Differenz zwischen der jeweiligen marginalen Zahlungsbereitschaft der Konsumenten und dem tatsächlich bezahlten Marktpreis entspricht dem „Gewinn“ eines jeden Verbrauchers –addiert über alle Verbraucher ergibt sich die aggregierte Konsumentenrente. Die Summe aus beiden Renten entspricht der sozialen Wohlfahrt (vgl. Abbildung 2). Das sich im Polypol ergebende Marktgleichgewicht führt zur wohlfahrtsoptimalen Allokation: Jede Abweichung vom Marktgleichgewicht bedeutet eine Reduktion der Wohlfahrt. Davon unberührt bleibt die Frage der *Verteilung* der Renten.

Das Polypol (vollständiger Wettbewerb) ist wohlfahrtsoptimal

Abbildung 2: Marktgleichgewicht im Polypol („Wohlfahrtsmaximum“)



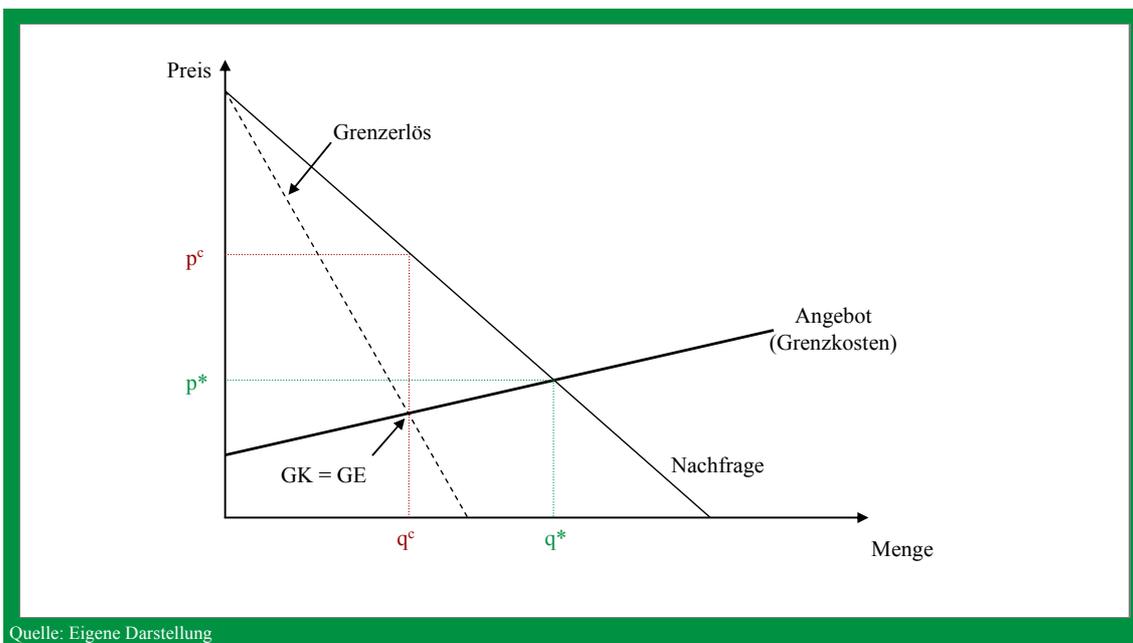
2.3 Monopol

Am anderen Ende der Skala steht das *Monopol*, bei dem ein Anbieter vielen Nachfragern gegenübersteht. Im Gegensatz zum vollständigen Wettbewerb kann der Monopolist seinen Preis bzw. seine Ausbringungsmenge selber wählen. Da er keinen Wettbewerber zu fürchten hat, wird er einen Preis realisieren, welcher deutlich über dem Wettbewerbspreis liegt. Dies sichert dem Monopolisten einen erheblichen Gewinn, schadet aber den Verbrauchern, die hohe Preise zahlen müssen. Auch aus der gesamtwirtschaftlichen Perspektive ist das Monopol ungünstig, da die insgesamt produzierte Menge zu gering ist und Wohlfahrt verloren geht.

Das Monopol schadet sowohl den Verbrauchern als auch der Gesamtwirtschaft

Abbildung 3 zeigt das Gewinnoptimierungskalkül des Monopolisten graphisch auf. Es wird eine Mengen-Preis-Beziehung gewählt, bei der die Grenzkosten der Produktion dem Grenzerlös entsprechen (Punkt GK = GE). Die abgesetzte Menge ist q^c , der Preis p^c .⁴ Es ist ersichtlich, dass zum einen die Produktionsmenge q^c geringer ist, als bei vollständigem Wettbewerb (q^*), und zum anderen der Preis p^c weit oberhalb des Wettbewerbspreises (p^*) liegt.

Abbildung 3: Preis- und Mengenbildung im Monopol



2.4 Oligopol

2.4.1 Theoretische Ansätze

Sowohl das Polypol, als auch das Monopol, kommen in der Praxis in Reinform selten vor. Als *Oligopol* bezeichnet man einen Markt mit wenigen Anbietern und einer Vielzahl von Nachfragern. Elektrizitätsmärkte sind meist durch Oligopolstrukturen geprägt. Im Oligopol hat

³ Bei Sprüngen in der Grenzkostenkurve muss theoretisch zwischen beiden Grenzkostenniveaus unterschieden werden („left hand“ und „right hand“ marginal costs, vgl. Stoff (2002)); in der Praxis ist der Unterschied jedoch gering.

⁴ Den Punkt C auf der Nachfragekurve bezeichnet man als den Cournot-Punkt im Monopol; es handelt sich dabei um eine Spezialform des Cournot-Wettbewerbs, der im folgenden Abschnitt erläutert wird.

das Verhalten eines Produzenten aufgrund seines Marktanteils Auswirkungen auf den Markt und damit gegebenenfalls auf das Verhalten der übrigen Anbieter. Eine Voraussetzung bei der Festlegung der Marktform stellt die Abgrenzung des relevanten Marktes dar; neben der geographischen spielt auch die zeitliche und sachliche Abgrenzung eine Rolle.

Wie sich die Entscheidung eines Oligopolisten auf das Verhalten der anderen Anbieter auswirkt, hängt von der zuvor aufgestellten *Reaktionshypothese* – der Vermutung über das strategische Verhalten der Konkurrenten – ab. Die Reaktionshypothesen werden bestimmt durch:

- Art des Produktes (homogen oder heterogen);
- Aktionsparameter (Menge oder Preis);
- Verhalten (kooperativ oder nicht-kooperativ);
- Länge des Spiels (eine Periode, mehre Perioden mit offenem oder festgelegtem Ende).

Klassische Beschreibungsansätze für Oligopolmärkte bieten die Cournot-, Stackelberg- und Bertrand-Modelle. Die ersten beiden basieren auf Mengenwettbewerb; das Bertrand-Modell hingegen beschreibt einen Preiswettbewerb. Im *Cournot-Modell* legen die Oligopolisten simultan ihre gewinnmaximalen Ausbringungsmengen fest. Jeder Oligopolist agiert unter der Annahme, dass auf eine eigene Veränderung der angebotenen Menge keine Mengenänderung der anderen Oligopolisten erfolgt. Wenn alle Firmen derart kalkulieren, ergibt sich das „Cournot-Nash-Gleichgewicht“, in dem es für keinen einzelnen Spieler mehr sinnvoll ist, von seiner festgelegten Produktionsmenge abzuweichen.⁵ Im Sonderfall des Duopols (zwei Unternehmen) ergibt sich im Gleichgewicht die „ $\frac{2}{3}$ -Lösung“, d. h. es werden zwei Drittel der wettbewerblichen Ausbringungsmenge zu einem - gegenüber dem Polypol - gestiegenen Preis produziert. Der resultierende Marktpreis beim Cournot-Modell liegt i. d. R. über dem wettbewerblichen und unter dem monopolistischen Preis.⁶

**Beim
Oligopol liegt
der Preis
i.d.R. weit
über dem
Wettbewerbs-
preis**

Im *Stackelberg-Modell* übernimmt ein Oligopolist die Führung, d. h. er legt zuerst seine Ausbringungsmenge fest und kalkuliert das Verhalten der anderen Oligopolisten mit ein. Die übrigen Oligopolisten agieren weiterhin nach dem Cournot-Verhaltensmuster. Beim *Bertrand-Modell* wird Preiswettbewerb unterstellt, wobei ebenfalls davon ausgegangen wird, dass das eigene Verhalten keinen Einfluss auf die anderen Spieler hat.

Abbildung 4 zeigt die Ergebnisse unterschiedlicher Oligopolmodelle für den einfachen Fall von zwei symmetrischen Erzeugungsunternehmen (y_1 bzw. y_2). Im Fall des vollständigen Wettbewerbs produziert jedes Unternehmen 50 Einheiten, d. h. 100% (einer normierten Vergleichsmenge). Im Stackelberg-Modell produziert Unternehmen 1 auch 50 Einheiten, Unternehmen 2 als „Nachfolger“ jedoch nur 25, d. h. die Gesamtmenge beläuft sich auf 75 Einheiten. Im gängigsten Modell, dem Cournot-Nash-Modell, produzieren beide Unternehmen dieselbe Menge von 33,3 Einheiten, so dass sich eine Gesamtmenge von 66,6 Einheiten ergibt.

⁵ Das Monopol ist eine Sonderform des Cournot-Oligopols mit nur einem Anbieter.

⁶ Der Vollständigkeit halber sei darauf hingewiesen, dass im Oligopol zumindest theoretisch – abhängig von den Annahmen – alle Marktergebnisse vom vollständigen Wettbewerb bis zur Monopollösung möglich sind.

Im Fall des Kartells reduzieren beide Spieler ihre Produktion auf je 25 Einheiten; in der Summe ergibt sich dasselbe Ergebnis wie beim Monopol: 50 Einheiten.

Abbildung 5 zeigt einen Vergleich der vier Modelle für die ausgebrachte Gesamtmenge sowie die Preise. Die sich am Markt ergebenden Preise entwickeln sich dabei umgekehrt proportional zur angebotenen Menge. Im vollständigen Wettbewerb ergibt sich eine große Menge (100%) bei niedrigen Preisen, welche den Grenzkosten entsprechen. Im anderen Extrem, dem Monopol, ergibt sich bei einer geringen Menge (50%) ein hoher (Monopol-) Preis. Die beiden anderen Fälle, Stackelberg und Cournot, liegen dazwischen.

Abbildung 4: Vergleich der Ausbringungsmengen von Duopollösungen bei konstanten Grenzkosten und linearer Nachfrage

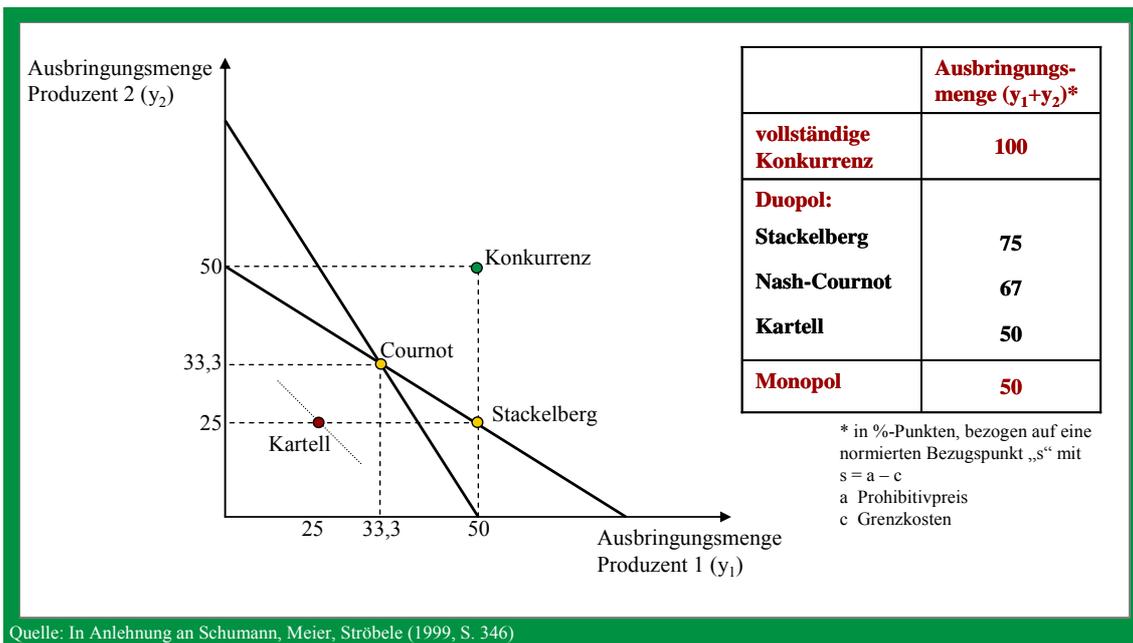
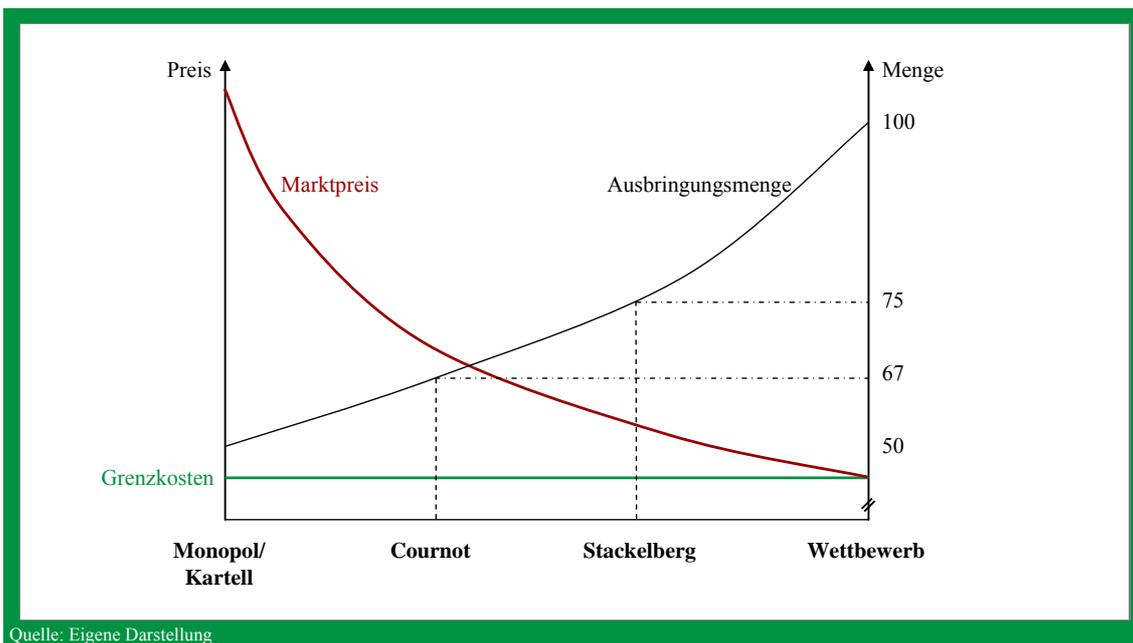


Abbildung 5: Vergleich der Ausbringungsmengen und Marktpreise bei unterschiedlichen Strategien (Monopol, Cournot, Stackelberg und vollständiger Wettbewerb)



2.4.2 Anzahl der Wettbewerber, Preise und Mengen im Cournot-Oligopol

Im Folgenden beschränken wir uns auf den geläufigsten Fall des Cournot-Oligopols und erweitern die Analyse, um eine Variation der Anzahl der Wettbewerber. In einem Cournot-Oligopol maximiert jedes Unternehmen i seinen Gewinn in Abhängigkeit der eigenen Ausbringungsmenge. Es geht dabei genau wie ein Monopol davon aus, dass eine Reduktion seiner Ausbringungsmenge zu einem Preisanstieg führt.⁷

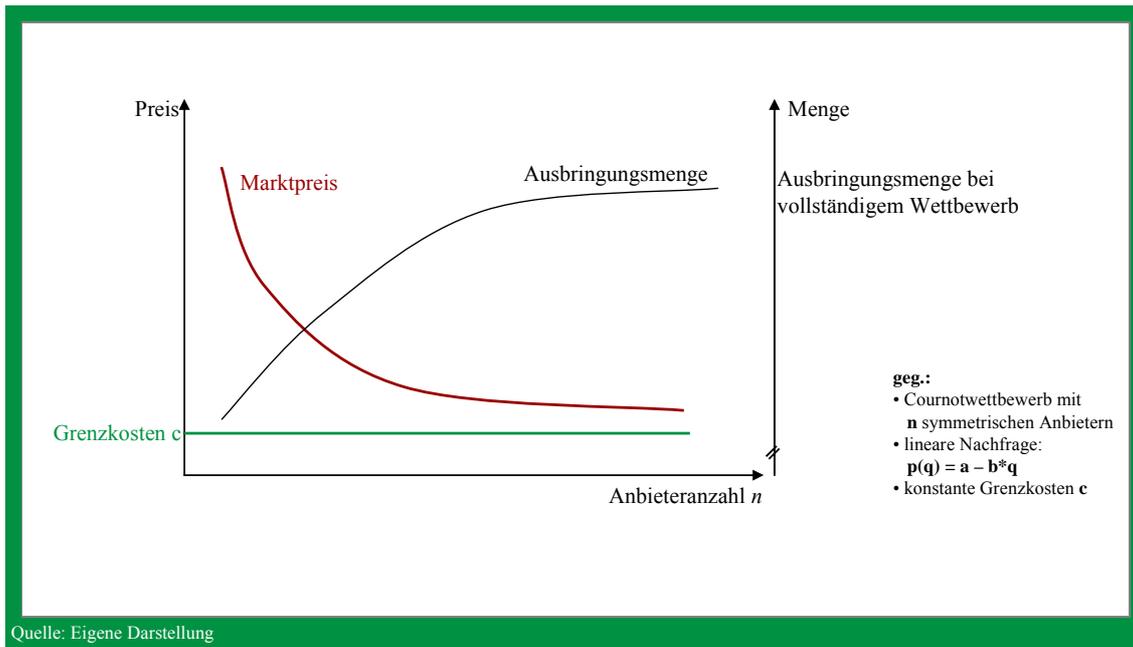
Es liegt nahe, dass eine steigende Anzahl produzierender Unternehmen, zu einer Intensivierung des Wettbewerbs führt; somit sinken die Preise und die angebotenen Mengen steigen. Für die Gesellschaft ergibt sich bei steigender Anzahl von Wettbewerbern eine Verbesserung der Wohlfahrt. Abbildung 6 zeigt die Beziehung zwischen der Anzahl der Unternehmen und den sich ergebenden Preis-/Mengenkombinationen. Bei nur einem Unternehmen (Monopol) ergibt sich die oben ermittelte Menge von 50, bei zwei Unternehmen 66,6, etc.; dementsprechend fallen die Preise. Bei einer ausreichend hohen Anzahl von Unternehmen, entsprechen die Preise den Grenzkosten (vollständiger Wettbewerb).

*Mehr
Wettbewerb,
geringere
Preise*

Festzuhalten ist, dass in einem Oligopol die Ausbringungsmenge kleiner ist, als bei vollständiger Konkurrenz und der Preis daher signifikant oberhalb der Grenzkosten liegen wird. Hier handelt es sich nicht um „Bösartigkeit“ der oligopolistischen Unternehmen, sondern um eine normale Strategie, den Unternehmensgewinn zu steigern. Die Abweichung des Oligopolpreises von den Grenzkosten hat jedoch aus gesamtwirtschaftlicher Sicht erhebliche Nachteile: Das Produkt (z. B. Elektrizität) wird teurer angeboten als notwendig und die Verbraucher nutzen eine geringere Menge als möglich, somit verlieren die Verbraucher einen großen Teil ihrer Konsumentenrente. Neben dem Verteilungseffekt leidet auch die gesamtwirtschaftliche Wohlfahrt unter dieser Mengen- und Preissetzung. Ein Ziel der staatlichen Wirtschaftspolitik ist es daher, überhöhte Oligopolpreise auf wettbewerbliches Niveau zurückzuführen. Hierfür kann entweder eine allgemeine Wettbewerbspolitik oder eine sektor- oder sogar produktspezifische Preisregulierung eingesetzt werden (s. a. Schmidt, 2005).

⁷ Formale Darstellung: $\Pi = p \cdot q_i - c \cdot q_i = \left(a - b \cdot \left[\sum_{j=1}^n q_j \right] - c \right) \cdot q_i$, mit q_i = Ausbringungsmenge des Anbieters i ; c = Grenzkosten der Erzeugung; p = Marktpreis, entsprechend der linearen Nachfragefunktion $p = a - b \cdot \sum q$. Dieses Gewinnkalkül führt bei symmetrischen Anbieterverhältnissen und n Anbietern zu folgender Lösung für den resultierenden Marktpreis p^* :
$$p^* = \frac{a}{n+1} + \frac{n}{n+1} \cdot c$$

Abbildung 6: Auswirkung der Anbieteranzahl auf den Marktpreis bei Cournotwettbewerb



2.4.3 Weitere Oligopoltheorien

Zusätzlich zu den beschriebenen Ansätzen, gibt es aktuelle Entwicklungen in der Oligopoltheorie mit interessanten Perspektiven. Hierzu gehört die Familie der „Conjectured Supply Functions“, eine Sonderform des oligopolistischen Wettbewerbs (vgl. Pang, Hobbs, und Day, 2004). Dabei wird abweichend von dem Standard-Cournotansatz davon ausgegangen, dass ein Anbieter die Reaktionen anderer Marktteilnehmer in sein Gewinnkalkül einbezieht. Dabei werden Vermutungen („conjectures“) über die Angebots- oder Nachfrageelastizitäten der anderen Marktteilnehmer getroffen, welche das individuelle Verhalten bei Preisänderungen widerspiegeln. Der Vorteil von Conjectured Supply Functions liegt in einer realistischeren Abbildung des Marktverhaltens, wobei die Ergebnisse jedoch stark von den exogen gewählten Verhaltensfunktionen abhängen.

Ein weiterer Bereich am aktuellen Rand der Forschung sind mathematische Modelle vom Typ MPEC (mathematical problem with equilibrium constraints, vgl. Luo, Pang, und Ralph, 1996) und EPEC (equilibrium models with equilibrium constraints, vgl. Hu und Ralph, 2005, Ralph und Smeers, 2006). In einigen dieser Modelle wird kritisch hinterfragt, ob es anhand gegebener Marktstrukturen und strategischem Verhalten überhaupt möglich ist, Marktmacht einem konkreten Marktspieler „zuzuweisen“. Diese theoretischen Entwicklungen sind jedoch bislang nicht praxisrelevant geworden; insbesondere ist es nicht gelungen, die EPEC-Modelle auf ein größeres Erzeugungs-Netz-System anzuwenden. Daher werden diese Entwicklungen im Folgenden nicht weiter beleuchtet.

2.5 Bezugspunkt des wettbewerblichen Referenzmodells: Grenzkosten

Abbildung 6 legt einen direkten Zusammenhang zwischen der Wettbewerbsform und den sich ergebenden Preisen nahe. Je wettbewerblicher das Marktverhalten der Unternehmen ist, und je größer die Zahl der am Markt aktiven Unternehmen, desto geringer wird der Marktpreis sein. Im wettbewerblichen Referenzfall entspricht der Marktpreis den „Grenzkosten“, d. h. den variablen Kosten für die letzte produzierte Einheit.

Neben Fragen der Zurechenbarkeit (welche Faktoren sind fix, welche variabel?) muss in diesem Zusammenhang auch festgelegt werden, ob die *kurzfristigen* oder die *langfristigen* Grenzkosten als Bezugspunkt gewählt werden.⁸ Bei der kurzfristigen Betrachtung wird von einem konstanten Kapitalstock (z. B. Kraftwerkspark) ausgegangen; in dem Fall setzen sich die kurzfristigen Grenzkosten aus den Kosten für eingesetztes Material (Rohstoffe, Produkte) und variablen Betriebsaufwendungen (z. B. Rauchgasentschwefelung) zusammen. Im Gegensatz dazu sind bei der langfristigen Betrachtung alle Produktionsfaktoren einschließlich des Kapitalstocks variabel. Nun existiert für jede Kapitalausstattung eine eigene Kostenfunktion; die Gesamtkostenfunktion ergibt sich dann aus den Kostenminima für jede Outputmenge. Im Betriebsoptimum schneiden sich die langfristigen Grenzkosten- und die Durchschnittskostenfunktion.

Die Wahl der „richtigen“ Grenzkosten als Referenzpunkt hängt von der jeweiligen Marktstruktur ab:

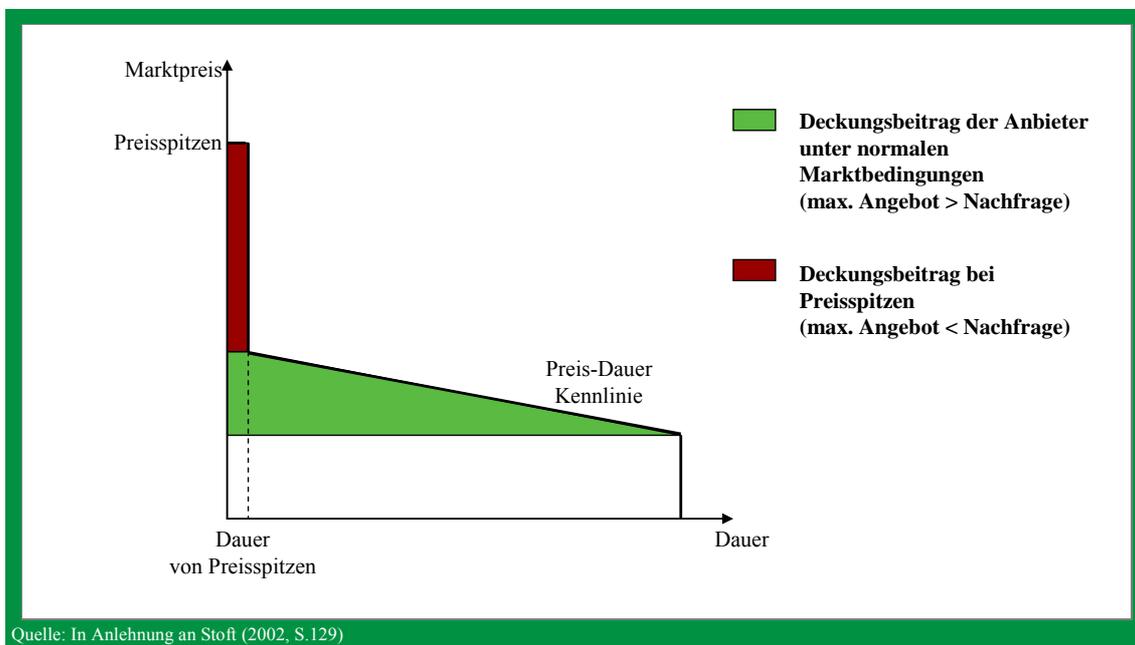
- Für die kurzfristige Preisbildung ist die kurzfristige Grenzkostenkurve relevant. Aufgrund relativ kurzer Entscheidungsperioden bzgl. der Preisbildung ist daher von einem bestehenden Kraftwerkspark auszugehen. Im Wettbewerb würde sich ein Preis ergeben, welcher den kurzfristigen Grenzkosten des marginalen Anbieters entspricht. Kurzfristige Grenzkosten sind auch dann der richtige Bezugspunkt, wenn es beim Angebot keine Engpässe und damit keine Knappheitsrenten zu berücksichtigen gibt. Im Fall von Engpässen ist mit Preisspitzen zu rechnen, bei denen sich kurzfristige Grenzkosten und Preise voneinander entkoppeln;
- Langfristige Grenzkosten sind als Bezugspunkt im Fall von Kapazitätsengpässen relevant. Diese langfristigen Grenzkostenpreise sind jedoch nur dann am Markt durchsetzbar, wenn alle Anbieter sich nach diesem Prinzip verhalten. Bietet jedoch ein Teil der Anbieter zu kurzfristigen Grenzkosten, so können sich langfristige Grenzkosten nicht am Markt halten. Solange ein Anbietermarkt durch Überkapazitäten geprägt ist, stellen sich unter wettbewerblichen Bedingungen kurzfristige Grenzkosten ein.

Eine Bepreisung nach kurzfristigen Grenzkosten sorgt dann für den u. U. notwendigen Kapazitätsausbau, wenn im Fall von Kapazitätsengpässen Preise angesetzt werden können, welche der Zahlungsbereitschaft der Verbraucher entsprechen, d. h. wesentlich oberhalb der kurzfristigen Grenzkosten liegen. Grundsätzlich erfolgt die Deckung der Fixkosten in einem wettbewerblichen Markt bei kurzfristiger Grenzkostenbepreisung durch Deckungsbeiträge,

Die kurzfristigen Grenzkosten stellen den geeigneten Bezugspunkt dar

wenn Anbieter mit höheren Grenzkosten den Marktpreis definieren. Der letzte Anbieter hat in dieser Marktkonstellation somit nur die Möglichkeit seine Fixkosten zu decken, wenn der Markt bei Angebotsengpässen eine Bepreisung entsprechend der Zahlungsbereitschaft und nicht der Grenzkosten vornimmt. In den (wenigen) Stunden, in denen die Nachfrage das Angebot übersteigt, kommt es zu Spitzenerpreisen. Abbildung 7 zeigt diese Situation schematisch: Ein Anbieter erzielt einen Deckungsbeitrag solange der Marktpreis durch teurere Anbieter gesetzt wird (helle Fläche). Der letzte Anbieter, welcher im Markt abgerufen wird, kann nur dann einen Deckungsbeitrag erzielen, wenn die Nachfrage größer als das verfügbare Angebot ist und entsprechende Preisspitzen entstehen (dunkle Fläche). Die hier erzielten Deckungsbeiträge erlauben es auch dem letzten Anbieter (in der Elektrizitätswirtschaft als „Peaker“ bezeichnet), seine Fixkosten zu decken.

Abbildung 7: Deckungsbeiträge bei kurzfristiger Grenzkostenbepreisung und Preisspitzen



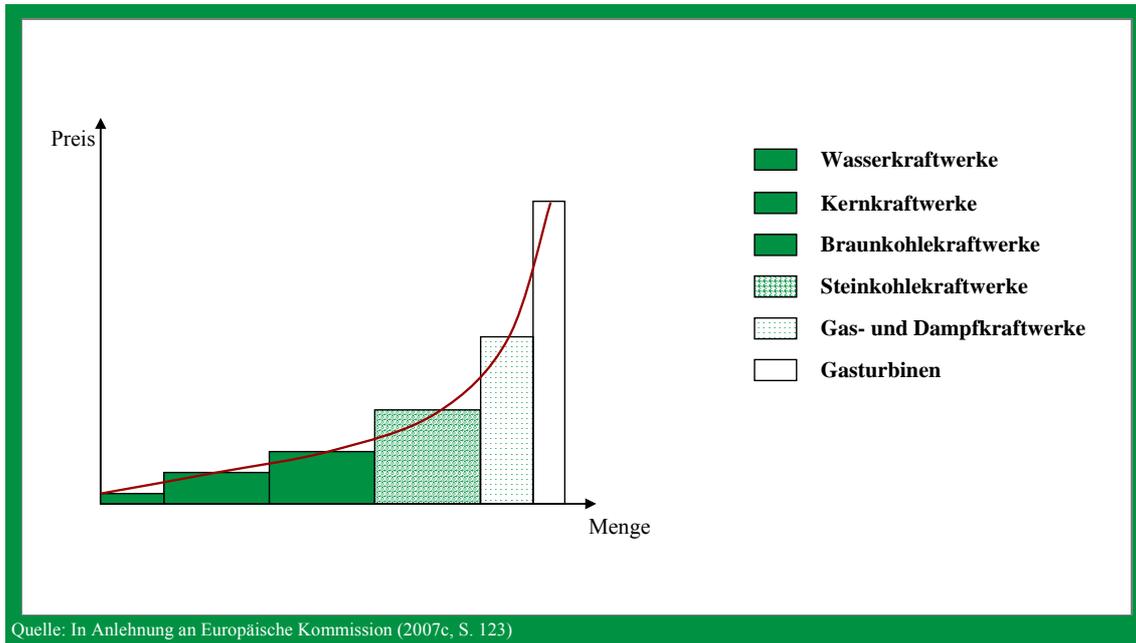
3 Marktmachanalyse auf Elektrizitätsmärkten

Der Elektrizitätsmarkt ist durch Besonderheiten geprägt, welche ihn von Märkten für „normale“ Güter wie dem Markt für Mineralwasser unterscheiden. Dazu gehören die Nichtspeicherbarkeit und der sich dadurch ergebende Zwang, Erzeugung und Nachfrage stets im Einklang zu halten. Des Weiteren ist die kurzfristige Elektrizitätsnachfrage unelastisch. Die Angebotskurve auf einem wettbewerblichen Elektrizitätsmarkt (Merit Order) ist meist durch eine anfänglich flache Tendenz und einen starken Anstieg durch teure Energieträger im Spitzenlastbereich nahe der Kapazitätsgrenze gekennzeichnet (vgl. Abbildung 8). Es existieren verschiedene interagierende Märkte für Elektrizität, die sich gegenseitig im Preisbildungsprozess beeinflussen können. Zudem erfolgt die Preisbildung in der Regel, bevor die physische Nachfrage bekannt ist.

⁸ Vgl. auch die Diskussion bei Wissenschaftlicher Beirat (2006) sowie Viscusi, Vernon, and Harrington (2005).

Deshalb ist ein Ausgleichsmechanismus – die Regelernergie – notwendig. Diese Besonderheiten müssen bei einer Analyse von Marktmacht in Elektrizitätsmärkten berücksichtigt werden.

Abbildung 8: Stilisierte Angebotskurve auf einem wettbewerblichen Elektrizitätsmarkt



3.1 Marktmachtausübung und deren Auswirkungen

Marktmacht auf Elektrizitätsmärkten lässt sich auf drei Ebenen analysieren (Stoft, 2002, S. 321ff.):

1. Strategische Ausübung von Marktmacht;
2. Auswirkungen auf Menge und Preis;
3. Auswirkungen von Marktmacht auf die Verteilung von Renten und soziale Wohlfahrt.

1. Prinzipiell gibt es zwei Möglichkeiten, Marktmacht auszuüben, die physische Zurückhaltung von Erzeugungskapazitäten sowie die überhöhte Bepreisung („finanzielle Zurückhaltung“). Beide Strategien können meist als äquivalent betrachtet werden. Im Falle ansteigender Angebotskurven kann im Nachhinein nicht festgestellt werden, ob physische oder finanzielle Zurückhaltung betrieben wurde. Die Strategie der Zurückhaltung führt letztlich dazu, dass sich ein neues Gleichgewicht zwischen Nachfrage und Angebot einstellt, welches i. d. R. auf einem höheren Preisniveau liegt (vgl. Abbildung 9). Dabei ist zu beachten, dass das marktpreisbestimmende Unternehmen (der marginale Anbieter) nicht zwangsläufig der Marktmacht ausübende Anbieter sein muss. Da in Elektrizitätsmärkten die Kostenstruktur der Anbieter relativ gut bekannt ist, kann die Strategie finanzieller Zurückhaltung leichter nachgewiesen werden und ist daher weniger interessant für den Anbieter. Deutlich schwerer ist es, physische Zurückhaltung nachzuweisen, da der mögliche Output eines Kraftwerkes von

Marktmacht kann durch physische oder finanzielle Zurückhaltung ausgeübt werden

vielen Faktoren beeinflusst wird und entsprechend auch in kurzen Zeiträumen größeren Schwankungen unterliegt.⁹

2. Die Ausübung von Marktmacht führt insgesamt zu vier Preis- bzw. Mengenbewegungen (vgl. Abbildung 9). Im Beispiel wird von einem Anbieter Kraftwerkskapazität in Höhe von $(q^W - q^M)$ aus dem Markt genommen. Diese Marktmausübung auf der Anbieterseite ist mit einem *Preisanstieg* verbunden ($p^M - p^*$). Durch einen höheren Preis kann, trotz reduzierten Angebots, der Unternehmensgewinn gesteigert werden. Dies ist insbesondere durch den steilen Anstieg der Angebotskurve nahe der Kapazitätsgrenze bedingt. Dadurch können bereits geringfügige Mengenänderungen starke Preissteigerungen verursachen. Die Preisdifferenz zwischen dem aktuellen Preis bei Marktmausübung und den wettbewerblichen Grenzkosten der Erzeugung ($p^M - p^W$) entspricht dem *Preisauflschlag*, den der Konsument, im Vergleich zu einer wettbewerblichen Bereitstellung der reduzierten Nachfrage, zu zahlen hat. Die Zurückhaltung der Kapazität führt zu einer Verschiebung der Angebotskurve und damit zu einer Veränderung der Gesamtkosten im Marktgleichgewicht.

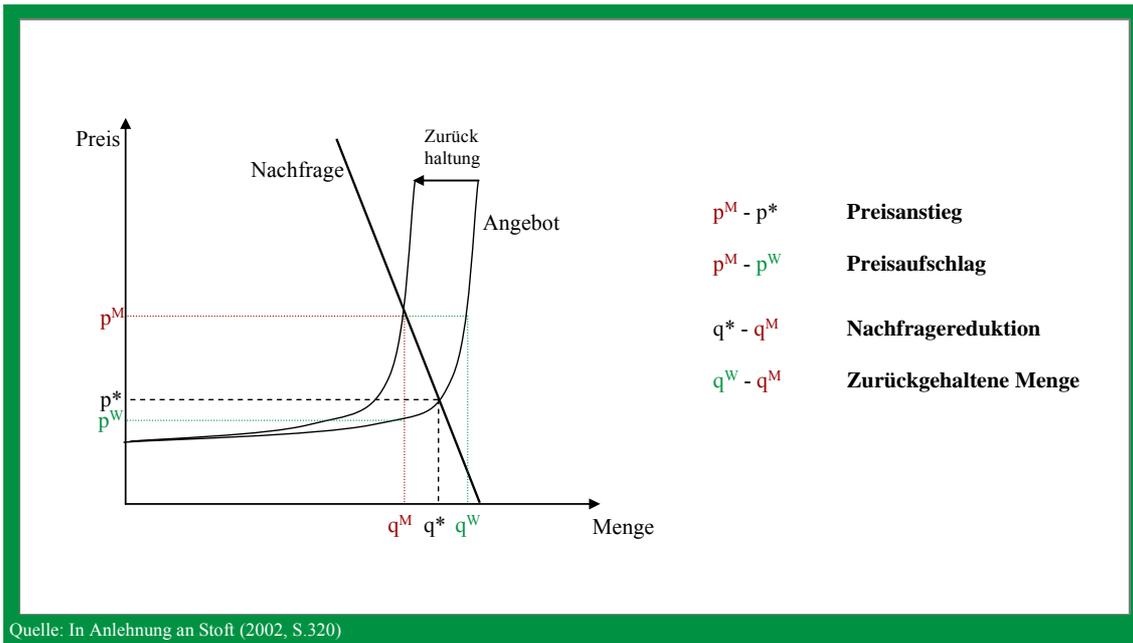
Bei Marktmausübung kommt es zu einer *Nachfragereduktion* ($q^* - q^M$), welche durch die Preiserhöhung verursacht wird. Diese Reduktion ist jedoch i. d. R. geringer als die *zurückgehaltene Menge* ($q^W - q^M$). Da die kurzfristige Nachfrage auf Elektrizitätsmärkten relativ unelastisch ist, kann es vorkommen, dass es trotz Ausübung von Marktmacht nur eine geringe Veränderung der *nachgefragten* Menge gibt. Dennoch wurde Kapazität ($q^W - q^M$) zurückgehalten (bzw. überteuert in den Markt geboten), um einen Preisanstieg zu verursachen.¹⁰

**Marktmacht-
ausübung
führt zu
einem
Preisanstieg
und einem
reduzierten
Angebot**

⁹ Es ist anzumerken, dass auch auf Nachfragerseite Marktmacht ausgeübt werden kann. Diese hat eine Reduktion des Marktpreises unter das wettbewerbliche Niveau zur Folge. Aufgrund der i. d. R. geringen Konzentration auf der Nachfragerseite in Elektrizitätsmärkten ist dieses Potential im Verhältnis zur Marktmacht auf der Anbieterseite vernachlässigbar.

¹⁰ Aufgrund der Blockstruktur von Angebotskurven kann es zu Situationen kommen in denen die Nachfragefunktion das Angebot genau im Sprung auf ein höheres Preisniveau schneidet. In diesem Fall wird der Marktpreis i. d. R. durch das Angebot des letzten Kraftwerksblocks gesetzt. Der wettbewerbliche Preis liegt jedoch höher (zwischen den beiden Angeboten).

Abbildung 9: Strategie der Zurückhaltung



3. Die Auswirkung von Marktmacht auf die gesamtwirtschaftliche Wohlfahrt lässt sich in die Veränderung der Produzentenrente von Unternehmen und der Konsumentenrente unterteilen. Da es zu einer Preissteigerung kommt, verdienen alle im Markt verbleibenden Unternehmen mehr als ohne Marktmachtausübung. Dabei ist es möglich, dass nicht Marktmacht ausübende Unternehmen stärker profitieren, da sie keine Kapazitätsreduktion (und damit niedrigere Absatzmengen und Erlöse) haben. Während die Unternehmen insgesamt also zusätzlichen Gewinn erwirtschaften, geht ein Teil der Konsumentenrente verloren (Umverteilungseffekt). Die Verbraucher werden durch Marktmachtausübung auf zwei Weisen benachteiligt: Die Elektrizität muss mit einem höheren Preis bezahlt werden; darüber hinaus kann sich ein Teil der Verbraucher zu dem höheren Preis weniger Elektrizität leisten.

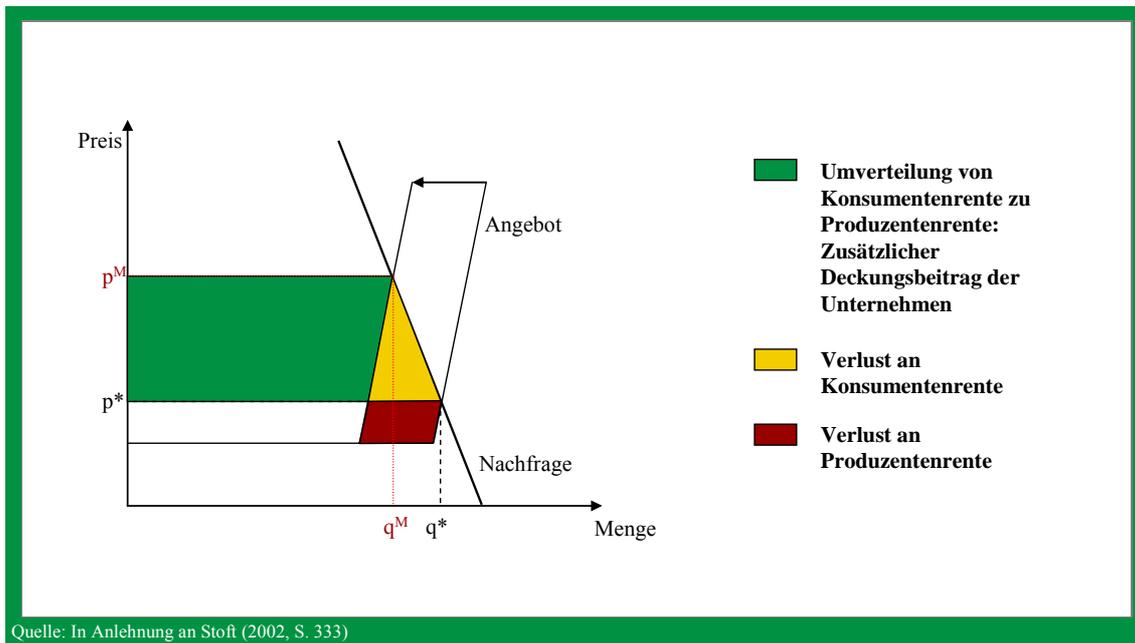
Marktmachtausübung steigert Unternehmensgewinne, benachteiligt Verbraucher und führt zu Wohlfahrtsverlusten

Insgesamt kommt es durch die Marktmachtausnutzung zu einer gegenüber dem Wettbewerbsfall zweifachen Verschlechterung für die Verbraucher: Neben der (wohlfahrtsneutralen) Umverteilung von Konsumentenrente an die Unternehmen ergeben sich aufgrund geringerer Absatzmengen auch Wohlfahrtsverluste (vgl. Abbildung 9). Diese resultieren infolge des Preisanstiegs nicht realisierter Verkäufe. In Anbetracht der unelastischen Nachfrage ist der Wohlfahrtsverlust i. d. R. deutlich geringer als die Umverteilung vom Verbraucher zu den Unternehmen.

Überhöhte Elektrizitätspreise wirken sich auch negativ auf nachgelagerte Wirtschaftszweige aus und schwächen deren Wettbewerbsfähigkeit. Insbesondere energieintensive Branchen werden dabei im internationalen Wettbewerb geschwächt. Obgleich die wesentlichen Kostenfaktoren für den Produktionsprozess i. d. R. bei den Personal- und Materialaufwendungen zu sehen sind, ist für einzelne Branchen der Anstieg von Energiekosten ein Wettbewerbs- und Standortfaktor

(Pfaffenberger, et al., 2005). Dies trifft insbesondere bei global agierenden Unternehmen zu, welche im internationalen Wettbewerb stehen.

Abbildung 10: Wohlfahrtswirkung von Marktmacht



3.2 Unterschiedliche Marktebenen

Bei der Analyse von Elektrizitätsmärkten müssen unterschiedliche Teilmärkte berücksichtigt werden. I.d.R. werden drei Marktsegmente unterschieden (Moselle et al., 2006, S. 15):

- Großhandelsmarkt, unterteilt in Grund- und Spitzenlast;
- Endkundenmarkt;
- Regelenergiemarkt, unterteilt in positive und negative Regelenergie.

Der Großhandelsmarkt ist der zentrale Handelsplatz für Elektrizität und somit der wichtigste Markt bei der Analyse von Marktmacht. Hauptakteure auf der Anbieterseite sind Kraftwerksbesitzer und Importeure. Auf der Nachfragerseite sind v. a. Großkunden, Händler und Energieversorger tätig. Da meist deutliche Differenzen zwischen den Preisen zu Spitzenlast- und zu Offpeakzeiten beobachtbar sind, ist eine weitere Produktdifferenzierung notwendig. Die Auswirkungen und Interdependenzen von zeitlich gestaffelten Großhandelsmärkten werden im folgenden Abschnitt näher erläutert. Eine Differenzierung zwischen einem Erzeugermarkt, auf dem Kraftwerksbetreiber tätig sind, und einem finanziellen Großhandelsmarkt, auf dem v. a. Händler agieren und welcher i. d. R. den Spotmarkt beinhaltet, ist aus ökonomischer Sicht nicht notwendig, da im theoretischen Fall die Marktergebnisse auf all diesen Teilmärkten identisch sind. Entscheidend für die Analyse von Marktmachtaspekten ist die Anbieterstruktur auf der Kraftwerksseite. Die praktische Relevanz dieser Thematik wird in Abschnitt 6.1 näher beleuchtet.

Im Endkundenmarkt treten v. a. kleinere gewerbliche und industrielle Kunden und Haushalte als Nachfrager auf. Da diese Kunden nicht ohne erheblichen Aufwand auf den Großhandelsmarkt

ausweichen können, kann von einem anderen Produkt ausgegangen werden. Dies ist jedoch nicht Bestandteil dieses Gutachtens.

Ein weiterer wichtiger Markt für Elektrizität ist der Regelenenergiemarkt. Dieser ist angesichts der Nichtspeicherbarkeit von Elektrizität notwendig und dient der Netzstabilität, da Angebot und Nachfrage stets im Gleichgewicht sein müssen. Diese Aufgabe obliegt dem System- bzw. Netzbetreiber. Die Ergebnisse des Großhandelsmarktes basieren auf Annahmen und Prognosen über Last und Erzeugung. Beim Eintreten der Lastsituation kann es zu Abweichungen kommen, die dazu führen, dass mehr oder weniger Energie erzeugt als nachgefragt wird. Um die Netzsicherheit zu gewährleisten ist es notwendig, zeitnah Kraftwerkskapazität oder Last zu- bzw. abzuschalten. Hierfür müssen Regelenenergiekapazitäten vorgehalten werden: Wird zu wenig Elektrizität erzeugt, muss Kraftwerkskapazität zugeschaltet oder Last abgeschaltet werden (positive Regelenenergie); wird dagegen zuviel Elektrizität erzeugt, muss entweder mehr Last (z. B. Pumpspeicherwerke) zugeschaltet oder Kraftwerkskapazität abgeschaltet werden (negative Regelenenergie).

3.3 Regelenenergiemärkte

Die Preisstruktur auf den Regelenenergiemärkten unterscheidet sich deutlich von der Großhandelsebene und dem Endkundensegment. In der Regel wird der Regelenenergiebedarf *nach* der eigentlichen Elektrizitätslieferung in Rechnung gestellt. Bis zu einem gewissen Grad ist daher eine Substitution zwischen dem Großhandels- und Regelenenergiemarkt möglich, z. B. kann sich ein Unternehmen bei sehr hohen Spotpreisen dazu entschließen, keine Elektrizität zu kaufen und somit seine Energiebilanz nicht auszugleichen. Dies bedeutet faktisch den Zukauf von Regelenenergie, stellt aber nicht den typischen Handelsablauf dar und wird i.d.R. durch vertragliche Regelungen unterbunden. Regelenenergie spielt auch eine Rolle bei der Problematik der vertikalen Integration von Energieversorgungsunternehmen (vgl. Abschnitt 3.5).

Regelenenergiemärkte haben eine wichtige Bedeutung bei der Ausübung von Marktmacht haben, sind jedoch bisher in der theoretischen und empirischen Analyse weitgehend vernachlässigt worden. Wettbewerb auf Elektrizitätsmärkten hängt eng mit einer wettbewerblichen Ausgestaltung der Regelenenergiemärkte zusammen. Es gibt keinen Grund, Regelenenergie nicht möglichst wettbewerbsorientiert zu gestalten, um die Kosten und somit die Preise für die Verbraucher zu verringern.

Aus technischer Perspektive können zwei Arten von Regelenenergie unterschieden werden: i) Die automatische Regelung zur Frequenzhaltung, und ii) die (sogenannte) „manuell“ aktivierbare Regelenenergie (Büchner und Türkucar, 2005). In der Regel erfolgt die Bereitstellung automatischer Regelenenergie über Verpflichtungen für Kraftwerksanbieter oder langfristige Verträge. Ein stündlicher oder täglicher, börsennotierter Handel erscheint hierbei als nicht angebracht, da die automatisierte Frequenzhaltung nur schwer prognostizierbar ist und hauptsächlich durch technische Gegebenheiten beeinflusst wird. Eine wettbewerbliche Vergabe

Die Ausgestaltung der Regelenenergiemärkte trägt entscheidend zur Wettbewerbslichkeit der Elektrizitätsmärkte bei

von automatischer Regelungsenergie kann durch kleinlosige, öffentliche Ausschreibung erfolgen.

Die „manuelle“ Regelenergie kann börsennotiert gehandelt werden und ist i. d. R. eng mit dem Spotmarkt verknüpft. Die Ausgestaltung dieses Marktsegmentes kann dabei unterschiedliche Formen annehmen.¹¹ Die markttechnisch vorteilhafteste Ausgestaltung ist die Schaffung eines Real-Time-Marktes, welcher zeitlich dem Spot-Markt folgt und möglichst zeitnah zur Lieferung erfolgen sollte (z. B. ¼-h-ahead). Dadurch wird es allen Marktteilnehmer ermöglicht, ihre eigene Energiebilanz weitestgehend auszugleichen und damit den Bedarf an Regelenergie zu minimieren. Für diesen Real-Time-Markt treffen alle bisher getroffenen Aussagen zur Marktmachtausübung zu. Eine nicht marktorientierte Ausgestaltung des manuellen Regelenergiemarktes weist jedoch zusätzliche Probleme auf, insbesondere durch Intransparenz und unzureichende Möglichkeiten der Großhandelsmarktteilnehmer, auf die Preisfindung Einfluss zu nehmen.

Regelenergiemärkte bieten Anbietern die Möglichkeit Kraftwerkskapazität aus den Großhandelsmärkten abzuziehen und dadurch eine künstliche Verknappung des Angebots zu erzeugen. Ein Marktteilnehmer könnte durch Anbieten von Regelenergie unter den Bereitstellungskosten einen Teil seiner Kapazität in den Regelenergiemarkt transferieren und eine Verschiebung der Angebotskurve auf dem Großhandelsmarkt zu seinen Gunsten verursachen. Hierbei ist entscheidend, ob die auf dem Regelenergiemarkt angebotene Kapazität bei Nichtannahme im Regelenergiemarkt dem Großhandelsmarkt weiterhin zur Verfügung steht. Dafür ist ein Monitoring-System notwendig, welches ausgeschriebene und tatsächlich benötigte Regelenergie abgleicht um überhöhte Kapazitätsanforderungen einzuschränken. Insbesondere bei der Marktgestaltung der manuellen Regelenergie sollte ein Mechanismus gewählt werden, welcher das Regelenergieangebot nicht vom Großhandelsmarkt abzieht. Dies kann z. B. durch Ausgestaltung als börsennotierter Real-Time-Markt erfolgen oder durch einen Rückfallmechanismus, bei dem nicht angenommene Regelenergiegebote dem Spotmarkt zugliedert werden oder einen gekoppelten Markt, bei dem die Angebote sowohl für den Spot-, als auch für den Regelenergiemarkt abgegeben werden. Dadurch wird es einem Anbieter unmöglich, das Gesamtangebot über den Regelenergiemarkt zu reduzieren. Des Weiteren ist eine transparente Ausgestaltung und ein offener Zugang der Regelenergiemärkte notwendig um den Wettbewerbsdruck durch kleine Anbieter und Neueintritte zu erhöhen.

¹¹ Eine weitere Differenzierung von manueller Regelenergie entsprechend ihrer technischen Anforderungsprofile ist üblich, wobei international unterschiedliche Standards angesetzt werden. Die praktische Relevanz dieses Themas wird in Abschnitt 9.4.1 erläutert.

3.4 Marktmacht in längerer Frist

3.4.1 Terminmärkte und langfristige Marktmachtauswirkungen

Elektrizitätsmärkte zerfallen in ihrer zeitlichen Struktur in Spotmärkte und Terminmärkte. Auf Terminmärkten wird zum Zeitpunkt t_0 ein Vertrag über Elektrizitätslieferungen und Preise in einer zukünftigen Periode t_i abgeschlossen. Diese Periode reicht von wenigen Tagen bis zu mehreren Jahren. Terminmärkte spielen somit eine zentrale Bedeutung im Risikomanagement von Elektrizitäts- und anderen Rohstoffmärkten. Wie Spotmärkte unterliegen aber auch die Terminmärkte u. U. der Gefahr des Marktmachtmissbrauchs (Newbery, 1984).

Die Einschätzung der Gefahr der Marktmacht auf Terminmärkten ist in der Literatur nicht einheitlich. Ein Teil der Literatur geht davon aus, dass auf Terminmärkten nicht direkt Marktmacht ausgeübt werden kann, da die Teilnehmer stets den Spotmarkt (und damit eventuell niedrigere Preise) abwarten können (Stoft 2002, S. 330ff.). Dieser statischen Sichtweise zufolge, kann auch die Strategie der Zurückhaltung auf Terminmärkten nicht als Marktmachtausübung bewertet werden: Ein Anbieter, welcher Mengen „zurückhält“, kann dieses ja legitim in der Hoffnung auf später steigende Preise tun. In der dynamischen Literatur wird einerseits argumentiert, dass Forwardverträge die Ausübung von Marktmacht auf den Spotmärkten eher verringern (Allaz und Vila, 1993).¹² Das Argument fußt allerdings auf der eher unrealistischen Annahme eines zeitlich begrenzten Verkaufsprozesses („finite horizon“). Im Gegensatz dazu zeigen dynamische Modelle mit wiederholter Kauf tätigkeit („infinite horizon“), dass Terminmärkte die Anreize zu kooperativem Verhalten der Anbieter *verstärken* (Le Coq, 2004, Liski und Montero, 2004). Termingeschäfte wirken somit wettbewerbsmindernd.¹³

Terminmärkte stehen somit durchaus in einer direkten Wechselwirkung mit Spotmärkten. Forwardpreise werden durch den erwarteten zukünftigen Spotpreis beeinflusst, welcher seinerseits durch den aktuellen Spotpreis beeinflusst wird. Marktmachtausübung im Spotmarkt führt somit zu überhöhten Erwartungen bezüglich zukünftiger Preise und somit zu höheren Preisen im Terminmarkt. Insbesondere der sich wiederholende Charakter von Transaktionen auf Elektrizitätsmärkten führt hier zu Anreizwirkungen. In einem einmaligen Spiel wäre ein Anbieter, der seine Kapazität forward verkauft hat, nicht an einer Preissteigerung im Spotmarkt interessiert, da er nicht mehr davon profitieren würde. In einem sich wiederholendem Spiel hat

Terminmärkte sind nicht unbeeinflusst von Marktmachtausübung

¹² Nach Allaz und Vila (1993) wählen Firmen, welche im Spot- und Terminmarkt konkurrieren, aufgrund einer dem Gefangenendilemma ähnlichen Situation verstärkt Forwardkontrakte. Dadurch stellen sie sich insgesamt schlechter als in einem reinen Spotmarktdesign und erzeugen damit ein wettbewerbslicheres Marktergebnis. Durch die Einführung von Terminmärkten kann es zudem vorkommen, dass Anbieter mehr als 100% ihrer eigenen Kapazität forward verkauft haben und somit zu Nettokäufern werden. Green (1992) hat für ein einfaches zweiperiodiges Modell nachgewiesen, dass Anbieter, welche ihre komplette Angebotsmenge auf dem Terminmarkt verkauft haben, keine Anreize zur Marktmachtausübung haben.

¹³ Eine ähnliche Anreizwirkung, Forwardpreise zu beeinflussen, entsteht, wenn nachgelagerte Kontrakte mit Endkunden an aktuelle oder zukünftige Forwardpreise geknüpft sind. Faktisch wird damit ein Endkundenliefervertrag in einem Forwardkontrakt umgewandelt.

er einen Anreiz, durch Marktmachtausübung den aktuellen Preis zu beeinflussen um damit zukünftig höhere Preise für seine Terminkontrakte zu erzielen.

Beobachtungen in der Praxis belegen den engen Zusammenhang zwischen Spot- und Terminmärkten. Es ist plausibel, dass die Erwartungen an Forwardpreise von den Preistreibern des Spotmarktes geprägt sind. Diese Erwartungen wiederum schlagen in der nächsten Periode auf den Spotmarkt zurück und prägen dort die Preisbildung. Die empirische Literatur bestätigt den vermuteten Zusammenhang zwischen Spot- und Terminmärkten (Botterud, Bhattacharyya und Illic (2002), Longstaff und Wang (2002), Skantze und Illic (2000)).¹⁴

Weitere Einflussfaktoren für Forwardpreise sind, neben dem erwarteten Preisniveau, die Risikoaversion der Kunden und die Preisvolatilität im Spotmarkt. McDiarmind et al. (2002) zeigen, dass für Nachfrager mit einer ausreichend hohen Zahlungsbereitschaft für Preissicherheit, marktmachtsenkende Maßnahmen, welche nur auf den Spotmarkt abzielen, unzureichend sind. Robinson und Baniak (2002) belegen, dass dominante Anbieter einen Anreiz haben, die Volatilität der Spotpreise zu erhöhen, um dadurch einen Preisanstieg in Terminmärkten zu erzeugen. Diese Hypothese wird in einer Analyse des britischen Elektrizitätsmarktes zwischen 1994 und 1996 empirisch belegt.

Im Ergebnis zeigt sich, dass es einen Zusammenhang zwischen Spot- und Terminmärkten gibt. Die Entwicklungen auf den Terminmärkten können nicht losgelöst von den Rahmenbedingungen der Elektrizitätsmärkte, insbesondere des Spotmarkts beeinflussenden Faktoren, betrachtet werden. Bei oligopolistischen Strukturen ist davon auszugehen, dass die Spot- und Terminmarktpreise in einem Zusammenhang stehen und somit Marktmacht vom Spot- auf den Terminmarkt übertragen werden kann.

3.4.2 Langfristige Marktmachtausübung und Markteintritt

Neben den oben angesprochenen Zusammenhängen, kann längerfristige und wiederholte Marktmachtausübung auch Auswirkungen auf Investitionen und Markteintritt zur Folge haben. Bleibt das Preisniveau längerfristig oberhalb der Grenzkosten, entstehen Anreize für Markteintritt. Eine steigende Zahl von Unternehmen erhöht das verfügbare Angebot und reduziert Preise. Ebenso wird durch die neuen Marktteilnehmer, vorausgesetzt sie sind unabhängig von den Etablierten, die Möglichkeit der Marktmachtausübung reduziert.

Markteintritte haben jedoch nur die gewünschten positiven Wohlfahrtseffekte, wenn sie nicht unter den Bedingungen von Marktmachtausübung durch Kapazitätszurückhaltung erfolgen. In diesem Fall wäre ausreichend Kapazität im Markt, diese wird jedoch nicht vollständig genutzt, was zu überhöhten Preisen führt. Der Neueintritt von Anbietern führt dann zwar zu sinkenden Marktpreisen, die installierte Kapazität liegt jedoch über der benötigten, was letztlich von den Konsumenten bezahlt werden muss und zu Wohlfahrtsverlusten führt. Die zusätzlichen

¹⁴ Bunn und Karakatsani (2003) geben einen umfassenden Literaturüberblick der Preisbildungsproblematik auf Elektrizitätsmärkten.

Erzeugungskapazitäten würden nicht benötigt, gelänge es durch eine aktive Wettbewerbspolitik, das Wettbewerbsniveau zu steigern und die verfügbare Kapazität vollständig zu nutzen (z. B. horizontale Entflechtung von Kraftwerkskapazitäten).

Ebenso führen überhöhte Preise zu einer langfristigen Anpassung der *Nachfrage*. Obwohl die kurzfristige Nachfrage auf Elektrizitätsmärkten eher unelastisch ist, verfügen die Kunden langfristig über Möglichkeiten, ihren Energiebedarf durch Investitionen, Modernisierungen und Prozessumstellungen zu reduzieren. Dadurch führt wiederholte Marktmautausübung zwar kurzfristig zu gesteigerten Unternehmensgewinnen, langfristig jedoch zu sinkenden Absatzmengen.

3.5 Marktmacht und vertikale Integration

Grundsätzlich hat vertikale Integration Vor- und Nachteile. Zu den Vorteilen gehören mögliche Effizienzgewinne durch abgestimmtes Verhalten (Synergieeffekte) sowie eine konzernübergreifende interne Kostenrechnung (Vermeidung der doppelten Marginalisierung auf unvollständig wettbewerblichen Märkten). Zu den Nachteilen gehören die Gefahr der Diskriminierung dritter Wettbewerber sowie des „Marktverschlusses“ (Market Foreclosure).

Aufgrund der technischen Charakteristika der Elektrizitätsmärkte führt vertikale Integration entlang der Wertschöpfungskette Erzeugung-Transport-Vertrieb zu einer Verschärfung der Marktmachtproblematik. Dies gilt sowohl für die Beziehung zwischen Angebot und Nachfrage innerhalb eines Verbundunternehmens, als auch für die besonderen Möglichkeiten des strategischen Verhaltens, welche sich durch die Verbindung von Erzeugung und Netzbetrieb ergeben. Der vorherrschende Stand der Forschung ist daher, dass eine vertikale eigentumsrechtliche Trennung der Bereiche Erzeugung/Vertrieb und Transportnetz die effizientesten Marktergebnisse liefert (Newbery, 2000, Glachant und Levèque, 2005).

Bei vertikaler Integration von Erzeugung und Nachfrage kann sich eine Verschärfung der Marktmachtproblematik ergeben. Wenn Anbieter und Nachfrager identisch sind (bzw. die gleiche Muttergesellschaft haben), könnte ihr gemeinsames Interesse in einer Hochpreispolitik bestehen. Wenn der Nachfrager kein inhärentes Interesse mehr an möglichst niedrigen Preisen hat, ergibt sich dadurch ein gesteigertes Marktmachtpotential. Auf Regelenergiemärkten verstärkt sich diese Problematik. Da die Kosten von Regelenergiebereitstellung i. d. R. auf alle Marktteilnehmer umgelegt werden, ergeben sich bei einer vertikalen Verbindung von Netzbetreiber und Kraftwerksanbieter zusätzliche Anreize zum Ansatz überhöhter Kosten.

Der Netzbetreiber verfügt infolge der natürlichen Monopolstellung automatisch über Marktmacht, dessen Ausübung durch Regulierung möglichst weitgehend reduziert werden sollte. Diese Monopolstellung kann jedoch auch dazu genutzt werden, Einfluss auf den Großhandel zu nehmen, indem einerseits neuen Anbietern der Marktzugang (Netzanschluss) erschwert wird und andererseits das aktuelle Angebot durch technische Restriktionen (Netzsicherheit) beeinflusst wird. Ist der Netzbetreiber selbst im Erzeugungsmarkt tätig, kann er durch entsprechende Anschlussbedingungen den Neueintritt von Anbietern erschweren, somit

*Vertikale
Integration
führt zu einer
Verschärfung
der
Marktmacht-
problematik*

die Angebotsmenge im Markt geringer halten und die Gefahr von Neueintritten reduzieren. Ebenso könnte ein verbundenes Unternehmen Marktteilnehmer mit der Begründung eines Netzengpasses im Wettbewerb benachteiligen.¹⁵

Generell lassen sich die Probleme, welche sich durch vertikale Integration von Unternehmen ergeben, durch Aufspaltung selbiger – das Unbundling – eindämmen. Vertikale Trennung hat einen weiteren Vorteil: Der Systembetreiber ist aufgrund seines Informationsvorteils am besten in der Lage, als Marktmacht*monitor* aufzutreten. Dies ist jedoch nur dann möglich, wenn er keine Eigeninteressen am Markt vertritt, was bei vertikaler Integration von Erzeugung und Netzbetrieb aber genau der Fall wäre.

4 Indizes, Analysen und Modellierung von Marktmacht

Im Folgenden wird auf einige Punkte und Probleme näher eingegangen, welche sowohl bei der Erfassung von Marktmacht, als auch bei der Modellierung von Elektrizitätsmärkten zu beachten sind. Indizes und Indikatoren werden häufig für eine erste Beurteilung von Märkten und eine Abschätzung der Marktmachtmöglichkeiten herangezogen. Dabei weisen die meisten Mechanismen jedoch Schwachstellen für eine Bewertung von Elektrizitätsmärkten auf. Marktmachtmodellierung ist aufgrund ihrer Vielschichtigkeit komplexer als die Ermittlung von Indizes. Dennoch können grundlegende Mechanismen modelltheoretisch abgebildet und dadurch Rückschlüsse auf das Verhalten in realen Märkten geschlossen werden. Hier ist insbesondere das Modell von Cournot zur Preisbildung auf oligopolistischen Märkten zu nennen, welches auf Mengenwettbewerb basiert und damit für den Elektrizitätsmarkt prinzipiell geeignet ist. Eine Weiterführung dieses Ansatzes stellt die Gleichgewichtsermittlung bei Angebotskurven (Supply Function Equilibria, SFE) dar. Im Folgenden wird ein kurzer Überblick über die einzelnen Mechanismen gegeben.

4.1 Indizes und Analysen

Als Ausgangspunkt für die Messung von Marktmachtpotential wird häufig auf gängige Indizes „normaler“ Märkte zurückgegriffen, welche jedoch nur bedingt die Besonderheiten von Elektrizitätsmärkten abdecken. Die Kritik an diesen klassischen Indizes hat zu entsprechenden Weiterentwicklungen und Anpassungen geführt. Neben strukturbedingten Indikatoren ist v. a. die Analyse des Unternehmensverhaltens ein geeignetes Instrument zur Erfassung von Marktmachtausübung.

¹⁵ Hogan (1997) analysiert die Problematik der vertikalen Verflechtung mittels eines Cournot-Modells mit Bezug auf den kalifornischen Markt. Insbesondere die Problematik von Netzengpässen und die daraus resultierende Abschottung von regionalen Teilmärkten führt zu Preisen deutlich über wettbewerblichem Niveau. Hogan weist auch darauf hin, dass die Netztopologie hier besser als Kriterium zur Bestimmung der Marktgröße geeignet ist als geographische Grenzen. Aufgrund der i. d. R. beschränkten Import- und Exportkapazitäten zwischen unterschiedlichen Netzgebieten kann ein Anbieter durch Zukauf von Grenzkapazitäten ausländische Anbieter vom eigenen Markt ausschließen, auch wenn Netzbetrieb und Erzeugung voneinander getrennt sind.

4.1.1 Strukturelle Indizes

Alle strukturellen Indizes und Indikatoren dienen dazu, die Potentiale einer Marktmachtausübung abzuschätzen. Dadurch ermöglichen sie die Beurteilung der Marktstruktur im Vorfeld sowie gegebenenfalls die Möglichkeit, entsprechende Maßnahmen zu ergreifen.

4.1.1.1 Konzentrationsmaße

Das einfachste Maß, einen Markt in seiner Struktur zu erfassen, ist, die Marktanteile der einzelnen Teilnehmer zu analysieren. Dieser *Konzentrationsindex* bestimmt sich aus dem Marktanteil der n größten Unternehmen. Unter der Annahme einer ausgedehnten Gefahr von Marktmachtausübung mit steigender Marktkonzentration, ergibt sich ein Maß zur ex-ante Analyse von Märkten. Bei der Ermittlung der Marktanteile müssen das relevante Produkt (vgl. Abschnitt 3.2) sowie der relevante Markt definiert werden. Hier spielen insbesondere Netzengpässe eine entscheidende Rolle, da sie zur Abschottung und somit zur Verkleinerung von Märkten beitragen können. Die klassische Methode für die Marktdefinition basiert auf der Theorie des einheitlichen Preises („law of one price“). Dabei ist der relevante Markt die Region, in der das gleiche Produkt zum gleichen Preis (exklusive Transportkosten) zur gleichen Zeit gehandelt wird. Eine weitere Möglichkeit stellt der SSNIP-Test dar (Moselle et al., 2006, S. 44).¹⁶ Hier wird überprüft, ob es für alle Anbieter einer Region (zusammengeschlossen in einem Monopolunternehmen) profitabel wäre, den Preis dauerhaft um 5% zu erhöhen. Ist dies nicht der Fall, so ist der relevante Markt größer und weitere Regionen oder Produktgruppen müssen in die Analyse einbezogen werden. Ein weiteres Problem des Konzentrationsindex ist die Frage, welches Marktkonzentrationsniveau als kritisch anzusehen ist, und ob das alleinige Erreichen einer kritischen Größe bereits Eingriffe erfordert.

Eine Weiterentwicklung des einfachen Konzentrationsmaßes ist der *Herfindahl-Hirschmann Index (HHI)*, welcher sich aus der Summe der quadrierten Marktanteile aller Unternehmen ergibt:

$$HHI = \sum s_i^2 \quad \text{mit } s_i = \text{Marktanteil des Unternehmens } i \text{ in } \%$$

Anhand des HHI werden Märkte in der traditionellen Wettbewerbsanalyse in drei Kategorien eingeteilt (Twomey et al., 2004, S. 17):

- Geringfügige Marktkonzentration ($HHI < 1000$)
- Moderate Marktkonzentration ($1000 \leq HHI \leq 1800$)
- Hohe Marktkonzentration ($HHI > 1800$)

Bei der Ermittlung der Marktanteile ergeben sich die gleichen Schwierigkeiten wie beim einfachen Konzentrationsindex. Ein gemeinsames Problem beider Konzentrationsindizes ist, dass auf Elektrizitätsmärkten auch Unternehmen mit geringem Marktanteil Marktmacht ausüben können. Zwar steigt generell mit der Anzahl an Anbietern das Wettbewerbsniveau und damit

Klassische Indikatoren (Marktanteil und HHI) sind nur bedingt für den Elektrizitätsmarkt geeignet

¹⁶ SSNIP steht für Small but Significant and Non-transitory Increase in Price.

sind Marktanteilsindikatoren prinzipiell geeignet, die Gefahr von Marktmachtmissbrauch abzuschätzen. Die Besonderheiten von Elektrizitätsmärkten schränken die Aussagekraft jedoch ein. Dies begründet sich durch die statische Berücksichtigung der Anbieterseite der Indizes. Da sich die Nachfrageseite jedoch permanent ändert, ergeben sich bei gleichem Angebot sehr unterschiedliche Marktsituationen. In Kombination mit dem unelastischen Nachfrageverhalten ergeben sich, insbesondere in Spitzenlastzeiten, auch bei geringer Marktkonzentration signifikante Marktmachtpotentiale.¹⁷

4.1.1.2 Anbieterindikatoren

Um die Besonderheiten von Elektrizitätsmärkten zu berücksichtigen, wurde der „Zentrale-Anbieter-Index“ (*Pivotal Supplier Indicator, PSI*) entwickelt. Dieser Index misst, ob ein Anbieter *notwendig* zur Deckung der Nachfrage ist, genauer, ob seine angebotene Kapazität größer ist, als die Überschusskapazität im Markt. Der PSI ist somit eine auf spezifische Nachfragesituationen beruhende ex-post Analyseverfahren. Bushnell et al. (1999) definieren den PSI als binären Indikator für einen Anbieter zu einem bestimmten Zeitpunkt, welcher den Wert 1 annimmt, falls der Anbieter notwendig zur Deckung der Nachfrage ist und 0, für den Fall dass der Anbieter nicht zwingend notwendig ist. Der PSI wurde 2001 von der FERC¹⁸ als Market-Monitoring-Instrument eingeführt und ersetzte zeitweise die bisherige auf Marktanteilen basierende Methode. Diese einfache, restriktive Ermittlung des PSI ist gleichzeitig der Hauptkritikpunkt. Zudem ergibt der PSI i. d. R. nur in Spitzenlastzeiten zwingender Weise notwendige Anbieter, was die Möglichkeit der Marktmachtausübung zu anderen Zeitpunkten vernachlässigt.

Die strikte Definition des PSI wird beim „Index der verbleibenden Anbieter“ (*Residual Supply Index, RSI*) durch die Verwendung einer kontinuierlichen statt einer binären Skala gelockert. Der RSI, entwickelt vom Kalifornischen Systembetreiber (CAISO), misst, wie viel Kapazität im Markt verbleibt, wenn ein Anbieter *i* seine volle Kapazität zurückbehalten würde:

$$RSI_i = \frac{\text{Gesamtkapazität} - \text{Kapazität von Anbieter } i}{\text{Gesamtnachfrage}}$$

Ist der RSI größer als 100% haben die verbleibenden Anbieter ausreichend Kapazität, um die auftretende Nachfrage zu decken. Ist der RSI kleiner als 100% wird der Anbieter zwingend zur Nachfragedeckung benötigt. Zur Marktmachanalyse können flexible Grenzwerte der Form „der RSI darf nicht weniger als 110% für mehr als 5% der Zeit (438 Stunden im Jahr) sein“ eingesetzt werden (Sheffrin, 2002). Diese Grenzwerte sind zudem flexibel und können entsprechend den Erfahrungswerten angepasst werden.

**PSI und RSI
berücksichtigen
die variable
Nachfrage auf
Elektrizitäts-
märkten**

¹⁷ Eine weitere Schwierigkeit ist durch die Berücksichtigung von Langfristverträgen und Forwardgeschäften gegeben, da diese den „verfügbaren“ Marktanteil eines Unternehmens potentiell deutlich reduzieren und dementsprechend Berücksichtigung finden müssten.

¹⁸ Federal Energy Regulatory Commission der USA.

Auch bei RSI und PSI ergeben sich dieselben grundlegenden Probleme wie bei den Konzentrationsindizes. Die genaue Abgrenzung des relevanten Marktes stellt einen wichtigen Faktor bei der Ermittlung der Gesamtkapazität, insbesondere unter Berücksichtigung von Import und Export, dar. Des Weiteren sind die Auswirkungen von Termingeschäften und die Produktabgrenzung bei der Ermittlung von Kapazität und Nachfrage zu berücksichtigen.

4.1.1.3 Unternehmensindividuelle Nachfrage

Eine zusätzliche Möglichkeit zur Abschätzung von Marktmachtpotentialen ist es, die *verbleibende Nachfragefunktion* zu ermitteln. Auf Elektrizitätsmärkten existiert meist eine kurzfristig eher unelastische Konsumentennachfrage. Da ein Unternehmen jedoch nicht den kompletten Markt bedienen kann, ist nur ein Teil dieser Nachfrage relevant. Die verbleibende Nachfragefunktion (Residualnachfrage) für ein Unternehmen errechnet sich aus der Gesamtnachfragefunktion abzüglich der Angebotskurven aller anderen Anbieter. Sie drückt somit die unternehmensindividuelle Nachfragefunktion aus, welche im Allgemeinen elastischer als die Gesamtnachfrage ist. Diese verbleibende Nachfrage erlaubt eine bessere Abschätzung davon, welches Unternehmen in der Lage ist Marktmacht auszuüben. Diese Methode ist vielversprechend bei der Unternehmensbewertung, erfordert jedoch die Ermittlung der notwendigen Daten zur Bestimmung der unternehmensindividuellen Nachfragefunktion.

4.1.2 Verhaltensorientierte Indikatoren und Analysen

Mit verhaltensorientierten Indikatoren wird versucht, die *Ausübung* von Marktmacht nachzuweisen. Dafür ist es notwendig, die Angebots- und Nachfragefunktionen zu ermitteln. Da hohe Preise allein kein Indiz für Marktmacht sind, ist eine genaue Analyse notwendig, um zwischen normaler Knappheitsrendite und Marktmachtausübung unterscheiden zu können.

Verhaltens-orientierte Indikatoren versuchen Marktmachtausübung nachzuweisen

4.1.2.1 Lerner-Index

In wettbewerblichen Märkten wird zu Grenzkosten angeboten. Daher ist ein Vergleich von Angeboten mit den Grenzkosten der Erzeugung ein geeignetes Mittel zur Erkennung von Marktmachtausübung. Wenn ein Anbieter wiederholt deutlich über Grenzkosten offeriert, unabhängig davon ob er damit den Marktpreis bestimmt oder nicht, ist dies wahrscheinlich auf Marktmachtausübung zurückzuführen. Die Ergebnisse solcher Analysen werden i. d. R. in Form des *Lerner Index* angegeben:¹⁹

$$LI = \frac{P - MC}{P} ; \text{ mit } P = \text{Marktpreis und } MC = \text{Grenzkosten (marginal costs)}$$

¹⁹ Gelegentlich wird auch der „kleine Bruder“ des Lerner-Index verwendet, der Index der Preis-Kosten-Marge (*Price-Cost Margin Index, PCMI*)

$$PCMI = \frac{P - MC}{MC}$$

In Märkten mit einem einheitlichen, markträumenden Preis sind diese Indizes nur für den marginalen Anbieter zulässig, da nur für diesen gilt, dass die Grenzkosten identisch mit dem Marktpreis sein sollten. Der Vorteil von Preis-Kosten-Analysen besteht darin, dass weder das Produkt noch der relevante Markt definiert werden müssen. Eine Herausforderung stellt die Ermittlung der exakten Grenzkosten dar.

Kritikpunkte an diesem Ansatz sind:

- Die Vernachlässigung weiterer variabler Kosten, z. B. durch Abnutzung und Kraftwerksstart, sowie
- die Vernachlässigung von Opportunitätskosten, z. B. durch Export.

Auch in wettbewerblichen Märkten kann es zu Preisaufschlägen kommen, wenn Netz- oder Kapazitätsengpässen auftreten. Somit ist ein hoher Lerner-Index kein eindeutiges Indiz für die Ausübung von Marktmacht.

Wolfram (1999) zieht den Lerner-Index zur Untersuchung von Marktmachtausübung im britischen Elektrizitätsspotmarkt durch die beiden Duopolisten National Power und PowerGen heran. Zur realistischeren Beurteilung erweitert sie den Index um die Preiselastizität der Nachfrage.²⁰ Die Ergebnisse der empirischen Analyse ergeben einen Aufschlag von 20% auf die Grenzkosten der Erzeugung nach dem klassischen Lerner-Index. Unter Verwendung des modifizierten Index kann nur ein geringfügiger Aufschlag gegenüber dem wettbewerblichen Niveau festgestellt werden.

4.1.2.2 Zurückhaltungsanalysen

Wie in Abschnitt 3.1 bereits dargelegt, ist die Ausübung von Marktmacht stets mit Preis- und Mengenbewegungen sowie dem Zurückhalten von Kapazität verbunden. Von daher ist ein vielversprechender Ansatz zum Nachweis von Marktmachtausübung die Analyse der angebotenen Kapazität eines Unternehmens. Ein grundlegender Ansatz zur Identifizierung von Marktmacht besteht darin, nach „entgangenen Gelegenheiten“ zu suchen („lost opportunities“, Stoff, 2002, S. 371). Wenn ein Unternehmen bei gegebenem Marktpreis in der Lage wäre, durch Erhöhung seiner Ausbringungsmenge einen höheren Gewinn zu erzielen und dies nicht tut, ist eine nähere Untersuchung auf Marktmachtmissbrauch angebracht. Diese Form wird auch als *ökonomische Zurückhaltung* bezeichnet und wird i. d. R. durch Abschätzung der Angebotslücke gemessen:

$$\text{Angebotslücke} = Q_i^{eco} - Q_i^{prod}$$

Die Angebotslücke beschreibt die Differenz zwischen der Angebotsmenge, die zum gegebenen Preis wirtschaftlich (Q_i^{eco}) wäre, und der tatsächlichen Ausbringungsmenge (Q_i^{prod}) des

Die Analyse zurückgehaltener Mengen ist ein vielversprechender Ansatz der Marktmachterfassung

²⁰ Formal: $\theta_i = \frac{P_i - MC}{P_i} \cdot \eta_i$, mit η_i = Preiselastizität der Nachfrage. Bei einem Wert von 0 entspricht der Preis den Grenzkosten und es liegt vollständiger Wettbewerb vor; bei 1 treten die Unternehmen als gemeinsame Gewinnmaximierer auf. Im Cournot-Oligopol sinkt der Wert bei wachsender Unternehmenszahl.

Unternehmens. Zur Bestimmung der wirtschaftlichen Ausbringungsmenge wird oft auf die theoretischen Grenzkosten bzw. historische Angebotskurven zurückgegriffen. Damit unterliegt auch diese Analyse den gleichen Kritikpunkten wie der Lerner-Index und der PCMI. Zusätzlich sind bei der realen Ausbringungsmenge Nebenbedingungen, wie Kraftwerksausfall, Netzengpässe und andere Faktoren zu berücksichtigen.²¹

Neben der ökonomischen Analyse der Angebotskurven kann auch die technische Verfügbarkeit von Kraftwerkskapazität analysiert werden. Bei der Untersuchung von *physischer Zurückhaltung* ist es erforderlich, externe Parameter wie geplante Kraftwerksrevisionen, Temperaturwerte und Abnutzung möglichst exakt zu berücksichtigen. Auch in vollkommen wettbewerblichen Märkten kann es zu Kraftwerksausfällen kommen. Von daher ist deren Auftreten allein noch kein Beweis für Marktmachtmissbrauch. Mit Hilfe statistischer Methoden kann jedoch das Auftreten von Kapazitätsausfällen analysiert werden. Häufen diese sich zu Zeiten hoher Preise oder übersteigen deutlich das zu erwartende Niveau, kann Marktmachtmissbrauch vermutet werden.²²

4.1.2.3 Weitere verhaltensorientierte Indizes und Analysen

Eine Alternative zum Vergleich von Preisen und Grenzkosten stellt der Vergleich mit früheren Angeboten des Unternehmens dar. Hierbei ist jedoch zu berücksichtigen, dass die Erzeugungskosten durch steigende Brennstoffpreise, dem Alter der Anlage und weitere Einflussfaktoren Schwankungen unterliegen. Ebenso bedeuten historische Daten nicht automatisch, dass es sich um wettbewerbliche Referenzwerte handeln muss. Der New Yorker Independent System Operator (NYISO) benutzt einen solchen Mechanismus, indem er Referenzwerte anhand der historischen Angebote erstellt. Weicht ein aktuelles Angebot erheblich von diesen ab, werden die Referenzwerte zur Anpassung der Angebote herangezogen. Da Anbieter dadurch gezwungen werden, mit ihren Angeboten über einen langfristigen Zeitraum mit schwankender Nachfrage zu leben, werden die Möglichkeiten der Marktmachtausübung eingeschränkt.

Ein weiterer Ansatz zur Unternehmensbewertung besteht in der *Erlösanalyse*. Hohe Erlöse sind dennoch, ebenso wie hohe Preise, kein eindeutiges Indiz für Marktmachtausübung und daher nur bedingt als Nachweisinstrument geeignet. Erlöse spielen jedoch eine wichtige Rolle bei Marktneueintritten. Da ein gewisses Erlösniveau zur Deckung von Investitionskosten notwendig ist, kann die Attraktivität eines Marktes für Marktzutritte abgeschätzt werden. Ein hohes Erlösniveau sollte zu vermehrtem Markteintritt und damit zu sinkenden Preisen führen. Ein niedriges Niveau führt demnach zu reduziertem Eintritt und Preisanstiegen. Eine Analyse der Unternehmenserlöse ermöglicht somit eine Abschätzung der Investitionsentwicklung.

²¹ Eine Anwendung der Zurückhaltungsanalyse ist Patten et al. (2002).

²² Wie problematisch solche Analysen in der Realität sind, zeigt der Fall von Kalifornien. Während Joskow und Kahn (2002) nachweisen, dass Unternehmen übermäßig Kapazität zurückhielten, führen Hogan et al. (2004) dies auf die

4.1.3 Schlussfolgerung

Insgesamt sind Marktmachtindizes und –analysen geeignet, potentielle Tatbestände oder die Gefahr von Marktmachtausübung nachzuweisen. Verhaltensorientierte Indikatoren sind im Vergleich zu den strukturellen Indizes aussagekräftiger, da sie die Identifizierung von Unternehmen erlauben, welche sich verdächtig verhalten und entsprechend weitergehende Maßnahmen rechtfertigen. Sie erfordern jedoch eine intensive Datenrecherche. Die systematische Anwendung verhaltensorientierter Analyseinstrumente ist bei komplexen Märkten wie dem Elektrizitätsmarkt dringend angezeigt, um die wirkenden Mechanismen transparent abzubilden.

4.2 Modellierung

Neben einer strukturellen Erfassung von Märkten durch Indizes und der Analyse des Verhaltens einzelner Unternehmen bildet die Modellierung von Elektrizitätsmärkten eine weitere Möglichkeit, die Ausübung von Marktmacht zu bewerten.

4.2.1 Competitive Benchmark-Analyse (wettbewerblicher Referenzfall)

Eine grundlegende Fragestellung beim Thema Marktmacht ist die Definition eines wettbewerblichen Referenzfalles. Bei der Competitive-Benchmark-Analyse (CBA) wird ein Modell entwickelt, bei dem die Anbieter als Preisnehmer fungieren. Dafür wird auf Angebotskurven auf Grenzkostenbasis und das beobachtete Nachfrageverhalten zurückgegriffen. Der sich ergebende theoretische Marktpreis kann dann mit dem tatsächlichen verglichen werden, um Rückschlüsse über mögliche Marktmachtausübung zu ziehen.

Der Ansatz von Joskow und Kahn (2002) zur Bewertung der Großhandelspreise für Elektrizität im Sommer 2002 in Kalifornien basiert auf diesem Ansatz, d.h. einem Vergleich tatsächlicher Preise mit simulierten wettbewerblichen Preisen. Die Autoren stellen fest, dass selbst unter Berücksichtigung gestiegener Erdgaspreise und für verschiedene Preisniveaus auf dem NO_x-Zertifikatemarkt die Preisspitzen dieser Monate durch eine strategische Zurückhaltung von Erzeugungskapazitäten zu erklären sind.

4.2.2 Cournot-Mengenwettbewerb

Die meisten weiterführenden Ansätze zur Marktmachtmodellierung basieren auf dem mengenorientierten Cournot-Ansatz (vgl. Abschnitt 2.3). Für Elektrizitätsmärkte ist dieser Ansatz insoweit interessant, als dass die Angebotspreise allgemein bekannt sind; die Ausbringungsmenge hingegen kann relativ frei variiert werden (vgl. Abschnitt 3.1). Das Hauptmerkmal des Cournot-Modells ist die Annahme eines jeden Anbieters, dass sein eigenes Handeln keinen Einfluss auf die Ausbringungsmengen seiner Konkurrenten hat. Jeder

gestiegene Kraftwerksauslastung und die damit verbundene höhere Ausfallgefahr und den höheren Bedarf an Revisionen zurück.

Marktakteur geht also von festen Produktionsmengen der Konkurrenten aus.²³ Da in Elektrizitätsmärkten davon ausgegangen werden kann, dass die maximale Zahlungsbereitschaft hoch ist, ergibt das Cournot-Modell für ein Oligopol mit wenigen Anbietern einen beträchtlichen Aufschlag auf die Grenzkosten und somit einen hohen Marktpreis.

Der Cournot-Ansatz hilft beim Verständnis grundlegender Mechanismen von Preisbildung auf Märkten. Empirische Befunde zu Elektrizitätsmärkten basierend auf Cournot-Modellen liegen v. a. zu U.S.-amerikanischen Märkten (insbesondere Kalifornien) und zu Großbritannien vor. Bushnell et al. (2004) vergleichen die Preise auf verschiedenen Elektrizitätsmärkten der USA des Sommers 1999 mit dem modellierten Competitive Benchmark und dem Cournot-Ergebnis. Die Ergebnisse zeigen, dass die beobachteten durchschnittlichen Preise das wettbewerbliche Niveau in der Regel übersteigen, das Cournotmodell die Höhe der Aufschläge jedoch überschätzt.

4.2.3 Supply Function Equilibria

Um das Verhalten von Anbietern an Märkten realitätsnah abzubilden, ist der Cournot-Ansatz unzureichend. Unter Cournot-Bedingungen würde sich ein deutlich höheres Preisniveau einstellen, als auf den meisten Märkten beobachtet wird. Um diese Diskrepanz theoretisch abzubilden wurde das Modell von Angebotsfunktionsgleichgewichten (Supply Function Equilibria, SFE) entwickelt.

Der Ansatz der SFE besteht darin, die Ungewissheit zukünftiger Nachfrage in die Angebotsfunktion des Elektrizitätserzeugers zu integrieren. Da zum Zeitpunkt der Angebotsabgabe noch keine vollständige Information über die Nachfragefunktion existiert, muss der Anbieter dies in seinem Handeln berücksichtigen. In klassischen Modellen wird stets von einer bekannten Nachfrage, welche die Ausbringungsmenge bzw. den Preis definiert, ausgegangen. Weicht diese Nachfrage nun von der Erwartung ab, würde ein Anbieter seine Menge bzw. seinen Preis anpassen wollen. In realen Märkten muss dieser Anpassungsprozess bereits im Vorfeld stattfinden, d. h. der Anbieter muss seine Angebotskurve so festlegen, dass sie für ein gewisses Erwartungsband der Nachfrage stets das gewinnoptimale Angebot darstellt. Dadurch ergibt sich eine Angebotsfunktion, welche von der Punktlösung des reinen Cournot-Modells abweicht.

Das SFE-Konzept wurde von Klemperer und Meyer (1989) entwickelt.²⁴ Innerhalb dieser SFE-Formulierung wird angenommen, dass ein Unternehmen i eine stetige, im Preis ansteigende Angebotsfunktion bietet (eine unternehmensindividuelle „Merit Order“). Der Systembetreiber bzw. die Börse ermittelt daraufhin für jeden Zeitpunkt t den niedrigstmöglichen Marktpreis $p(t)$

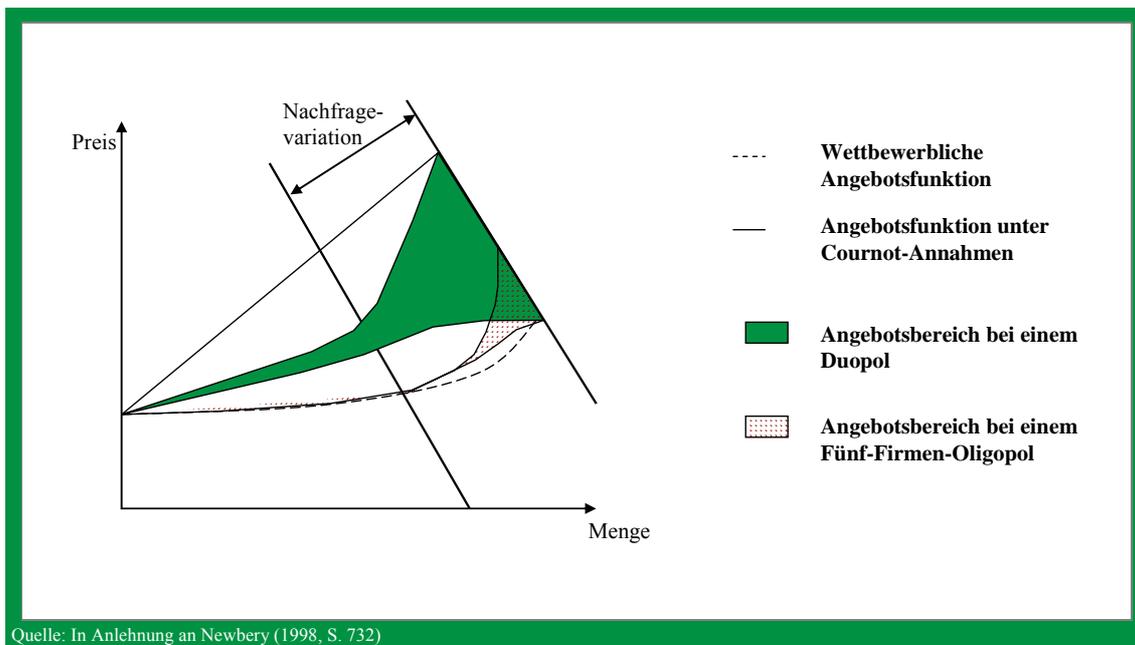
Mit SFE-Modellierung kann ein realistischeres Marktverhalten der Anbieter simuliert werden

²³ Des Weiteren unterliegen Cournot-Modelle folgenden vereinfachenden Annahmen: Ziel der Anbieter ist die kurzfristige Gewinnmaximierung; es finden keine Marktzutritte statt; es herrscht vollständige Information über die Kostenfunktionen der Konkurrenten; die Ausbringungsmengen werden simultan festgelegt; die Firmen agieren nicht kooperativ.

bei gegebener Nachfrage und den Angebotsfunktionen der Unternehmen, so dass Angebot und Nachfrage im Gleichgewicht sind. Das Ergebnis ist ein Nash-Gleichgewicht, bei welchem kein Spieler durch Veränderung seines Verhaltens einen Vorteil erzielen kann. Auch im Fall der SFE wird Marktmacht ausgeübt, jedoch ist der Aufschlag auf die Grenzkosten geringer als im Cournot-Fall.

Empirische Analysen liegen v. a. für den britischen Elektrizitätsmarkt vor. In einer Analyse des englischen Spotmarktes zu Beginn der Liberalisierung belegen Green und Newbery (1992) das Angebotsverhalten in einem Oligopol mit unterschiedlichen Annahmen. Die auf realistischen Daten basierende, wettbewerbliche Grenzkostenkurve stellt dabei den Vergleichsfall dar. Der klassische Cournotansatz führt zu deutlichen Preisaufschlägen, der SFE-Ansatz hingegen zu einer Schar möglicher Angebotsfunktionen, welche allesamt über dem wettbewerblichen, jedoch deutlich unter dem Cournotangebot liegen (vgl. Abbildung 11). Des Weiteren kann gezeigt werden, dass die Reduktion der Anbieterkonzentration von einem Duopol zu einem Fünf-Firmen-Oligopol zu einer deutlichen Preissenkung führt. Der Angebotsbereich, also die Schar möglicher Angebotsfunktionen, welche die SFE-Kriterien erfüllen, liegt im Fünf-Firmen-Oligopol deutlich unter dem des Duopols. Unter der Annahme, dass sich auf den Märkten jeweils die maximal mögliche Angebotskurve einstellt, welche die SFE-Kriterien noch erfüllt (die obere Begrenzung des Angebotsbereiches) liegt der Marktpreis im Duopol deutlich über dem im Fünf-Firmen-Oligopol. Die modellierten SFE-Ergebnisse entsprechen dabei den beobachteten Marktergebnissen besser als die Cournotergebnisse.

Abbildung 11: Supply Function Equilibrium (SFE): Mögliche Angebotskurven für ein Duopol und ein Fünf-Firmen-Oligopol



²⁴ Ein Problem von SFE ist die Möglichkeit vieler Gleichgewichtszustände, wenn keine gesonderten Annahmen getroffen werden. Klemperer und Meyer (1989) beweisen die Existenz eines eindeutigen Gleichgewichtes im Falle symmetrischer Oligopole.

5 Internationale Erfahrungen

Dieser Abschnitt präsentiert internationale empirische Analysen von Marktmacht. Aufgrund der transparenteren Gestaltung der Märkte und der fortgeschrittenen zur Anwendung kommenden Methoden liegen Studien zu Marktmacht und Marktmachtmissbrauch v. a. für Großbritannien und die USA vor. Der britische Markt wurde in den 1980er Jahren umstrukturiert; in den frühen Jahren konnte er als einer der idealtypischen Fälle für Marktmachtmissbrauch durch ein Oligopol angesehen werden. Bereits kurz nach Einführung des Pool-Systems haben Green und Newbery (1992) den Markt mit Hilfe des SFE-Konzepts modelliert. Sie zeigen, dass die resultierende Angebotskurve deutlich über den Grenzkosten der Erzeugung liegen kann. Wolfram (1998, 1999) analysiert Angebote und Preise und zeigt einen deutlich höheren Aufschlag auf die Grenzkosten für eine Nachfrage oberhalb des mittleren Niveaus. Sweeting (2001) analysiert das Anbieterverhalten über längere Zeiträume und kommt zu dem Schluss, dass in den Anfangsjahren des liberalisierten Marktes die Anbieter ihr immenses Marktmachtpotential nur wenig ausnutzen. Gegen Ende der 90er Jahre nutzen sie ihr infolge struktureller Änderungen geringeres Potential deutlich stärker und wenden eventuell kooperative Strategien an. Ein alternativer Erklärungsansatz für diesen Verhaltenswechsel kann durch Veränderungen in den vertraglichen Konditionen der Anbieter gesehen werden.

Die Ausgestaltung des Pools mit zusätzlichen Zahlungen für Verfügbarkeit und Transportkosten war ebenfalls ein Kritikpunkt. So hat Newbery (1995) nachgewiesen, dass die im Pool verwendeten Kapazitätzahlungen Anreize für Anbieter mit hohem Marktanteil setzen, Kraftwerkskapazität zurückzuhalten. Green (2004) findet jedoch keine Belege für eine Anwendung dieser Strategie. Der Preisfall nach Einführung der NETA²⁵ wurde ebenfalls untersucht. Newbery und McDaniel (2003) führen diesen jedoch auf erhöhten Wettbewerb und nicht auf NETA zurück, da der Preisverfall bereits vor der Einführung begann. Bower (2002) unterstützt diese Hypothese durch ökonometrische Analysen für den Zeitraum von 1990 bis 2002.

In Kalifornien kam es kurz nach Beginn der Liberalisierung (1998) im Sommer 2000 zu starken Preisanstiegen und großflächigen Stromausfällen. In den folgenden Monaten wiederholten sich Strom- und Kraftwerksausfälle auf einem weiterhin hohen Elektrizitätspreisniveau. Im Januar 2001 rief der Gouverneur den Notstand aus, welcher erst im November 2003 für beendet erklärt wurde. Im Rahmen der Debatte um den starken Anstieg der Preise war insbesondere die Frage zu klären, ob auf dem kalifornischen Großhandelsmarkt Marktmacht ausgeübt wurde. Hierbei wurde v. a. auf empirische ex-post Analysen zurückgegriffen: Wolak (2003) untersucht die Entwicklung der unternehmensindividuellen Nachfrage von 1998 bis 2000 und kommt zu dem Schluss, dass im Jahr 2000 die unternehmensindividuellen Anreize zur Marktmachtausübung

*Internationale
Erfahrungen
belegen, dass
auf den meisten
Elektrizitäts-
märkten
Marktmacht
eine bedeutende
Rolle spielt*

²⁵ New Electricity Trading Arrangements.

deutlich höher lagen, als in den beiden Jahren zuvor. Ein koordiniertes Vorgehen der Anbieter wäre demnach gar nicht notwendig gewesen, um die beobachteten Preisbewegungen zu verursachen. Joskow und Kahn (2002) führen eine Competitive-Benchmark-Analyse für die Sommermonate 2000 durch und weisen nach, dass nur ein Teil des Preisanstieges durch höhere Kraftwerksauslastung, gestiegene Erdgas- und NO_x-Zertifikatspreise sowie verminderte Importe erklärt werden kann. Eine Analyse der Angebotsmengen weist auf eine Zurückhaltungsstrategie hin, da die tatsächlich angebotenen Mengen signifikant unterhalb der ökonomisch sinnvollen Angebotsmengen liegen.²⁶

Teil II: Empirische Evidenz: Preisbildung und Marktmacht in Deutschland

Teil II der Studie beschäftigt sich mit der Situation auf dem deutschen Elektrizitätsmarkt. Dabei wird anfangs kurz auf die Struktur des deutschen Elektrizitätsmarktes eingegangen und wesentliche Kennzahlen (Marktanteile, Preise) dargestellt; darüber hinaus werden die Ergebnisse jüngerer Studien zur Marktmacht in Deutschland zusammengefasst (Abschnitt 7). Abschnitt 8 entwickelt anhand mehrerer Modellansätze und aktueller Daten der deutschen Elektrizitätsmärkte Indizes für die Funktionsweise der Großhandelsmärkte. Abschnitt 9 fasst weitere theoriegestützte empirische Analysen zusammen. In Abschnitt 10 wird ein Fazit gezogen.

6 Struktur des deutschen Elektrizitätsmarktes und Preisentwicklung

6.1 Struktur des deutschen Elektrizitätsmarktes

Entsprechend der oben vorgenommenen Segmentierung lässt sich der Elektrizitätsmarkt in Deutschland in drei Bereiche unterteilen:

- Auf dem langfristigen Terminmarkt verkaufen Kraftwerksanbieter ihre erwartete Produktion bis zu 10 Jahre im Voraus, und Nachfrager können sich dementsprechend eindecken. Dabei wird sowohl mit reinen Finanzprodukten (Optionen, Futures), als auch mit physischen Lieferrechten (Forwards) gehandelt. Auch Händler beteiligen sich an diesem langfristigen Markt, indem sie beispielsweise heute Lieferrechte für 2009 kaufen und auf steigende Preise spekulieren, um sie im nächsten Jahr teurer zu verkaufen;

²⁶ Lediglich für einen Anbieter, welcher den Großteil seiner Angebotsmenge forward verkauft hatte, kann keine Zurückhaltungsstrategie nachgewiesen werden. Harvey und Hogan (2004) führen diese gestiegene Ausfallrate auf die

- Zum Zweiten existiert ein kurzfristiger Markt, auf dem sowohl physische Anbieter und Nachfrager als auch Händler versuchen, ihre eingegangenen Positionen glattzustellen. Dieser Markt findet in Deutschland einen Tag vor der Lieferung statt und wird als Spotmarkt bezeichnet;
- Drittens gibt es den Regelenergiemarkt, auf welchem physische Anbieter sich im Vorhinein gegen ein Entgelt verpflichten können, Fehl- bzw. Überschussmengen sowie Frequenzabweichungen im laufenden Betrieb auszugleichen.

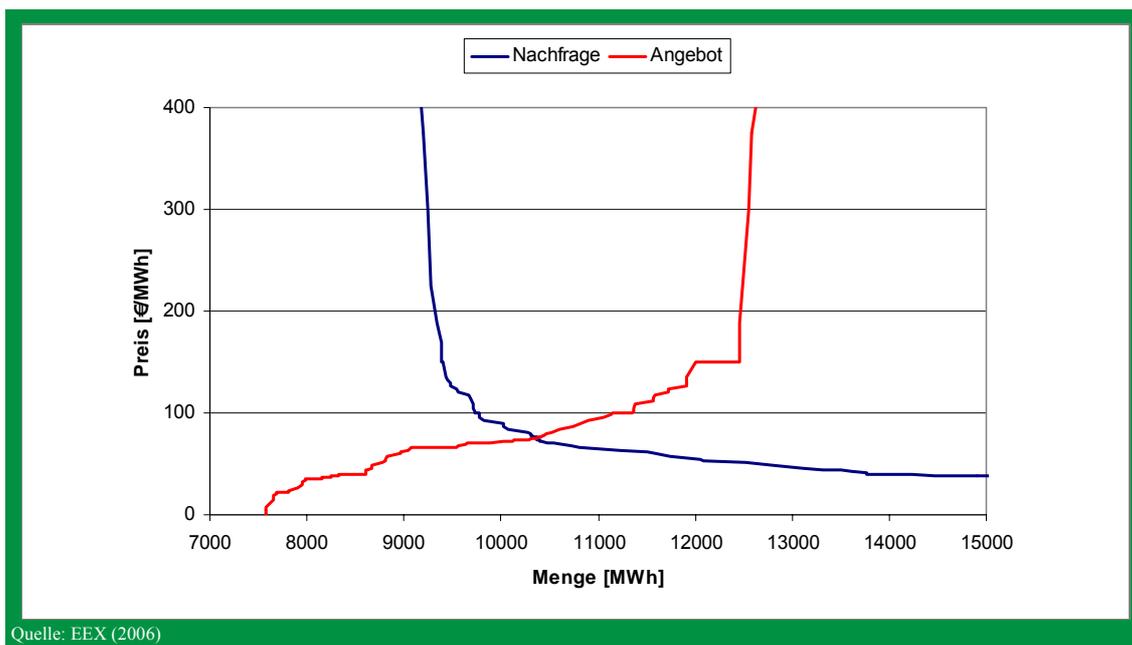
Alle drei Märkte beeinflussen sich gegenseitig, da bei ihnen zu unterschiedlichen Zeitpunkten das gleiche Produkt gehandelt wird. So kann ein Erdgaskraftwerk im Jahr 2004 die Hälfte seiner gesamten Produktionskapazität für den 21. November 2006 im langfristigen Markt an einen Verbraucher verkauft haben. Weitere 45 Prozent seiner Leistung an diesem Tag verkauft es am 20. November 2006 im Spotmarkt und am selben Tag verpflichtet es sich, die restlichen 5 Prozent per Regelenergiemarkt für die Systemsteuerung zurückzuhalten.

Allgemein wird davon ausgegangen, dass in diesem System der Börsenhandel der beste Indikator für die Preisentwicklung ist. Daher beziehen sich auch indizierte Lieferverträge häufig auf Produkte dieses Referenzmarktes. Der deutsche Spotmarkt hat sich an der European Electricity Exchange (EEX) in Leipzig etabliert. An der EEX werden dabei Lieferungen für bestimmte definierte Zeiteinheiten (z. B. 4-Stunden Blöcke oder Einzelstunden) gehandelt. Da sich Angebot und Nachfrage von Stunde zu Stunde stark unterscheiden, variieren die Preise im Tagesablauf deutlich. Der Handel findet in einer so genannten „one-shot-auction“, also einer einzigen Auktion statt. Alle Anbieter und Nachfrager teilen dem Auktionator mit, welche Mengen sie zu welchen Stunden und zu welchem Preis verkaufen bzw. kaufen würden. Aus diesen Geboten werden Angebots- und Nachfragekurven errechnet (vgl. Abbildung 11). Der Schnittpunkt beider Kurven bestimmt den Auktionspreis. Alle Käufer, die einen höheren Preis geboten haben, bekommen die gewünschte Menge zu diesem Gleichgewichtspreis und alle Verkäufer, die bereit waren ihre Angebotsmenge für einen niedrigeren Preis zu verkaufen, erhalten den Gleichgewichtspreis. Zu prüfen ist, ob die tatsächlich gebotene Angebotskurve den wettbewerblichen Bedingungen entspricht oder Marktmarktverhalten widerspiegelt. Nur unter wettbewerblichen Bedingungen entspricht der Gleichgewichtspreis den Grenzkosten des letzten zum Zuge kommenden Kraftwerks. Wird jedoch Marktmacht ausgeübt, ergibt sich eine nach oben bzw. nach links verschobene Angebotskurve und somit ein überhöhter Preis.

An der Börse sind neben Kraftwerksbesitzern v. a. Händler tätig, welche sich auf anderen Märkten bilateral oder über den Terminmarkt Kraftwerkskapazität eingekauft haben, um diese gewinnbringend weiterzuverkaufen. Daher spiegelt die Angebotskurve an der EEX nicht zwangsläufig die wettbewerbliche Grenzkostenkurve wider, sondern beinhaltet gegebenenfalls Gewinnmargen mehrerer Handelsstufen. Im theoretischen Marktmodell ist eine Differenzierung von Börsenhandel und Erzeugermarkt, auf dem die Kraftwerksbesitzer ihre Kapazitäten und

Mengen veräußern, nicht notwendig, da im Optimum alle Teilmärkte das gleiche Ergebnis produzieren. Anderenfalls wären Arbitragegeschäfte möglich. Für die Analyse von Marktmacht im Allgemeinen und insbesondere in Deutschland ist die Anbieterkonzentration auf der Kraftwerksseite – dem Erzeugungsmarkt – entscheidend, da Marktmachtausübung von Händlern durch einen wettbewerblichen Anbietermarkt verhindert werden kann. Marktmachtausübung auf der Kraftwerksseite kann jedoch nicht durch Händler kompensiert werden.²⁷ Entscheidend für die Analyse von strategischem Unternehmensverhalten sind somit die Anbieter und die Struktur auf dem Erzeugermarkt.

Abbildung 12: Angebot und Nachfrage an der EEX, 06.09.2006, 8 Uhr



6.2 Erzeugungs- und Anbieterstruktur

Der deutsche Kraftwerkspark ist durch drei Energieträger geprägt: Kernenergie, Braun- und Steinkohle. Diese repräsentieren ca. 65% der gesamten konventionellen Kraftwerkskapazität und decken etwa 75% der Erzeugung (vgl. Tabelle 2). Kernenergie und Braunkohleblöcke werden dabei v. a. zur Erzeugung von Grundlastenergie herangezogen, Steinkohle wird v. a. im Mittellastbereich eingesetzt und Erdgas-, Erdöl- und Speicherkraftwerke zur Spitzenlastdeckung eingesetzt. Der Markt wird durch vier Anbieter, welche insgesamt ca. 85% der gesamten konventionellen Kraftwerkskapazität besitzen, dominiert.²⁸ Das Bundeskartellamt (2006) geht insgesamt von einem Marktanteil der vier Verbundunternehmen von nahezu 90% aus. Des Weiteren „geht die Beschlussabteilung von einem marktbeherrschenden Duopol auf den bundesweiten Strommärkten, gebildet durch E.ON und RWE“ mit einem Marktanteil von ca. 60% aus (Bundeskartellamt, 2006, S. 44).

*Mehr als 80%
der deutschen
Kraftwerks-
kapazität wird
von den vier
großen
Anbietern
kontrolliert*

²⁷ Die Fragestellung, welchen Einfluss Marktmachtausübung von Händlern bei bereits vorhandener Marktmacht auf der Erzeugungsseite hat, wird nicht näher beleuchtet.

²⁸ Davon RWE (33%), E.ON (24%), EnBW (14%), Vattenfall (13%); basierend auf RWE (2006), E.ON (2005, 2006), Vattenfall (2005), EnBW (2005), VDEW (2005).

Tabelle 2: Leistungsbilanz des deutschen Kraftwerksparks, 2004

Kraftwerksart	Kapazität [GW]	Erzeugung [%]
Kernenergie	20,6	28
Braunkohle	19,7	26
Steinkohle	25,1	22
Erdgas	16,2	10
Lauf-/Speicherwasser	4,2	5,9
Pumpspeicher	5,7	
Windkraft	16,6	
Heizöl	6,0	5
Sonstige	3,3	
Gesamt	117 GW	570 TWh

Quelle: VDEW (2005)

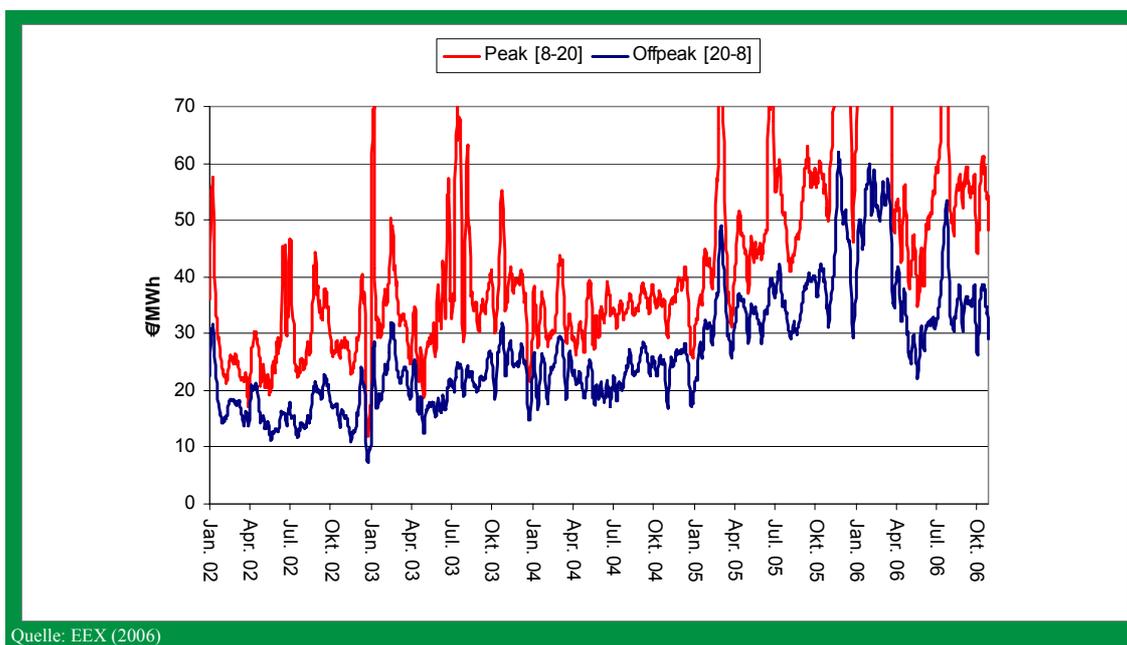
6.3 Preisentwicklungen

Abbildung 13 zeigt die Entwicklung der Spotpreise an der EEX für den Zeitraum 2002 bis 2006 getrennt nach On- und Offpeakzeiten. Seit Beginn der Handelstätigkeit an der EEX sind die Spotpreise kontinuierlich gestiegen. Der durchschnittliche Spotpreis des Jahres 2005 lag um ca. 80% höher als in 2002. Die Preise in der ersten Hälfte von 2006 liegen sogar 140% über denen in der ersten Hälfte von 2002. Auffällig ist dabei, dass die Preise für Offpeakenergie (20 Uhr bis 8 Uhr) von anfänglich deutlich unter 20 €/MWh auf konstant über 30 €/MWh angestiegen sind. Die Kosten werden u. a. durch die zugrunde liegenden Rohstoffpreise sowie durch die seit 2005 eingepreisten Emissionszertifikate beeinflusst.

*Die
Elektrizitäts-
preise sind in
den letzten
Jahren deutlich
angestiegen*

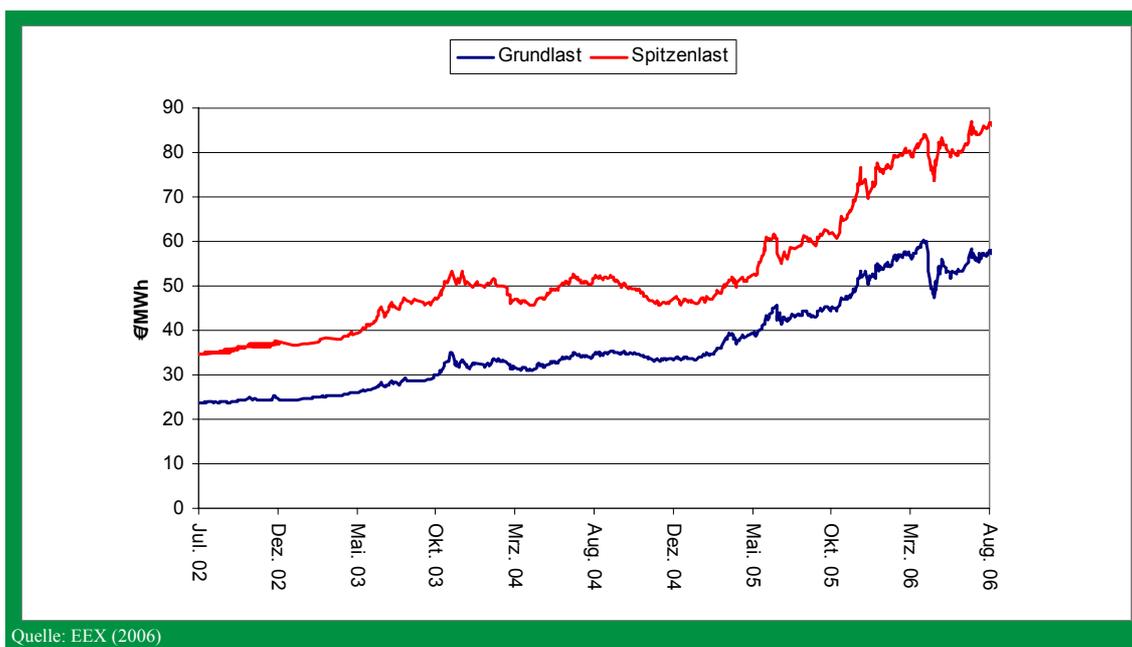
Abbildung 14 stellt die Preisentwicklung für Forwardverträge für das jeweilige Folgejahr dar. Die Preisentwicklung folgt ebenfalls einem Aufwärtstrend. Auffällig ist die gleichförmige Entwicklung bei Spitzen- und Grundlast, obwohl die zugrunde liegenden Parameter (Brennstoffkosten, Emissionen) deutliche Unterschiede aufweisen.

Abbildung 13: Durchschnittliche EEX-Spotpreise (7 Tage, gleitend)



Quelle: EEX (2006)

Abbildung 14: EEX Phelix-Year-Future, Preis für das Folgejahr



7 Bisherige Studien zu Marktmacht in Deutschland

Für Deutschland liegen bisher nur wenige empirische Analysen vor. Trotz unterschiedlicher Herangehensweisen und Methoden kommen diese Studien zu weitgehend gleich lautenden Ergebnissen: Marktmacht ist auf unterschiedlichen Segmenten der deutschen Elektrizitätswirtschaft vorhanden und wird mit dem Ziel der Gewinnsteigerung von den Unternehmen ausgenutzt.

7.1 EU-Sektoruntersuchung zum Elektrizitätsmarkt (2006)

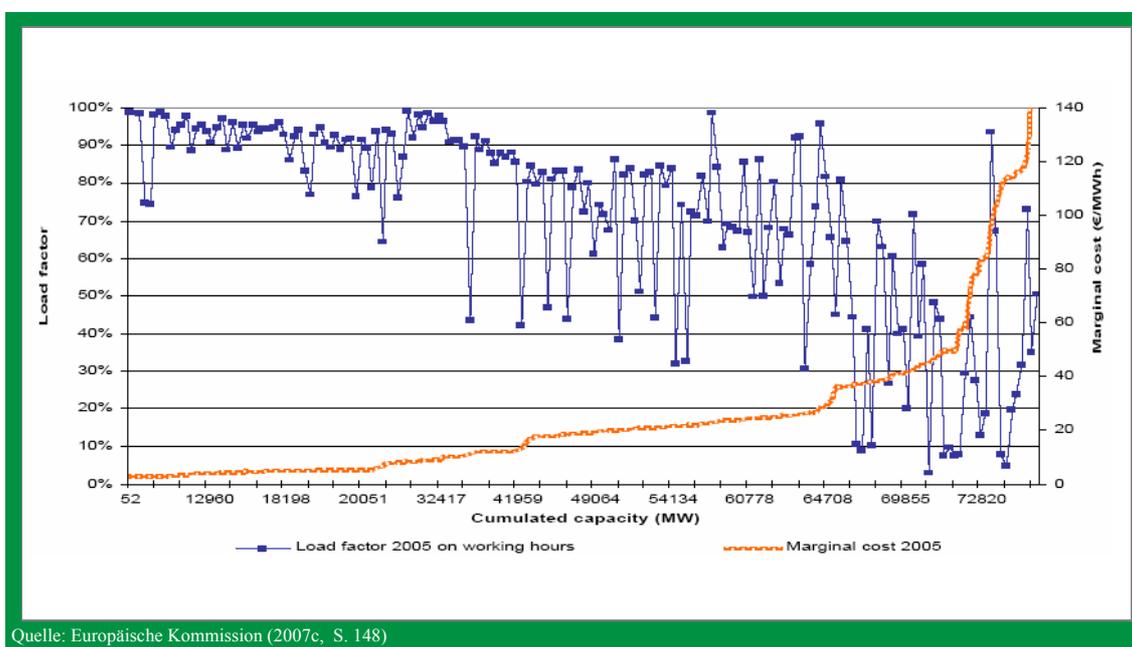
Im Juni 2005 startete die Europäische Kommission aufgrund von Beschwerden von Verbrauchern und neuen Marktteilnehmern über die Entwicklung der Großhandelsmärkte eine Untersuchung der Elektrizitäts- und Erdgasmärkte. Hauptanliegen der „Sector Inquiry“ ist es, mögliche Wettbewerbshindernisse zu identifizieren. Der Abschlussbericht legt folgende Kernaussagen nahe (Europäische Kommission, 2007c):

- Die meisten Großhandelsmärkte weisen eine hohe Anbieterkonzentration auf;
- Vertikale Integration ist weiterhin ein dominanter Faktor in vielen Elektrizitätsmärkten;
- Das internationale Handelsvolumen ist unzureichend, um Druck auf nationale Anbieter auszuüben;
- Es liegt ein hohes Maß an Intransparenz auf den Elektrizitätsmärkten vor;
- Die Preisbildung auf Elektrizitätsmärkten ist komplex und viele Kunden haben kein Vertrauen in die Preisbildungsmechanismen.

Die vorhandenen Daten belegen die Entwicklung auf dem deutschen Elektrizitätsmarkt in den letzten Jahren. So hat sich trotz Nachfragesteigerung die Angebotskapazität der vier großen

Unternehmen um 4,2 GW reduziert (1,3 GW Neubau und 5,5 GW Stilllegungen). Ein Großteil der stillgelegten Kraftwerke (3,7 GW) wies niedrige Erzeugungskosten auf. Eine Analyse der Laufzeiten und Grenzkosten der einzelnen Kraftwerke belegt, dass die Korrelation beider Werte über den Betrachtungszeitraum zugenommen hat. Dennoch gibt es signifikante Unterschiede in der Laufzeit von Kraftwerken mit gleichen Grenzkosten (vgl. Abbildung 15). In der Sector Inquiry fehlen Daten kleinerer Anbieter, welche eine Beurteilung der Entwicklung der großen Unternehmen erleichtern würde. Eine in der Inquiry durchgeführte Analyse der Marktteilnehmer zeigt, dass einerseits keine unabhängigen Erzeuger am Markt tätig sind und andererseits der Großteil der tätigen Unternehmen sich in einer Longposition befindet und somit einen Anreiz zur Preissteigerung hat.

Abbildung 15: Auslastungsfaktor der Kraftwerke der vier großen Anbieter (2005)



7.2 Competitive Benchmarkanalyse (Müsgens, 2006)

Müsgens (2006) analysiert anhand eines Modells die Abweichungen zwischen Grenzkosten der Elektrizitätserzeugung und den EEX-Durchschnittspreisen für die Periode Juni 2000 bis Juni 2003. Die Grenzkostenkurve wurde anhand einer linearen Optimierung (Zielfunktion: Kostenminimierung) des simulierten, vollständig abgebildeten Kraftwerksparks ermittelt. Diese Grenzkosten sollten auf Wettbewerbsmärkten dem beobachteten Preisniveau entsprechen. Diese Hypothese wird jedoch widerlegt.

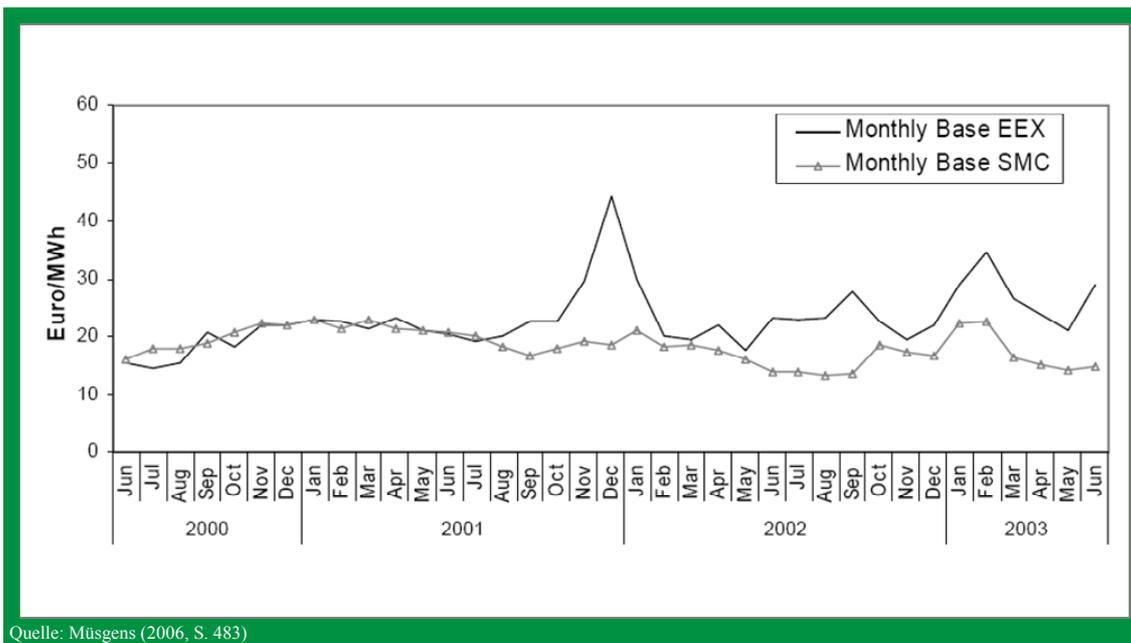
Abbildung 16 zeigt den Verlauf der geschätzten Grenzkostenfunktion (SMC) und der EEX-Durchschnittspreise für den Grundlastfall (Base). Die Abschätzung für den Spitzenlastfall liefert nahezu identische Ergebnisse. In beiden Fällen gilt, dass sich die Kurven bis zum Sommer 2001 weitestgehend decken. Dann jedoch erfolgt ein Bruch in der Preisbewegung und die tatsächlichen Preise entfernen sich signifikant von den Grenzkosten. Diese Differenz zwischen Grenzkosten und Großhandelspreisen bleibt bis zum Ende des Beobachtungszeitraums erhalten

Müsgens (2004) weist eine Abkoppelung der Marktpreise von den Grenzkosten ab 2001 nach

(Juni 2003). Im Durchschnitt liegen die beobachteten Preise in der zweiten Hälfte der betrachteten Perioden 50% über den Ergebnissen der Modellierung.

Ursachen für die beobachtete Differenz sieht Müsgens im strategischen Verhalten der Anbieter. Der Bruch im Herbst 2001 könnte auf eine erhöhte Anbieterkonzentration zurückgeführt werden. Ebenso könnte der Lerneffekt eine entscheidende Rolle spielen, auch wenn kein quantitativer Nachweis möglich ist. Dennoch erscheint es logisch, dass täglich wiederholte Angebots- und Nachfragestrukturen zu einer Anpassung des Unternehmensverhaltens führen.

Abbildung 16: Vergleich EEX-Preise und modellierte Grenzkosten (Baseload, monatlicher Durchschnitt)



Quelle: Müsgens (2006, S. 483)

7.3 Cournot-Modell mit zwei Perioden (Ellersdorfer, 2005)

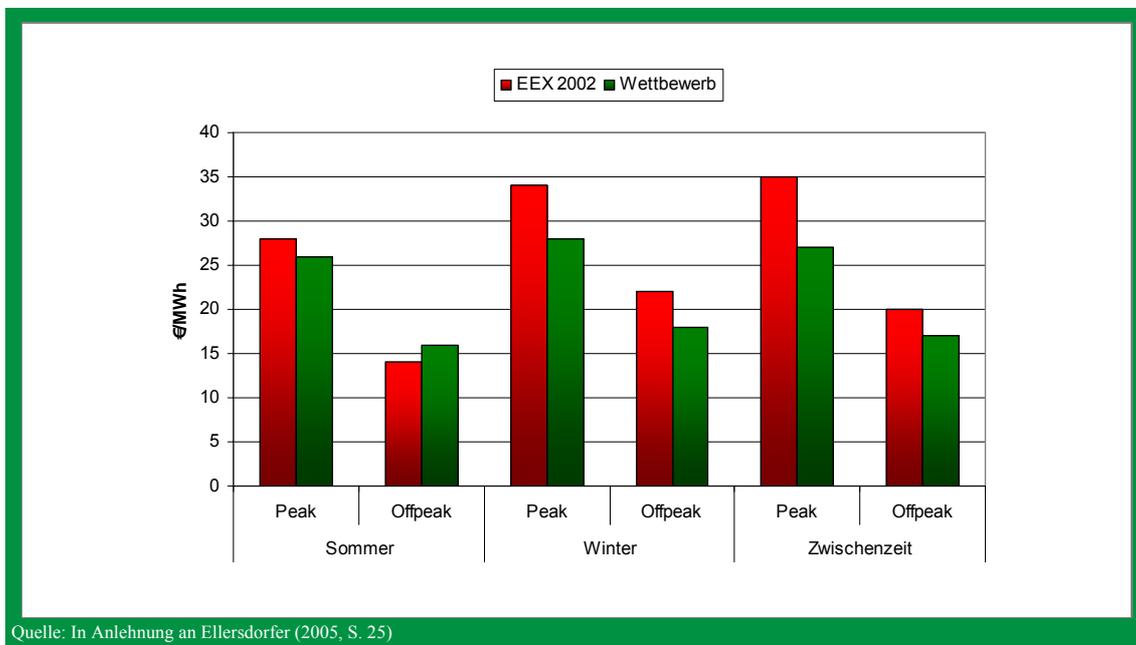
Ellersdorfer (2005) entwickelt ein Cournot-Modell mit zwei Perioden und einer Vielzahl von Randbedingungen. Es stellt die vier großen deutschen Elektrizitätserzeuger innerhalb eines integrierten europäischen Marktes unter Berücksichtigung von Transportkapazitäten dar. Auch dieses Modell kommt zu dem Schluss, dass das Marktmachtpotential der vier „Großen“ in Deutschland erheblich ist.

Konkret werden innerhalb des Modells mehrere Fälle (peak, off-peak, Sommer, Winter, Übergangszeit) simuliert, bei denen das Angebot in Form einer geschätzten Grenzkostenkurve einer periodenspezifischen, isoelastischen Nachfrage gegenübersteht. Angesichts des in Deutschland vorherrschenden Oligopols (zwei „große“ und zwei „kleine“ Anbieter) ergibt sich das Gleichgewicht im Basisfall bei geringeren Mengen und höheren Preisen als im Wettbewerbsfall, wobei die real beobachtbaren Marktpreise unter dem theoretisch möglichen Cournotpreisen liegen (vgl. Abbildung 17). Die für den deutschen Elektrizitätsmarkt ermittelten Lerner-Indizes, d. h. der relative Aufschlag auf die Grenzkosten, liegen im Bereich 0,53-0,59

(EnBW) bzw. 0,65-0,82 (RWE).²⁹ Die durch den Cournot-Aufschlag auf die Preise erzielten Gewinnzuwächse gegenüber dem Wettbewerbsszenario belaufen sich auf ca. 2 Mrd. € pro Anbieter.³⁰ Auch in den anderen Szenarien bestätigt sich der wohlfahrtsmindernde Einfluss der Marktmachtsituation.

Ellersdorfer (2005, S. 14 ff.) simuliert darüber hinaus zwei Maßnahmen, die zum Abbau der Marktmacht beitragen könnten. Hierzu zählt zum einen der Ausbau von Netzverbindungen mit dem europäischen Ausland. Durch die erhöhten Kapazitäten des Elektrizitätshandels wird der Ausgleich der Preise zwischen Regelzonen gefördert und die Möglichkeit des Marktmachtmissbrauchs in Deutschland eingeschränkt. Zum anderen führt der Ausbau des Forward-Terminhandels dazu, dass ein größerer Teil der Produktion über Forward-Geschäfte gebunden ist und sich damit der Anreiz für Marktmachtmissbrauch auf den Spotmärkten verändert (vgl. Abschnitt 3.4.1).

Abbildung 17: Preise in Deutschland 2002, Cournotmodell ohne Forwardkontrakte



7.4 Wettbewerbliches Simulationsmodell (Schwarz und Lang, 2006)

Schwarz und Lang (2006) analysieren die Preisentwicklung des deutschen Elektrizitätsmarktes, indem sie den Einfluss fundamentaler Faktoren wie Brennstoffpreise und CO₂-Zertifikatspreise ermitteln. Grundlage bildet ein Modell, welches Kraftwerks-, Nachfrage- und Preisdaten kombiniert, um ein wettbewerbliches Vergleichsniveau zu ermitteln.

Für den Zeitraum von 2000 bis 2005 belegen Schwarz und Lang, dass der grundlegende Preistreiber in den gestiegenen Brennstoffpreisen und ab 2005 in den Preisen für CO₂-Zertifikate liegt. Der Einfluss von Marktmachtausübung ist jedoch ebenfalls in der Preisbildung erheblich.

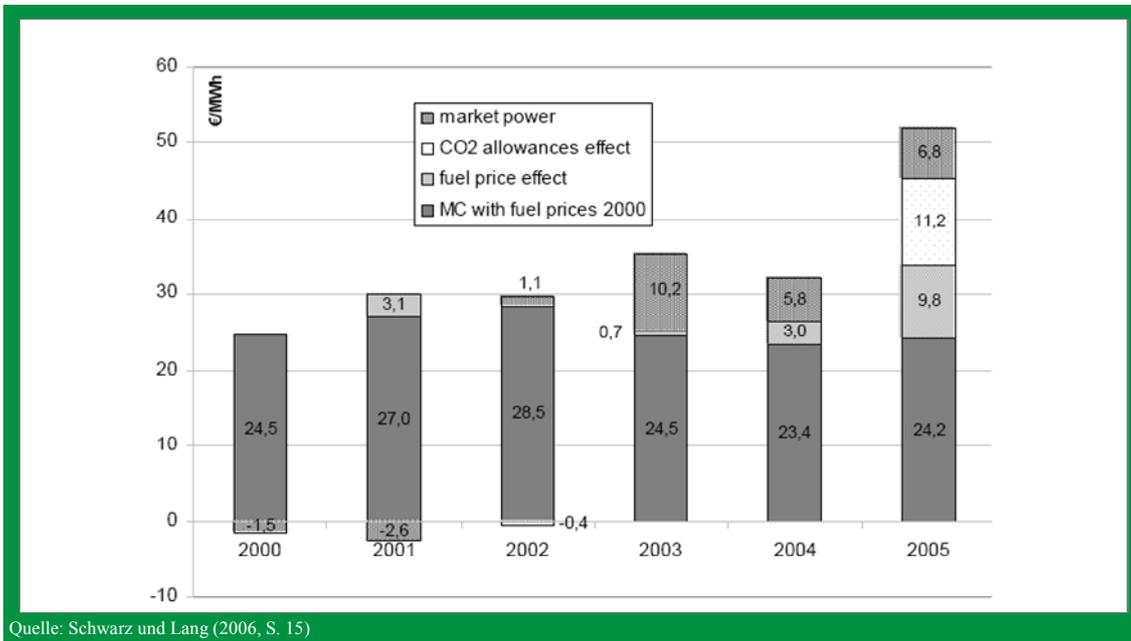
Schwarz und Lang (2006) weisen die Ausübung von Marktmacht im deutschen Elektrizitätsmarkt nach

²⁹ E.ON (0.66/0.80), Vattenfall (0.65/0.72).

³⁰ Interessant ist darüber hinaus, dass auch die Anbieter des wettbewerblichen Randes („competitive fringe“, alle weiteren Anbieter von Kraftwerkskapazitäten, vornehmlich Stadtwerke) einen Gewinnzuwachs von über 3 Mrd. € erzielen.

Für 2003 belegt die Studie, dass die zunehmende Ausübung von Marktmacht mit einem durchschnittlichen Preisaufschlag von 30% der einzige kostentreibende Faktor war. In den folgenden Jahren sank dieser Aufschlag auf ca. 13%, wobei das Preisniveau absolut betrachtet gestiegen ist (vgl. Abbildung 18). Für 2005 sind insbesondere gestiegene Brennstoffkosten und die Übertragung von Zertifikatspreisen in den Elektrizitätspreis die Hauptkostentreiber.³¹

Abbildung 18: Einfluss verschiedener Faktoren auf den Marktpreis



8 Modellrechnungen zur Preisbildung in Deutschland: „Competitive Benchmark“ bzw. „Fundamentalmodell“

8.1 Ansatz

Entsprechend der Definition von Marktmacht als die Fähigkeit eines Unternehmens, den Preis gewinnsteigernd zu beeinflussen, kann der Nachweis der Ausübung derselbigen zwei Teile beinhalten. Zum einen ist zu zeigen, dass ein Unternehmen den Großhandelspreis aktiv beeinflusst, zum anderen ist nachzuweisen, dass es für das Unternehmen eine profitable Strategie ist. Eine Beweisführung für Deutschland wird durch die Nichtverfügbarkeit von Daten erschwert.

Der Elektrizitätshandel in Deutschland lässt sich in drei Segmente unterteilen: einen langfristigen Terminmarkt, einen kurzfristigen Spotmarkt und einen Regelenergiemarkt (vgl. Abschnitt 6.1). Für eine Marktmachtanalyse ist es notwendig, den relevanten Marktpreis zu

³¹ Die starken Schwankungen und teilweise negativen Preisaufschläge im Jahr 2005 führen die Autoren auf die Ausgestaltung des Emissionshandels zurück. Da 2005 als Basisjahr für die kommende Handelsperiode dient, befanden sich die Anbieter in einer Art Gefangenendilemma. Würden alle Anbieter ihre Produktion erhöhen, würde keiner von ihnen einen Vorteil bei der Zertifikatezuteilung erlangen können. Würde ein einzelner Anbieter seine

ermitteln. Dabei kann davon ausgegangen werden, dass der Spotpreis Indikator für alle anderen Märkte ist. Zwar ist der Börsenpreis der Leipziger Strombörse (EEX) bekannt, doch repräsentiert dieser lediglich ca. 20% des deutschen Gesamtverbrauchs. Preis- und Mengendaten des deutlich wichtigeren bilateralen Handels sind erheblich schwerer zu erhalten. Daten auf Unternehmensebene, wie z. B. individuelle Gebotskurven, Kraftwerksfahrpläne oder Grenzkosten der einzelnen Anlagen sind in Deutschland nicht öffentlich verfügbar.

Allerdings besteht die Möglichkeit, indirekte Verfahren zu entwickeln, welche mit Hilfe vorhandener Daten Indizien für die Marktmachtausübung liefern können. Im Folgenden werden verschiedene Ansätze präsentiert, welche über indirekte Analysen eine Bestandsaufnahme des deutschen Elektrizitätsmarktes vornehmen. Dadurch können Rückschlüsse auf das Marktverhalten der Anbieter gezogen werden und die grundlegende Fragestellung – ob die Preise den wettbewerblichen Grenzkosten entsprechen – beantwortet werden. Im Mittelpunkt der empirischen Vorgehensweise steht ein technisch-ökonomisches *Fundamentalmodell*, welches in diesem Abschnitt dargestellt wird. Im folgenden Abschnitt werden weitere quantitative Ansätze entwickelt.

Beim technisch-ökonomischen Fundamentalmodell handelt es sich um ein auf öffentlich verfügbaren Daten basierendes Modell, welches die Grenzkostenkurve abbildet und somit zur Ermittlung des wettbewerblichen Vergleichspreises herangezogen werden kann. Eine Abschätzung der Grenzkosten für jeden Zeitpunkt ist unter Berücksichtigung technischer Parameter möglich und macht damit eine Bewertung, ob beobachtete Preise wettbewerbliches Verhalten oder Marktmachtausübung darstellen, durchführbar. Weisen die Analysen systematische oder ausgesprochen deutliche Differenzen zwischen Angebotskosten und Marktpreis auf, kann mit hoher Wahrscheinlichkeit auf einen nicht-wettbewerblichen Markt geschlossen werden.

International existieren mehrere Studien, welche auf der Abschätzung der realen Grenzkosten basieren (vgl. Abschnitt 4.2.1). Joskow und Kahn (2002) haben für den kalifornischen Markt eine wettbewerbliche Angebotskurve erstellt und damit deutliche, nicht durch externe Parameter wie Rohstoffpreisanstiege erklärbare, Differenzen zu den realen Marktpreisen festgestellt. Wolfram (1999) hat in ihrer Analyse des britischen Marktes deutliche Aufschläge auf die Grenzkosten festgestellt, auch wenn diese noch unter dem theoretisch möglichen Potential lagen.

8.2 Annahmen und Daten

Im Rahmen des Gutachtens wird eine Marktanalyse basierend auf öffentlich zugänglichen Daten für den Zeitraum Januar 2004 bis Juni 2006 durchgeführt.³² Zur Ermittlung der wettbewerblichen Angebotskurve werden anhand technischer Parameter die Grenzkosten für

Produktion erhöhen, hätte er einen langfristigen Vorteil. Die ermittelten Schwankungen können somit durch einen Wechsel zwischen kurz- und langfristiger Gewinnmaximierung der Unternehmen verursacht worden sein.

³² Aufgrund der verzögerten Veröffentlichung der Lastdaten durch die UCTE war keine zeitnähere Analyse möglich.

jedes Kraftwerk im deutschen Kraftwerkspark ermittelt (eine detaillierte Darstellung des Modells sowie der Datengrundlage erfolgt in Annex I). Eine Einteilung der Kraftwerke nach Art, Brennstoff und Alter ermöglicht die Ermittlung des Wirkungsgrads, welcher mit den jeweiligen Brennstoffkosten verrechnet wird, um die variablen Kosten der Erzeugung zu bestimmen. Personal- und Materialkosten sind als zusätzlicher Kostenblock berücksichtigt. Somit lässt sich eine vollständige kraftwerksscharfe Grenzkostenkurve ermitteln.³³

Zur Ermittlung des Marktpreises ist die Gesamtnachfrage notwendig. Die Analyse basiert auf den stündlichen Nachfragedaten der UCTE für jeden dritten Mittwoch eines Monats und umfasst somit für den betrachteten Zeitraum insgesamt 30 Tage. Da ein Teil dieser Nachfrage durch erneuerbare Energien – insbesondere Windkraftanlagen – gedeckt wird, mussten diese Mengen stundenscharf ermittelt werden. Basierend auf Winddaten von 2004 und 2005 des Deutschen Wetterdienstes (DWD) erfolgt mittels einer durchschnittlichen Windturbinenleistungskurve die Umrechnung von Geschwindigkeitsdaten in einen entsprechenden Energiewert. Für 2006 liegen die exakten Daten der Übertragungsnetzbetreiber vor. Die Einspeisung anderer regenerativer Energiequellen bleibt unberücksichtigt.³⁴

Die so ermittelte, konventionell zu deckende Nachfrage wird mit der Angebotskurve abgeglichen und der resultierende wettbewerbliche Marktpreis ermittelt. Dieser wird mit dem jeweiligen Marktpreis an der EEX verglichen. Die sich ergebenden Differenzen lassen Rückschlüsse auf möglichen Marktmachtmissbrauch zu.

8.3 Ergebnisse

Die Analyse der Daten ergibt i. d. R. eine Abweichung der EEX-Preise von den ermittelten Grenzkosten. Aufgrund der Einführung des Emissionshandels ist eine getrennte Betrachtung für das Jahr 2004 und den Zeitraum Januar 2005 bis Juni 2006 sinnvoll.

8.3.1 Ergebnisse für 2004

Für das Jahr 2004 ergeben sich deutliche Abweichungen der Marktpreise von der Grenzkostenkurve. Insgesamt liegen die EEX-Preise im Durchschnitt 18,5% über der modellierten Grenzkostenkurve, wobei ein Viertel der betrachteten Stunden Aufschläge von über 30% aufweisen.³⁵

Abbildung 19 zeigt die Ergebnisse für einen repräsentativen Tag im April 2004. Die durchgezogene Linie entspricht der ermittelten Grenzkostenfunktion für diesen Tag, denen die beobachteten Preise an der EEX gegenübergestellt sind. Im relevanten Bereich (Mittel- und Spitzenlast) ergibt sich eine systematische Abweichung der Marktpreise (ca. 35-45 €/MWh) von

Das Modell zeigt deutliche Differenzen zwischen den Grenzkosten und den Preisen auf

³³ Das Modell bezieht sich dabei auf kurzfristige Grenzkosten, da sich der deutsche Elektrizitätsmarkt nicht an der Kapazitätsgrenze befindet.

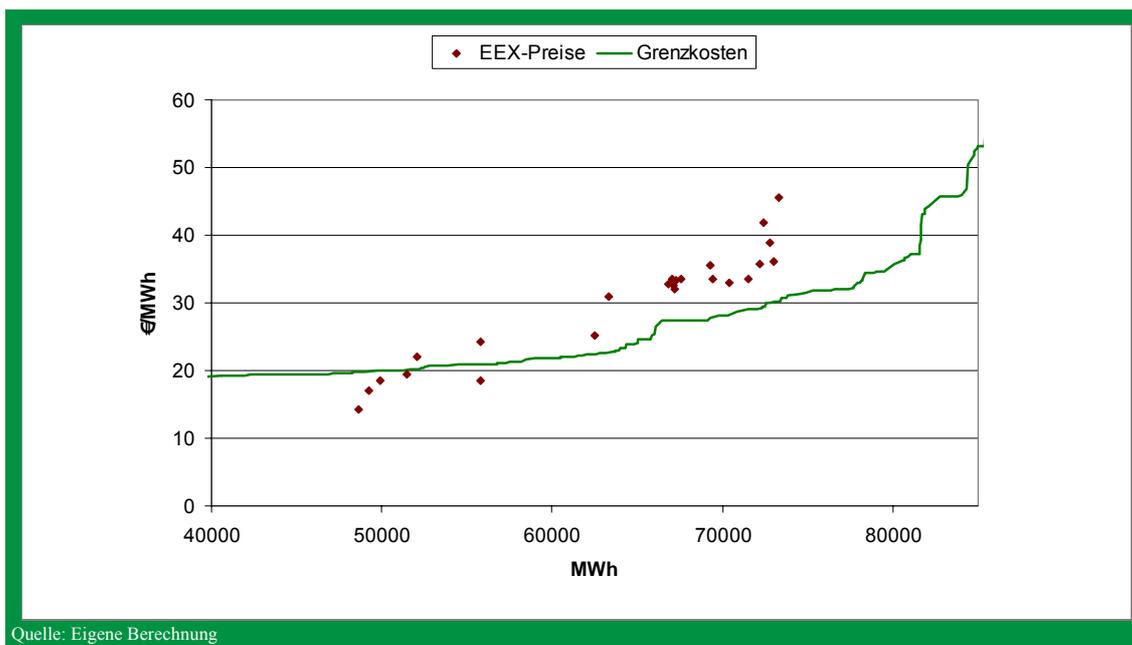
³⁴ Dies dürfte zu einer geringfügigen Überschätzung des wettbewerblichen Marktpreises führen. Ebenfalls unberücksichtigt bleiben Importe und Exporte, da keine Daten darüber vorliegen, welche Kraftwerke exportieren.

³⁵ Der durchschnittliche Aufschlag beträgt ca. 3,1 €/MWh, wobei in 10% der Fälle Aufschläge von mehr als 10 €/MWh errechnet wurden. Lediglich für den Monat Juli 2004 ergibt sich eine hinreichend genaue Abbildung der Marktpreise mittels Grenzkosten.

den Grenzkosten (ca. 27-30 €/MWh). Im Bereich der Grundlast gleichen sich die Abweichungen dagegen aus.³⁶

Die Unterscheidung zwischen Grundlast einerseits und Mittel-/Spitzenlast andererseits zieht sich durch alle Beobachtungen: Mit der Last steigen auch die (absoluten) Preisaufschläge auf die Grenzkosten. Insgesamt sind insbesondere in Mittellastzeiten (zwischen 80% und 90% der Tages Spitzenlast) die größten Abweichungen mit Aufschlägen von bis über 60% zu beobachten.³⁷

Abbildung 19: Gegenüberstellung von Preisen und Grenzkosten, 21.04.2004



8.3.2 Ergebnisse für 2005 und 2006

Seit dem Januar 2005 ist mit Beginn des Handels für CO₂-Zertifikate ein weiterer Kostenfaktor bei der Preisbildung zu berücksichtigen. Die „Einpreisung“ der Opportunitätskosten dieser gratis zugeteilten Zertifikate durch die Energieversorger hat zu einer verteilungspolitischen Diskussion geführt, insbesondere die asymmetrische Weitergabe von Preissteigerungen und –senkungen (s. u.). Im Rahmen des vorliegenden Fundamentalmodells wurden die Preise der CO₂-Zertifikate als Kostenelement betrachtet.

Auch bei der Berücksichtigung der Opportunitätskosten für CO₂-Zertifikate in den Grenzkosten der Erzeugung ergeben sich vergleichbare Ergebnisse wie im Jahr 2004: Die Preisaufschläge auf die Grenzkosten zu Peakzeiten liegen im Jahresdurchschnitt für 2005 bei 13,5% und in der ersten Jahreshälfte 2006 sogar bei 24,5% (Abbildung 20). Mit steigender Last steigen auch die Aufschläge auf die Grenzkosten. Im Gegensatz zu 2004 liegen nunmehr die stärksten Aufschläge in der Spitzenlast vor; in wenigen Fällen liegen negative Preisaufschläge vor.³⁸

³⁶ In Schwachlastzeiten können die Marktpreise auch unterhalb der Grenzkosten liegen, da die notwendige Anfahrtszeit sowie die dabei anfallenden Kosten den kurzzeitigen Verlust bei Dauerbetrieb übersteigen können.

³⁷ Dieses Ergebnis deckt sich mit denen von Schwarz und Lang (2006).

³⁸ Auch diese Ergebnisse decken sich weitestgehend mit denen von Schwarz und Lang (2006).

Tendenziell scheinen die (absoluten und relativen) Preisaufschläge zwischen Beginn 2005 und 2006 anzusteigen. Insbesondere seit dem Winter 2005 ist in Peakzeiten ein systematischer Preisaufschlag auf die Grenzkosten zu beobachten; dies legt Rückschlüsse auf strategisches Unternehmensverhalten nahe.

Abbildung 21 illustriert neben dem Aufschlag der beobachteten Marktpreise auf die Grenzkosten mit der Einpreisung von CO₂-Zertifikaten auch den Aufschlag auf die „reinen“ Grenzkosten der Erzeugung (Bezugspunkt Dezember 2005). Hier zeigt sich definitionsgemäß ein stärkerer Aufschlag. Jedoch ergibt sich auch bei Berücksichtigung der vollen Einpreisung von CO₂-Zertifikaten das oben erläuterte Ergebnis einer erheblichen Abweichung zwischen beobachtetem Preis und zugrunde liegenden Grenzkosten.

Abbildung 20: Preisaufschlag auf Grenzkosten, 2005-2006, Peak (8 Uhr bis 20Uhr)

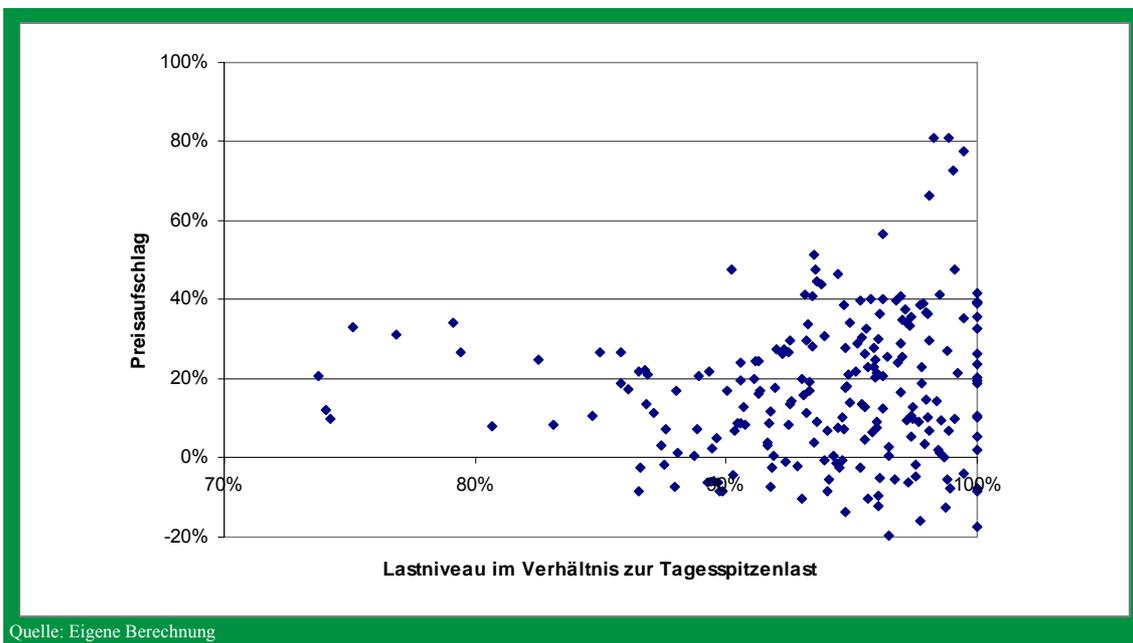
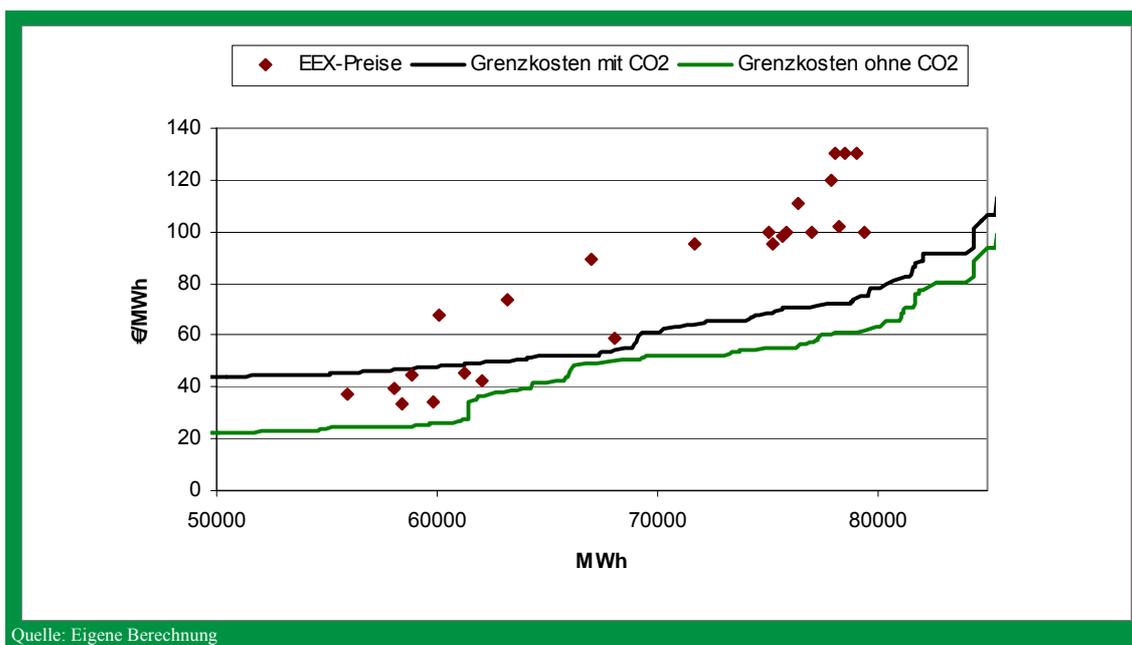


Abbildung 21: Gegenüberstellung von Preisen und Grenzkosten, 21.12.2005



8.3.3 Sensitivitätsanalysen

In diesem Abschnitt erfolgt eine Sensitivitätsanalyse der Ergebnisse, um einerseits statistische Schwankungen zu berücksichtigen und zum anderen die Ergebnisse robuster gegen mögliche Verzerrungen aufgrund fehlender Informationen zu machen.³⁹ Die Sensitivitätsanalyse ist insbesondere geeignet, um ein hypothetisches Angebots-Nachfragegleichgewicht unter Wettbewerbsbedingungen zu simulieren und damit einen Bezugspunkt für die hier vertretene These erheblicher Abweichungen zwischen Grenzkosten und Preisen zu schaffen.

Aufgrund der zur Kapazitätsgrenze hin steil ansteigenden Angebotsfunktion führen bereits geringe Änderungen von Angebot oder Nachfrage zu erheblichen Gleichgewichtsverschiebungen, insbesondere in Spitzenlastzeiten. Anhand des Fundamentalmodells wird daher ermittelt, bei welcher (hypothetischen) Kapazität es zu einem Ausgleich zwischen den EEX-Großhandelspreisen und Grenzkosten käme. Sofern hier größere Abweichungen zu den beobachteten Werten entstehen, legt dies nahe, dass der Einfluss fehlender Informationen nicht als vollständige Erklärung herangezogen werden kann. In diesem Fall ist das Ergebnis – Preisaufschläge und die Vermutung strategischen Verhaltens auf der Anbieterseite – robust.

Für das Jahr 2004 ergibt die Sensitivitätsanalyse eine durchschnittliche Abweichung von 9 GW. Das bedeutet, dass die reale Nachfrage 9 GW höher oder die zur Verfügung stehende Kapazität um 9 GW niedriger hätte sein müssen als im Modell angenommen. Der Betrag von 9 GW ist im Verhältnis zur Jahresspitzenlast in Deutschland (ca. 80 GW) erheblich. Für bestimmte Monate

³⁹ Dies gilt insbesondere in den Bereichen Regelenergie und Importe/Exporte. Das Fehlen der Regelenergiekosten dürfte eine tendenzielle Überschätzung der Preisaufschläge verursachen. Der Einfluss des grenzüberschreitenden Handels ist weniger spezifisch, da einerseits inländische Kapazität vom verfügbaren Angebot abgezogen wird, aber andererseits ausländische Kapazität auf den Markt kommt.

zeigen sich noch höhere Abweichungen, u. a. ergeben sich im Mai, Juni, September und November des Jahres 2004 durchschnittliche Abweichungen von mehr als 10 GW und Maximalabweichungen von bis zu 19 GW. Diese Differenzen können nicht vollständig durch fehlende Informationen begründet werden und legen daher den Schluss nahe, dass die beobachteten EEX-Preise signifikant von den Grenzkosten der Erzeugung abweichen. Auch für die Jahre 2005 und 2006, d. h. die Periode mit CO₂-Zertifikaten, ergeben sich erhebliche Kapazitätsabweichungen. In der ersten Hälfte von 2005 belaufen sich die durchschnittlichen Abweichungen (zu Peakzeiten) auf 7,3 GW, bei Höchstwerten von 16 GW. Im Sommer und Herbst 2005 ergeben sich ebenfalls Abweichungen von bis zu 10 GW. Im Winter 2005/06 kommt es zu durchschnittlichen Abweichungen von 10,7 GW, wiederum bei Höchstwerten von knapp 16 GW. Auch im Frühjahr und Sommer 2006 bleiben die Kapazitätsabweichungen erheblich (Spitzenwerte bis zu 10 GW).

Die Sensitivitätsanalyse der Kapazitäten stützt somit die Aussagen der Preisanalyse, dass es erhebliche Differenzen zwischen einem wettbewerblichen Ergebnis und den beobachteten Werten gekommen ist. Eventuell nicht berücksichtigte Daten reichen zur Erklärung dieser Differenz nicht aus. Insgesamt erlaubt das hier entwickelte Fundamentalmodell somit die belastbare Aussage, dass der deutsche Großhandelsmarkt kein wettbewerbliches Ergebnis widerspiegelt; der ökonomische Grundsatz „Preis=Grenzkosten“ wird nicht erreicht.

9 Weitere modellgestützte Marktanalysen

Neben dem Fundamentalmodell werden im Folgenden weitere modellgestützte Analysen des Großhandelsmarktes dargestellt. Diese beschränken sich naturgemäß auf einen bzw. wenige Aspekte. Anhand eines ökonometrischen Modells wird die asymmetrische Weitergabe von CO₂-Zertifikatspreissteigerungen und –senkungen nachgewiesen (Abschnitt 9.1). Die Simulation von Angebotsgleichgewichten zeigt das beträchtliche Marktmachtpotential des dominanten Duopols (Abschnitt 9.2). Ein Regimewechselmodell belegt die geringere Wettbewerbsfähigkeit des deutschen Großhandelsmarktes im Verhältnis zum Britischen (Abschnitt 9.3). Auch die gegenwärtige Funktionsweise der Regelenenergiemärkte bietet über die Möglichkeit, Kapazität vom Großhandel abzuziehen, sowie über die kleinteilige Struktur Potential zur Marktmachtausübung (Abschnitt 9.4). Eine Analyse des grenzüberschreitenden Handels zeigt eine ineffiziente Kapazitätsnutzung der Übertragungsleitungen, was ebenfalls einer Marktineffizienz entspricht (Abschnitt 9.5).

9.1 Asymmetrische Kostenweitergabe von CO₂-Zertifikatspreisen

CO₂-Zertifikatspreise werden asymmetrisch in die Elektrizitätsgroßhandelspreise eingepreist. Dies spricht somit gegen die Existenz eines rein wettbewerblichen Marktes. Anhand eines ökonometrischen Modells wird in diesem Abschnitt gezeigt, dass der Preisanstieg auf dem

Markt für CO₂-Zertifikate in stärkerem Maße zu einer Elektrizitätspreissteigerung führt, als es analog im Fall von Preissenkungen der Fall ist.

Im Fall eines wettbewerblichen Großhandelsmarktes wirken sich Veränderungen an den Fundamentaldaten, z. B. den Rohstoff- und Zertifikatspreisen, direkt und unmittelbar in Preisänderungen aus. Steigen die Rohstoff- bzw. Zertifikatspreise, so müssten die Preise analog steigen; ebenso müsste ein Rückgang von Rohstoff- bzw. Zertifikatspreisen unmittelbar zu fallenden Elektrizitätspreisen führen. Insbesondere im Rahmen der Einführung des CO₂-Zertifikatehandels ist es zu einer Diskussion über die Möglichkeit einer asymmetrischen Einpreisung gekommen; hierunter versteht man eine stärkere Weitergabe von Kostensteigerungen als von Kostensenkungen. Dies ist nur möglich, wenn der Großhandelsmarkt nicht vollständig wettbewerblich strukturiert ist.

Die Struktur der Kostenweitergabe lässt sich anhand eines Regressionsmodells überprüfen. Dazu werden die Preisveränderungen auf dem Elektrizitätsmarkt durch vier Variablen erklärt: Eine Konstante, einen Zeittrend, den Einpreisungsfaktor von Erdgaspreisänderungen sowie den Einpreisungsfaktor von Preisänderungen von CO₂-Zertifikaten. Durch eine statistische Analyse der Marktdaten ist es somit möglich, den Einfluss der Änderung fundamentaler Faktoren wie dem Erdgaspreis auf den Elektrizitätspreis zu ermitteln.

Die Symmetrie bzw. Asymmetrie der Kostenweitergabe wird über zwei unterschiedliche Koeffizienten (Einpreisungsfaktoren) ermittelt, welche jeweils für Kostensteigerungen bzw. Kostensenkungen in das Modell integriert werden (asymmetrischer Fall). Diese Werte werden mit einem symmetrischen Modell verglichen, bei dem lediglich ein Koeffizient für Kostensteigerungen und –senkungen ermittelt wird, unabhängig davon, ob es sich um eine Steigerung oder Senkung handelt (symmetrischer Fall). Sollte sich nun im asymmetrischen Fall ein Anstieg der Kosten stärker auf den Elektrizitätspreis auswirken als eine Senkung und zudem das asymmetrische Modell eine höhere statistische Signifikanz als das symmetrische Modell aufweisen, so ist davon auszugehen, dass Kostenerhöhungen stärker an den Großhandelsmarkt weitergegeben werden als Kostensenkungen.

Tabelle 4 fasst die Werte der Analyse zusammen. Datengrundlage sind neunwerkstägig rollende Durchschnittspotpreise für Elektrizität an der EEX, für Erdgas an der TTF und für Emissionszertifikate an der EEX in den Jahren 2005 und 2006.⁴⁰ Die durch das Regressionsmodell ermittelten Parameter für Preissteigerungen bei CO₂-Zertifikaten (Grundlast 2.2, Spitzenlast 3.1) sind durchweg größer als die entsprechenden Werte für Preissenkungen (Grundlast 0.7, Spitzenlast 0.7). Wie sich mit einem F-Test zeigen lässt, muss die Hypothese, dass Preisanstiege und Preissenkungen von CO₂-Zertifikaten gleichstark auf den

***CO₂-Preis-
änderungen
werden
asymmetrisch
weitergegeben***

⁴⁰ Auf die Berücksichtigung von Kohlepreisen wurde verzichtet, da diese nur geringfügigen täglichen Schwankungen unterliegen.

Elektrizitätspreis wirken, verworfen werden.⁴¹ Dies ist ein Anzeichen für eine *asymmetrische* Kostenweitergabe: Eine Erhöhung des Zertifikatspreises wird tendenziell stärker auf die Elektrizitätspreise aufgeschlagen als eine Senkung des Preises von den Preisen abgezogen wird.⁴²

Abbildung 24 zeigt das asymmetrische Preisanpassungsverhalten schematisch auf: Dem Anstieg der Zertifikatspreise folgt praktisch zeitgleich ein in der Größe entsprechender Anstieg der Elektrizitätspreise. Fällt jedoch der Zertifikatspreis, ist der Elektrizitätspreistrückgang erheblich geringer. Im Ergebnis ergibt sich für einen ceteris paribus konstant gebliebenen Zertifikatspreis ein gestiegener Elektrizitätspreis. Dies ist Ausdruck eines unvollständigen Marktes.

Tabelle 3: Zusammenhang von Kostenveränderungen und Preisveränderungen im deutschen Großhandelsmarkt, 2005-2006

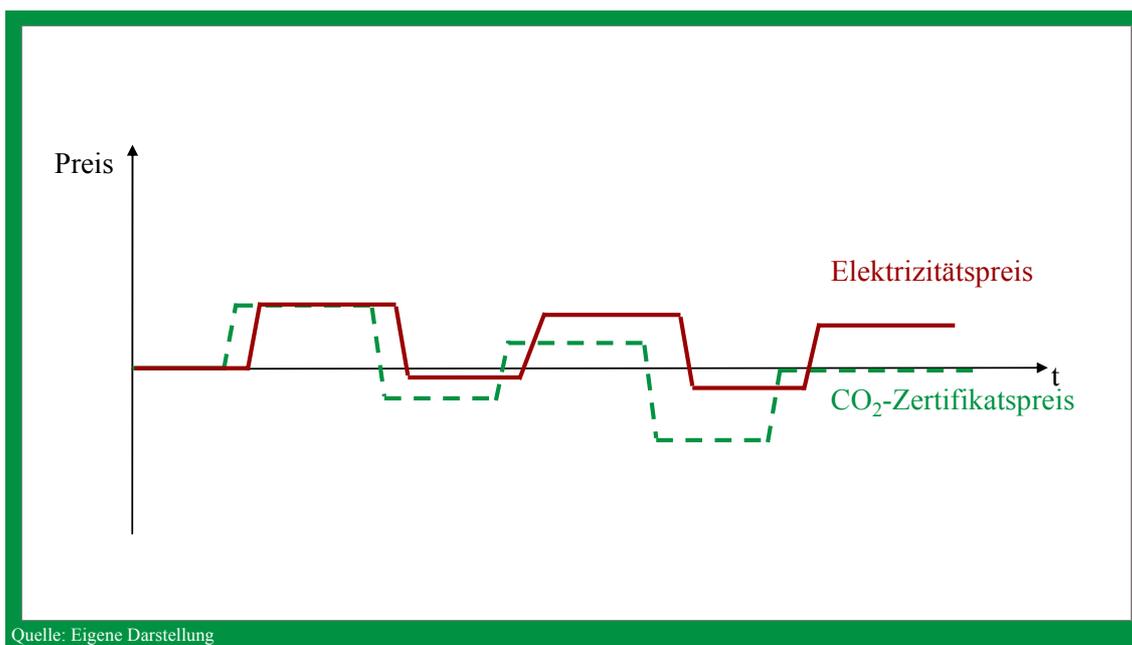
		Einpreisungsfaktoren					Gütemaß [R ²]
		Kon- stante	Zeit- trend	Erdgas- preis	CO ₂ -Preis		
Modell					Anstieg	Senkung	
Grund- last	<i>symmetrisch</i>	-5.6**	0.04**	2.5**	1.1**		0.31
	<i>asymmetrisch</i>	-8.4**	0.05**	2.6**	2.2**	0.7	0.31
Spitzen- last	<i>symmetrisch</i>	-8.7**	0.07**	3.6**	1.4**		0.27
	<i>asymmetrisch</i>	-13.2**	0.07**	3.8**	3.1**	0.7	0.27

Quelle: Eigene Berechnung, Signifikanzniveau: ** 1%, * 5%

⁴¹ Die F-Test-Statistik für die Gleichheit von asymmetrischen und symmetrischen Modell beträgt in der Spitzenlast 4.93 und in der Grundlast 5.00. Der kritische Wert auf dem 95% Konfidenzniveau liegt bei 3.87, weshalb die Nullhypothese in beiden Fällen abgelehnt werden muss.

⁴² Bei der Interpretation der Ergebnisse ist zu beachten, dass der Vergleich rollender Durchschnitte autokorrelierte Residuen impliziert, dass CO₂- und Erdgaspreise (schwach) korreliert sind und dass das Gütemaß der Schätzung gering ist; daher sind die einzelnen Parameterschätzer nicht effizient. Aufgrund der einfachen Schätzgliederung werden andere Erklärungsfaktoren u. U. vernachlässigt (z. B. Nachfrageschwankungen). Diese Faktoren haben jedoch keinen entscheidenden Einfluss auf die Aussage bzgl. der Analyse asymmetrischer Kostenweitergabe.

Abbildung 22: Asymmetrische Kostenweitergabe



9.2 Marktmachtpotential bei Angebotsfunktionsgleichgewichten („Supply Function Equilibria“)⁴³

9.2.1 Marktmacht im Duopol

Wie in Teil I beschrieben, ist die Modellierung von strategischem Verhalten in Elektrizitätsmärkten komplex. Insbesondere kommt den Verhaltensannahmen erhebliche Bedeutung zu. In der Weiterentwicklung des Cournot-Ansatzes liegt derzeit der „Rand der Forschung“ in Modellen von Angebotsfunktionsgleichgewichten (Supply Function Equilibria (SFE)). Auf Basis des SFE-Modells von Green und Newbery (1992) wurde im Rahmen des Gutachtens ein Modell des deutschen Elektrizitätsmarktes entwickelt, welches die Auswirkung oligopolistischer Strukturen verdeutlicht. Für die Nachfrage und Brennstoffkosten wurden Referenzpreise und –mengen, aus dem Winter 2004 verwendet. Ziel des Modells ist es, die Preisaufschläge in unterschiedlichen Wettbewerbsszenarien darzustellen.

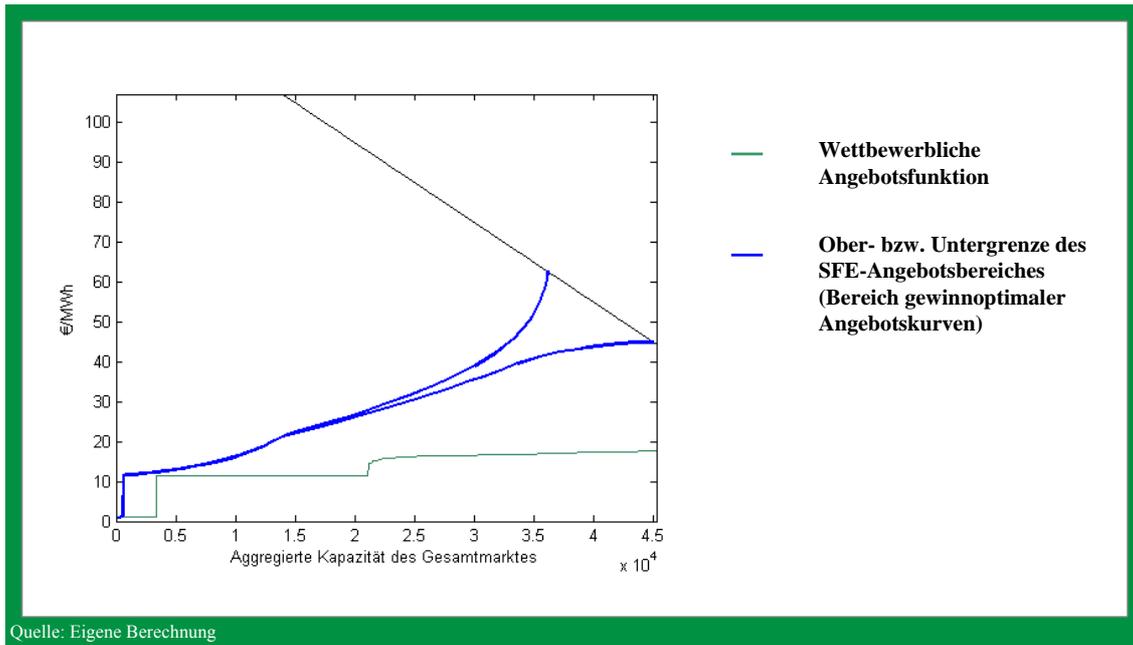
Referenzfall ist ein Duopol im deutschen Markt mit ca. 60% Marktanteil (Bundeskartellamt, 2006, S. 45) Darüber hinaus gibt es einen als Preisnehmer modellierten „wettbewerblichen Rand“ aller anderen Anbieter. Die Duopolisten sehen sich somit einer residualen Nachfrage gegenüber, die sich durch die Gesamtnachfragefunktion abzüglich der von den preisnehmenden Unternehmen gedeckten Nachfrage ergibt. Aufgrund mathematischer Restriktionen sind sowohl die Kapazitäten, als auch die Nachfragen beider Anbieter symmetrisch aufgeteilt. Die Ergebnisse dienen somit der *generellen Bewertung* einer duopolistischen Marktstruktur.

*Der deutsche
Elektrizitäts-
markt weist ein
hohes
Marktmacht-
potential auf*

⁴³ Dieser Abschnitt beruht auf den Forschungsarbeiten von Ina Rumiantseva, TU Dresden, EE².

Abbildung 23 zeigt den Bereich an gewinnoptimierenden Angebotsfunktionen, welche die Duopolisten am Markt anbieten werden (dunkle Linien); diese müssen mit der wettbewerblichen Angebotsfunktion (helle Linie) verglichen werden. Im vorliegenden Fall ergeben sich sehr starke Anreize, die Marktmacht gewinnsteigernd einzusetzen: Grenzkostenpreise im Bereich von 20 €/MWh stehen Gebotspreisen im Bereich von 40-50 €/MWh entgegen. Das Modell weist somit bei der in Deutschland gegebenen Marktstruktur eines dominanten Duopols auf ein erhebliches Marktmachtpotential hin.

Abbildung 23: Supply Function Equilibria für das Duopol auf dem deutschen Erzeugungsmarkt



9.2.2 Wettbewerbliches Marktergebnis im Fünf-Firmen-Oligopol (Quintopol)

Das Modell kann auch für einen Vergleich unterschiedlicher Marktstrukturen verwendet werden. Im Folgenden wird daher die Marktstruktur in Deutschland unter Berücksichtigung aller Anbieter (vier große Verbundunternehmen und etwa 20% weitere Unternehmen) modelliert. Dafür werden fünf Erzeugergruppen simuliert, welche eine symmetrische Kraftwerksstruktur aufweisen. Das Modell ermittelt für die symmetrische Marktconstellation einen Bereich optimaler Angebotskurven, welche sich aus dem Gewinnkalkül der fünf Anbieter ergibt. Dieser Bereich liegt oberhalb der Grenzkostenkurve und unterhalb der Cournotangebotskurve (vgl. Abbildung 24).⁴⁴

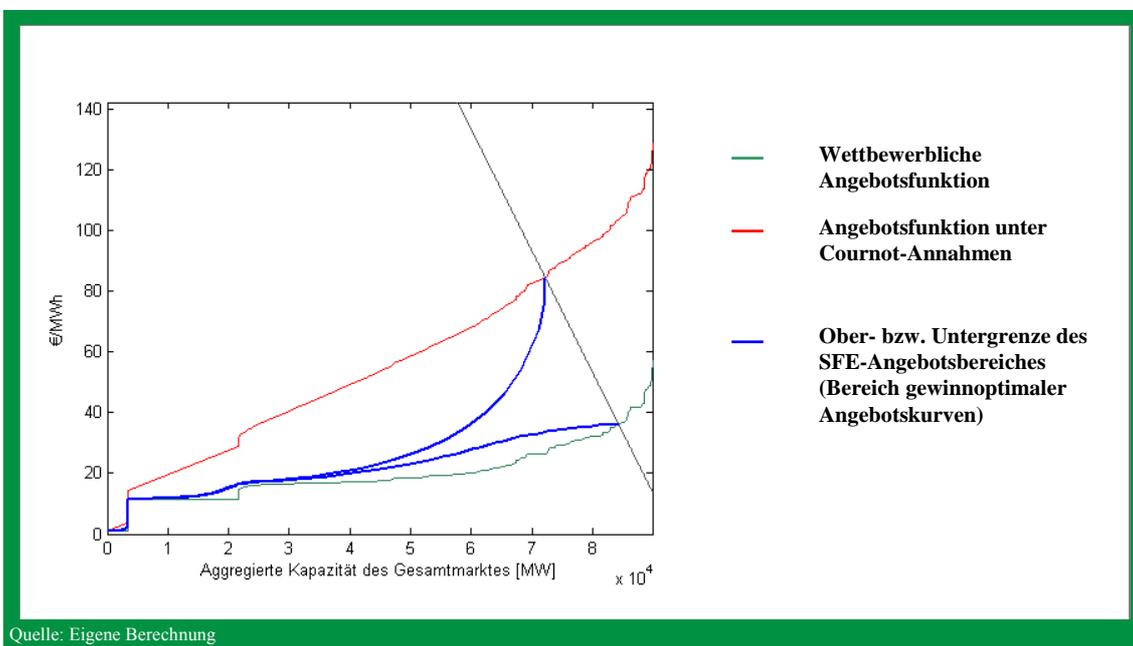
Das Ergebnis zeigt im Vergleich zum Duopolmodell, dass verschärfter Wettbewerb in der Erzeugung zu einem wettbewerblichen Marktergebnis führen kann. Insbesondere liegt die untere Angebotsfunktion signifikant näher an der wettbewerblichen Angebotsfunktion als im Duopolfall. Die zu erwartenden Aufschläge können somit deutlich niedriger ausfallen als bei

*Wettbewerb mit
mehr Spielern
führt zu
niedrigeren
Preisen*

⁴⁴ Dabei ist anzumerken, dass für das Duopolmodell die Annahme wettbewerblichen Verhaltens aller weiteren Anbieter gilt.

zwei dominanten Anbietern. Die obere Begrenzung des Angebotsbereiches liegt im Spitzenlastbereich über der im Duopolfall. Somit sind auch höhere Aufschläge möglich. Da alle Angebotsfunktionen innerhalb der Grenzen wahrscheinliche Marktausprägungen darstellen, lässt sich sagen, dass im Durchschnitt die Marktpreise bei fünf Anbietern unter denen bei zwei dominanten Anbietern liegen, wobei zu Spitzenlastzeiten auch höhere Aufschläge möglich sind. Der Angebotsfunktionsansatz belegt somit das hohe Marktmissbrauchspotential bei wenigen Anbietern, insbesondere im dominanten Duopol. Die Struktur des deutschen Elektrizitätsmarktes weist somit theoretisch ein hohes Aufschlagspotential auf Grenzkosten auf. Eine wettbewerbliche Angebotsstruktur mit vielen Erzeugern hätte einen dämpfenden Einfluss auf die Preise.⁴⁵

Abbildung 24: Supply Function Equilibria für den deutschen Strommarkt mit fünf symmetrischen Anbietern



9.3 Vergleich der Wettbewerbsintensität auf dem deutschen und britischen Großhandelsmarkt („Regimewechselmodell“)

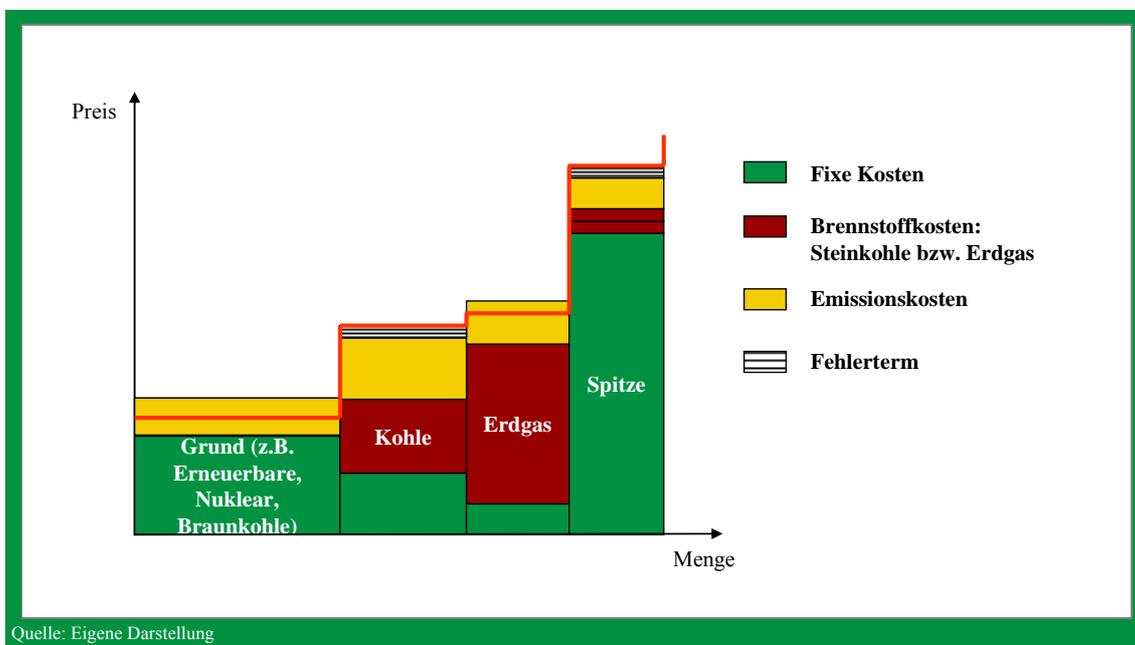
Neben Anzeichen für fehlenden Wettbewerb innerhalb des deutschen Marktes zeigt auch ein Vergleich mit dem britischen Großhandelsmarkt, dass der deutsche Markt weniger wettbewerblich gestaltet ist. Dies zeigt ein Regimewechselmodell der Spotmärkte in Deutschland und dem UK (so genanntes „Markov-Switching“). Der Ansatz analysiert den Zusammenhang zwischen den tatsächlichen Elektrizitätspreisen und den zugrunde liegenden Kosten. Konkret wird im Folgenden gezeigt, dass die Preise im UK den Grenzkosten genauer folgen als dies in Deutschland der Fall ist. Der deutsche Elektrizitätsmarkt ist offensichtlich

⁴⁵ Auch beim SFE-Ansatz gilt, dass die Angebotskurven sich mit steigender Zahl an Anbietern den Grenzkosten annähern.

weniger wettbewerblich strukturiert, da Preise vergleichsweise unabhängig von den Kosten gesetzt werden.

In einem Regimewechselmodell wird ein stochastisches Modell mit realen Kostendaten verbunden („hybrides Preismodell“). Das hier verwendete Modell simuliert die Preise unter Berücksichtigung der Brennstoffkosten, Zertifikatspreise für CO₂-Emissionen sowie stochastischen Komponenten (vgl. Abbildung 25). Dabei werden vier Angebotsarten angenommen: Grundlastversorgung, Steinkohle, Erdgas und Spitzenlast. So sollte sich z. B. der Preis in einem Mittellastfall an den Angebotskosten eines Steinkohlekraftwerkes orientieren, da dieses das marginale Kraftwerk darstellt. Der Preis hängt also zu jedem betrachteten Zeitpunkt von der momentanen Grenztechnologie (z. B. Kohle) sowie den aktuellen Kosten derselben ab. Um das Modell schätzen zu können wird eine stochastische Komponente mit möglichen positiven und negativen Ausprägungen unterstellt.

Abbildung 25: Im Regimewechselmodell unterstellte Preisbildung (schematisch)



Als Datenbasis werden folgende Preise verwendet: Der stündliche deutsche Börsenpreis (EEX), der Emissionszertifikatspreis (EEX) sowie Preise für Steinkohle (ARA) bzw. Erdgas (TTF) von niederländischen Börsen. Der Betrachtungszeitraum umfasst die Entwicklung von 2002 bis 2006. Die Schätzergebnisse legen nahe, dass das Modell die Realität der Großhandelsmärkte mit allen vier Parametern in der richtigen Größenordnung relativ gut abbildet.

Das Modell ermittelt für die 3. Stunde teilweise erheblich andere Koeffizienten für die Kosten von Kohle und Erdgas als für die 13. Stunde (vgl. Tabelle 4). Da es sich in beiden Stunden um dieselbe Technologie handelt, könnte diese Abweichung durch die Verletzung der Annahme, dass Unternehmen an der EEX zu Grenzkosten bieten, begründet werden. Insgesamt legen die Ergebnisse nahe, dass der deutsche Markt dem Idealbild der Grenzkostenpreisorientierung nicht entspricht.

Weiteren Aufschluss über die Wettbewerbsintensität des deutschen Großhandelsmarktes kann durch einen Vergleich mit einem anderen Markt erzielt werden. Mit der Intensivierung des Wettbewerbs konvergieren die Preise zu den Grenzkosten; daher wird der Erklärungsgehalt (die „Güte“) des Modells mit der Wettbewerbsfähigkeit eines Marktes zunehmen. Als Vergleichsmaßstab wird der britische Markt herangezogen. Die Datenbasis beruht auf britischen Elektrizitäts- (UKPX) und Erdgaspreise (NBP) sowie die auch für Deutschland gewählten Kohle- (ARA) und Zertifikatspreise (EEX).

Tabelle 4 fasst die geschätzten Parameter für den deutschen (EEX) und englischen (UKPX) Elektrizitätsmarkt zusammen. Die Güte der Schätzungen fällt im englischen Markt signifikant höher aus (3.Stunde: 90% vs. 82% und 13. Stunde: 78% vs. 71%). Für das Modell spricht wiederum, dass der Erklärungsgehalt in der Grundlast (3. Stunde) für beide Länder höher ist als in der Spitzenlast (13. Stunde). Der niedrigere Erklärungsgehalt für Deutschland deutet darauf hin, dass sich der deutsche Elektrizitätspreis weniger stark an den Grenzkosten orientiert als der britische Preis. Dies ist ein Zeichen dafür, dass der deutsche Großhandelsmarkt weniger wettbewerbsfähig ausgestaltet ist als der britische.

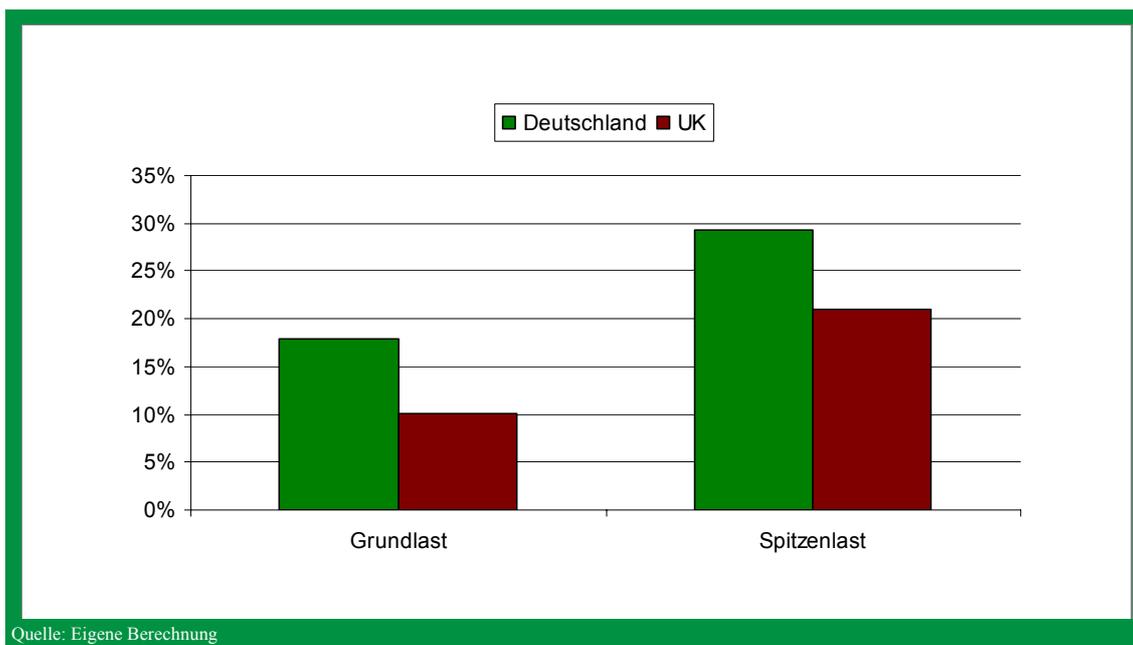
Der britische Markt ist stärker wettbewerbsfähig ausgestaltet als der deutsche

Tabelle 4: Geschätzte Parameter des Modells der Großhandelsmärkte in England (UKPX) und Deutschland (EEX), 2002-2006

Technologie	Angebotspreis [€/MWh]	Varianz	Anteil: preissetzende Technologie
EEX, 3. Stunde; Korrelationsmaß: 82%			
Grundlast	14.41	33.26	28%
Steinkohle	18.97	14.59	37%
Erdgas	26.56	12.96	35%
EEX, 13. Stunde; Korrelationsmaß: 71%			
Steinkohle	39.56	35.39	47%
Erdgas	52.68	60.53	43%
Spitzenlast	87.64	1072.91	10%
UKPX, 3. Stunde; Korrelationsmaß: 90%			
Grundlast	18.23	6.76	27%
Steinkohle	23.55	4.72	39%
Erdgas	40.27	55	34%
UKPX, 13. Stunde; Korrelationsmaß: 78%			
Steinkohle	30.49	13.41	37%
Erdgas	50.42	81.06	51%
Spitzenlast	102.68	1031.82	12%

Quelle: Eigene Berechnung

Abbildung 26: Nicht durch das Kostenmodell erklärable Preisschwankungen in Prozent



9.4 Geringe Effizienz der Regelenenergiemärkte

9.4.1 Die Regelenenergiebereitstellung in Deutschland

Regelenenergiemärkte spielen eine wichtige Rolle für die Wettbewerbsintensität von Elektrizitätsmärkten (vgl. Teil I). In Deutschland hat es zwar Ansätze gegeben, die Regelenenergiemärkte zu öffnen und durch mehr Wettbewerb effizienter zu gestalten, jedoch verbleiben erhebliche Ineffizienzen im System. Dies beeinträchtigt sowohl die Funktionsweise der Regelenenergiemärkte, als auch die der Primär-Großhandelsmärkte in Deutschland.

In Deutschland existieren derzeit vier Übertragungsnetzbetreiber, welche in ihrer jeweiligen Regelzone drei unterschiedliche Regelenenergiemärkte betreiben:

- Die *Primärregelung* wird innerhalb von 30 Sekunden zur Wiederherstellung der Sollfrequenz abgerufen. Die Primärregelung gewährleistet mittels automatisierter Anpassung des Kraftwerksoutputs eine konstante Frequenz im Netzgebiet. Gemäß UCTE-Vorgaben müssen für den gesamten UCTE-Verbundraum 3 GW an Primärregelung bereitgestellt werden, davon entfällt auf Deutschland ein proportionaler Anteil von ca. 0,7 GW. Die Primärregelleistung wird halbjährlich öffentlich ausgeschrieben. Aufgrund der eingeschränkten Teilnahmemöglichkeiten am Primärregelenenergiemarkt gibt es nur geringen Wettbewerb;
- *Sekundärregelung* wird innerhalb von fünf Minuten aktiviert, um die zuvor durch Primärregelung ausgeglichen Schwankungen mittels Sekundärregelung auszugleichen. Dadurch wird die gesamte Primärregelleistung wieder als freie Reserve zur Verfügung gestellt. Sekundärregelleistung wird halbjährlich ausgeschrieben, getrennt für positive und negative Regelleistung; auch hier ist die Wettbewerbsintensität gering;

- *Tertiärreserve* („Minutenreserve“ genannt) wird innerhalb von 15 Minuten manuell aktiviert und dient zur Wiederherstellung des Sekundärregelbandes und als Kompensation für den Ausfall von technischen Einheiten in der Regelzone. Minutenreserve wird täglich differenziert nach positiver und negativer Leistung ausgeschrieben. Seit dem 01.12.2006 erfolgt dies im Zuge einer gemeinsamen Ausschreibung der vier Netzbetreiber.

Alle Anbieter von Regelenergie müssen in einer Präqualifikation nachweisen, dass sie die technischen und ökonomischen Bedingungen der jeweiligen Regelenergieart erfüllen. Sekundärregelung und Minutenreserve können dabei auch über die Regelzonen hinweg ausgeschrieben werden, wobei ein gewisser „Kernanteil“ in der Regelzone bereitgestellt werden muss. Das Marktvolumen des deutschen Regelenergiemarktes lag 2005 bei ca. 830 Mio. €, wobei die Sekundärregelung den Großteil (55%) ausmacht (BNetzA, 2006).

Die Kosten für die Bereitstellung der *Regelleistung* sind Bestandteil der Netzentgelte. Die Kosten für die *Lieferung* von Sekundär- und Minutenreserve werden entsprechend der Netzsituation als Ausgleichsenergiekosten umgeschlagen. Jeder in einem Netzgebiet tätige Marktakteur muss hierfür einen Bilanzkreis erstellen, für den er jeweils am Vortag viertelstündlich eine ausgeglichene Energiebilanz (eingekaufte Menge = verkaufte/benötigte Menge) vorweisen muss. Durch das Zusammenfassen aller Bilanzkreise einer Regelzone wird die Gesamtabweichung in der Realisation minimiert, da positive Abweichungen eines Bilanzkreises durch negative Abweichungen eines anderen ausgeglichen werden können. Die verbleibende Fehl- bzw. Überschussmenge muss dann vom Netzbetreiber über Regelenergie ausgeglichen werden. Diese Ausgleichsenergiekosten werden nachträglich auf die Bilanzkreisverantwortlichen umgerechnet.

9.4.2 Unzureichender Wettbewerb

Der Regelenergiemarkt bietet insbesondere durch die Möglichkeit Kapazität vom Großhandel abzuziehen, Potential zur Marktchtausübung. Bei der automatischen Primärregelung werden die Vorgaben durch die UCTE (ca. 0,7 GW) vorgenommen. Bei der manuellen Regelung (Sekundär- und Minutenreserve) werden durch die UCTE lediglich Empfehlungen ausgegeben. Für die Sekundärregelung liegen diese bei ca. 1,2 GW für Deutschland. Die vier Netzbetreiber schreiben insgesamt etwa 3,3 GW aus und somit deutlich mehr als erforderlich. Im Bereich der Minutenreserve werden ebenfalls ca. 3 GW ausgeschrieben, womit insgesamt ca. 7 GW Kraftwerkskapazität für die Bereitstellung von Regelenergie dem Großhandelsmarkt entzogen werden.

Die geplante Zusammenlegung der Ausschreibungen über eine gemeinsame Internetplattform kann zwar zu einem teilweisen Abbau der Überkapazitäten führen, letztlich ist jedoch ein externes Monitoring notwendig, um die Kapazitäten der Regelenergiemärkte auf ökonomisch und technisch sinnvollem Niveau zu halten. Eine Zusammenlegung der vier Regelzonen ist auch

deswegen folgerichtig, weil dadurch ein besserer Ausgleich zwischen allen deutschen Bilanzkreisen möglich ist und somit der Gesamtbedarf an Regelenergie reduziert wird. Zusätzlich sollte die Mindestangebotsgröße so klein wie technisch und ökonomisch vertretbar gewählt werden, um möglichst vielen Anbietern die Möglichkeit zu geben, auf Regelenergiemärkten tätig zu werden.

Ein weiterer Kritikpunkt am deutschen Elektrizitätsmarkt ist die erhebliche zeitliche Trennung von Spotmarkt und Realisation, diese beträgt bis zu 24 Stunden. Somit erhöht sich die Wahrscheinlichkeit, dass die prognostizierten Bilanzkreisergebnisse in der Realisation Abweichungen aufweisen und Regelenergie benötigt wird. Die Schaffung eines möglichst zeitnahen börsennotierten Echtzeitmarktes ermöglicht es Händlern, kurzfristig auf Änderungen zu reagieren und damit ihren Bedarf an Ausgleichsenergie zu reduzieren. Dadurch kann gleichzeitig der Bedarf an Regelkapazitäten reduziert werden. Unter Marktmachtsgesichtspunkten ergeben sich dabei keine zusätzlichen Schwierigkeiten, da der Echtzeitmarkt den gleichen Bedingungen ausgesetzt ist wie der Spotmarkt. Der Vorteil liegt v. a. in der höheren Transparenz für Marktteilnehmer, welche eine bessere Kontrolle über ihre Kosten für Ausgleichsenergie erlangen. Im Ergebnis führt die derzeitige Struktur der Regelenergiemärkte in Deutschland zu Ineffizienzen auf diesen Märkten selber. Darüber hinaus führt die derzeitige Marktstruktur aber auch zu einer Verschärfung des Marktmachtproblems auf den Großhandelsmärkten.

*Der deutsche
Regelenergie-
markt ist
unnötig
zersplittert*

9.5 Ineffizienzen im grenzüberschreitenden Handel

Der deutsche Elektrizitätsmarkt ist kein isolierter Markt, sondern es bestehen mit den Nachbarländern Hochspannungsverbindungen, über welche Elektrizität im- und exportiert wird. Eine unterschiedliche Zusammensetzung der nationalen Kraftwerksparks, der Nachfrageprofile sowie der Rohstoffkosten führt dazu, dass es an unterschiedlichen Standorten unterschiedliche Erzeugungspreise gibt, und auch die Preisverhältnisse zwischen den Ländern instabil sind. So wird beispielsweise aus Dänemark häufig tagsüber importiert (billige norwegische Wasserkraft) und nachts dorthin exportiert (billige deutsche Grundlastkraftwerke). Die teilweise signifikanten Preisunterschiede zwischen den Ländern machen den internationalen Elektrizitätshandel zu einem lukrativen Geschäft für Produzenten auf beiden Seiten. Auch aus gesamtwirtschaftlicher Sicht ist ein europaweiter Elektrizitätshandel positiv zu bewerten: Es kommt insgesamt zu Preissenkungen sowie einer Steigerung der Wohlfahrt.

Allerdings sind die vorhandenen Übertragungskapazitäten begrenzt und die Transportrechte zwischen den Ländern werden inzwischen üblicherweise versteigert. Dabei wird zwischen expliziten Auktionen, bei denen nur die Leitungskapazität erworben wird, und impliziten Auktionen, bei denen Energiemengen gehandelt werden, unterschieden. Die deutschen Grenzübergangskapazitäten werden i. d. R. explizit versteigert. Dadurch bieten sich für inländische Anbieter Anreize, die Transportkapazität zu erwerben und so ausländische Anbieter vom Markt zu verdrängen (vgl. Abschnitt 3.5).

Im wettbewerblichen Fall würde ein Händler, welcher Kapazität erworben hat, diese möglichst vollständig ausnutzen. Dies ist in Realität allerdings nicht immer zu beobachten. Vielfach bleiben Leitungskapazitäten ungenutzt oder der Leistungsfluss geht vom Hochpreis- ins Niedrigpreisgebiet. Für diesen Effekt gibt es mehrere Erklärungen:

- Bei expliziten Auktionen werden Übertragungskapazitäten separat von der eigentlichen Energielieferung versteigert. Damit sind Händler gezwungen, die Preisunterschiede, welche sie ausnutzen wollen, abzuschätzen. Stellt sich heraus, dass ihre Prognose falsch war, passen sie die Nutzung der erworbenen Kapazität entsprechend an. So kann der erwartete Preisunterschied kleiner ausfallen als vermutet und sich dadurch nur noch ein Teil der geplanten Lieferung als rentabel erweisen. Ebenso kann bei falsch antizipierter Preisdifferenz eine Lieferung gänzlich unrentabel werden;
- Im engmaschigen europäischen Elektrizitätsnetz sind üblicherweise physische Lastflüsse nicht mit dem vertraglichen Austauschmengen identisch, da Elektrizität nicht der vertraglich vorgegebenen Richtung (z. B. F->D), sondern dem Weg des geringsten Widerstands folgt (z. B. F->CH->D);
- Drittens kann es im Interesse von Unternehmen mit Marktmacht liegen, kostengünstige Kraftwerkskapazität eher zu exportieren, als den heimatischen Preis zu reduzieren. Wenn ein Unternehmen ein Interesse an einem hohen Preis im eigenen Land und kein bedeutendes Interesse an einem hohen Preis im Nachbarland hat, wird es solange Elektrizität in ein Gebiet mit niedrigerem Preis verkaufen, bis der Preis dort unter den eigenen Erzeugungskosten liegt. Theoretisch kann dieses Verhalten noch verstärkt werden, indem das Unternehmen Importrechte erwirbt, um diese dann unbenutzt verfallen zu lassen.⁴⁶

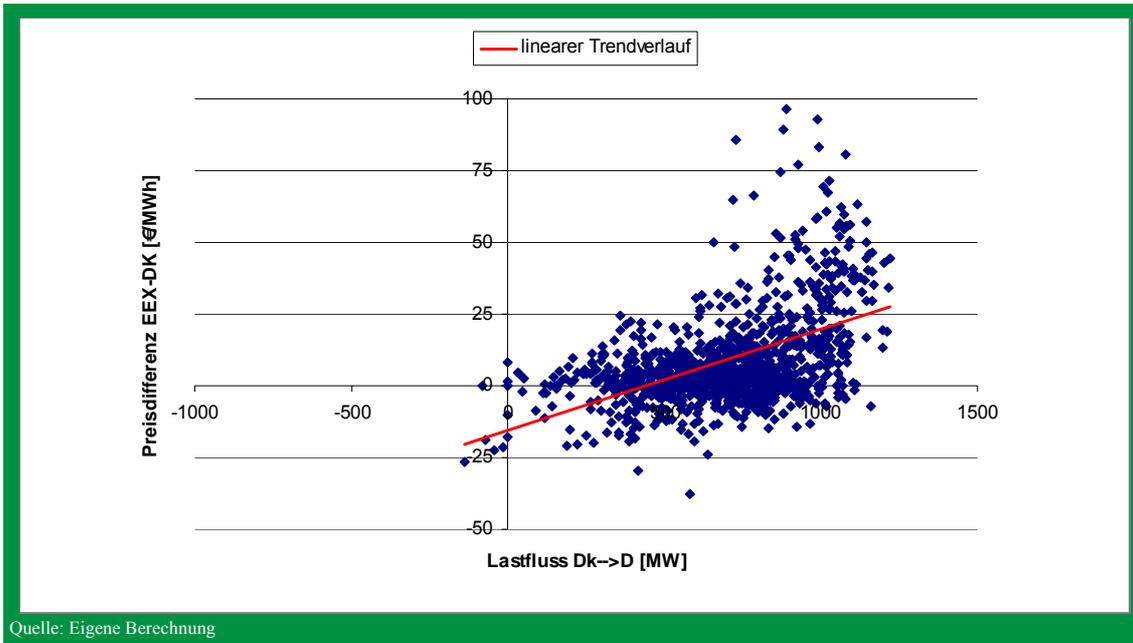
Um Verzerrungen durch technisch bedingte Ringflüsse („loop flows“) zu vermeiden, werden in dieser Studie die Grenzflüsse und Preisunterschiede zwischen Dänemark und Deutschland zwischen 2004 und 2006 untersucht. Aufgrund der Lage Dänemarks im europäischen Verbundnetz sind ungewollte Ausgleichsflüsse vernachlässigbar. Die beobachteten Lastflüsse spiegeln somit nahezu die reale Handelstätigkeit wieder.

Die Untersuchung zeigt, dass nur selten die volle Kapazität der Leitungen ausgenutzt wird. Zudem sind auch Lastflüsse entgegen der Preisdifferenz, d. h. von der teureren in die preiswertere Region erkennbar. Dabei liegen in ca. 11% der betrachteten Stunden Lastflüsse von Deutschland nach Dänemark vor, obwohl die Preise in Deutschland höher sind. Ein Anbieter muss jedoch nicht zwangsläufig die volle Leitungskapazität ausnutzen, um den heimischen Markt vor ausländischer Konkurrenz abzuschotten. Die Analyse der Leitungsauslastung in Abhängigkeit der Preisdifferenz offenbart für den Offpeakfall (20 Uhr bis 8 Uhr) einen positiven Zusammenhang: Bei steigender Preisdifferenz wird die vorhandene Grenzkapazität

⁴⁶ Theoretisch sollten laut EU-Gesetzgebung (Regulation 1228/2003) die Übertragungsrechts-Auktionsregeln ein solches Verhalten verhindern; ob dies in der Praxis tatsächlich gilt ist jedoch fraglich.

stärker ausgelastet.⁴⁷ Zu Peakzeiten (8 Uhr bis 20 Uhr) ist dieser Trend nur schwach ausgeprägt und es ist ein höhere Streuung der Werte zu erkennen (vgl. Abbildung 26).⁴⁸ Die Abweichung zu Spitzenlastzeiten vom erwarteten Trend kann durch strategisches Verhalten einzelner Anbieter verursacht werden. Ein direkter Nachweis von Marktmachtausübung ist damit allerdings nicht gegeben.

Abbildung 27: Lastflüsse zwischen Deutschland und Dänemark in Abhängigkeit der Preisdifferenz, Peak (8 Uhr bis 20 Uhr), 2004-2006



10 Fazit

Marktmacht ist auf den meisten Elektrizitätsmärkten der Welt ein bedeutendes Problem. Dies erklärt sich sowohl aus der vormals monopolistischen Struktur vieler Elektrizitätsmärkte, der vielerorts beibehaltenen vertikalen Verbindung von Elektrizitätserzeugung und Übertragungsnetzen sowie einer bestimmten kritischen Größe von Erzeugungsunternehmen. Beim Versuch, den Wettbewerb in den Elektrizitätsmärkte zu intensivieren, spielen Ansätze zur Verringerung der Marktmacht eine besonders wichtige Rolle.

Trotz methodischer Schwierigkeiten, Marktmacht genau zu messen und zuzuordnen, herrscht in der Literatur ein weitgehender Konsens, dass mit den vorliegenden Indizes und Modellen ausreichende Sicherheit zur Einschätzung von Marktmachttatbeständen vorliegen. Dies ist insbesondere in den Märkten der Fall, welche sich durch eine hohe Transparenz und öffentliche Verfügbarkeit der Daten auszeichnen (UK, USA). In Kontinentaleuropa, u. a. auch in Deutschland, ist das Thema bisher unzureichend problematisiert worden und die vorhandene

⁴⁷ Das Bestimmtheitsmaß (R^2) für die Analyse der Grundlastwerte beträgt 0,68 (bei Bildung durchschnittlicher Werte für Preisdifferenz und Lastfluss mit jeweils 10 Werten, sortiert nach Preisdifferenz).

⁴⁸ Das Bestimmtheitsmaß (R^2) beträgt 0,19.

empirische Evidenz ist dünn. Der überwiegende Teil der vorhandenen Studien legt jedoch nahe, dass die kontinentaleuropäischen Märkte nicht ausreichend wettbewerblich strukturiert sind.

Die vorliegende Evidenz zu den Elektrizitätsmärkten in Deutschland legt nahe, dass Marktmacht bei der Preisbildung eine Rolle spielt. Sowohl jüngere Studien zur Problematik, als auch das umfangreiche Instrumentarium dieses Gutachtens legen nahe, dass sich die Großhandelsmärkte in Deutschland nicht an einem wettbewerblichen Referenzpunkt orientieren, sondern durch oligopolistische Strukturen und Preis- bzw. Mengenbildungen charakterisiert sind. Dies zeigen ein Fundamentalmmodell des deutschen Marktes, die Analyse der asymmetrischen Kostenweitergabe von CO₂-Zertifikatspreisen, ein Regimewechselmodell für Deutschland im Vergleich mit England, eine theoretische Analyse von Angebotskurven im engen Oligopol, die Funktionsweise der Import- und Exportmärkte sowie eine Betrachtung der Regelenenergiemärkte.

Angesichts des unzureichenden Wettbewerbs auf den deutschen Elektrizitätsmärkten sind eine stärkere ordnungspolitische Ausrichtung der Energiepolitik sowie eine aktive Wettbewerbspolitik in diesem Bereich anzuraten. Zu den möglichen Maßnahmen einer aktiven Wettbewerbspolitik gehören die Entflechtung bestehender Kraftwerkskapazitäten von marktbeherrschenden Unternehmen (Divestiture), Verkauf von „virtuellen“ Kraftwerkskapazitäten, Öffnung von Langfristverträgen alteingesessener Unternehmen (Release), Steigerung der nutzbaren Kuppelkapazitäten, vertikale Entflechtung sowie die aktive Förderung von Markteintritt.

11 Referenzen

- Allaz, Blaise, und Jean-Luc Vila (1991): Cournot Competition, Forward Markets and Efficiency. *Journal of Economic Theory*, Vol. 59, No. 1, S. 1-16.
- Anderson, Steven Craig (2004): *Analyzing Strategic Interaction in Multi-Settlement Electricity Markets: A Closed-loop Supply Function Equilibrium Model*. Harvard University, Cambridge, Massachusetts.
- Bolle, Friedel (1992): Supply Function Equilibria and the Danger of Tacit Collusion: The Case of Spot Markets for Electricity. *Energy Economics*, Vol. 14, No. 2, S.94-102.
- Bafa (2006): <http://www.bafa.de/1/de/aufgaben/energie/>, abgerufen am 21.08.06.
- BNetzA (2006): *BK6-06-012 Festlegung Minutenreserve Ausschreibung*. Bonn, Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6.
- Bower, John (2002): *Why Did Electricity Prices Fall in England and Wales?: Market Mechanism of Market Structure?* Oxford Institute for Energy Studies, Working Paper, EL O2.

- Botterud, Audun, Arnob Bhattacharyya, und Marija Illic (2002): *Futures and Spot Prices - An Analysis of the Scandinavian Electricity Market*. Proceedings of the 34th Annual North Americal Power Symposium, Tempe, October 2002.
- Brunekreeft, Gert (2004): Regulatory Threat in Vertically Related Markets: The Case of German Electricity, *European Journal of Law and Economics*, Vol. 17, No. 3, S. 285-305.
- Büchner, Jens und Tuncay Türkucar (2005): Optionen zur Weiterentwicklung der Regelenenergiemärkte in Deutschland. *ew*, Vol. 1/2, S. 54-57.
- Bundeskartellamt (2006): *Sachstandspapier zur Vorbereitung der mündlichen Verhandlung in Sachen Emissionshandel und Strompreisbildung*. Bonn, Bundeskartellamt, 8. Beschlussabteilung.
- Bunn, Derek und Nektaria Karakatsani (2003): *Forecasting Electricity Prices*. London, London Business School.
- Bushnell, James, Christopher Day, Max Duckworth, et al. (1999): *An International Comparison of Models for Measuring Market Power in Electricity*. Stanford University, EMF Working Paper 17.1, Energy Modeling Forum.
- Bushnell, James, Erin Mansur, und Celeste Saravia (2005): *Vertical Arrangements, Market Structure, and Competition: An Analysis of Restructured U.S. Electricity Markets*. University of California Energy Institute, CSEM WP 126.
- DEWI (2004a): *Wind Energy Use in Germany - Status 31.03.2004*. abgerufen am 04.09.2006: http://www.dewi.de/dewi_neu/englisch/themen/statistic/html/040331.htm
- (2004b): *Wind Energy Use in Germany - Status 30.06.2004*. abgerufen am 04.09.2006: http://www.dewi.de/dewi_neu/englisch/themen/statistic/html/040630.htm
- (2004c): *Wind Energy Use in Germany - Status 30.09.2004*. abgerufen am 04.09.2006: http://www.dewi.de/dewi_neu/englisch/themen/statistic/html/040930.htm
- (2004d): *Wind Energy Use in Germany - Status 31.12.2004*. abgerufen am 04.09.2006: http://www.dewi.de/dewi_neu/englisch/themen/statistic/html/043112.htm
- (2005a): *Aufstellungszahlen der Windenergienutzung in Deutschland - Stand 30.06.2005*. abgerufen am 04.09.2006: http://www.dewi.de/dewi_neu/englisch/themen/statistic/html/050630.html
- (2005b): *Aufstellungszahlen der Windenergienutzung in Deutschland - Stand 31.12.2005*. abgerufen am 04.09.2006: http://www.dewi.de/dewi_neu/englisch/themen/statistic/html/051231.html
- DWD (2005): *Datenabgabe 439/05*, stündliche Windgeschwindigkeiten von 8 Stationen, erworben vom Deutschen Wetterdienst (DWD).
- DOJ (U.S. Department of Justice) (1997): *1992 Horizontal Merger Guidelines*. Washington, D.C.

- Ellersdorfer, Ingo (2005): *A Multi-Regional Two-Stage Cournot Model for Analyzing Competition in the German Electricity Market*. Bergen, Norway, Proceedings of the 7th European Energy Conference 2005 "European Energy Markets in Transition".
- EnBW (2005): *Zahlen, Daten, Fakten 2005*. Karlsruhe, EnBW, Energie Baden-Württemberg AG.
- E.ON (2005): *Full Steam Ahead with New Energy, Power and Heat from Coal, Gas, and Biomass*. E.ON Kraftwerke GmbH.
- (2006): http://www.eon-kernkraft.com/frameset_german/main_frameset_reloader.phtml?top=http://www.eon-kernkraft.com/Ressources/frame_head.jsp&bottom=http://www.eon-kernkraft.com/frameset_german/company/company_portraet/company_portraet.jsp abgerufen am 21.07.06.
- Europäische Kommission (2007a): *Eine Energiepolitik für Europa*. Mitteilung der Kommission an den Europäischen Rat und das europäische Parlament, KOM(2007) 1 endg.
- (2007b): *Aussichten für den Erdgas- und den Elektrizitätsbinnenmarkt*. Mitteilung der Kommission an den Europäischen Rat und das europäische Parlament, KOM(2006) 841 endg.
- (2007c): *Untersuchung des europäischen Erdgas- und des europäischen Elektrizitätssektors gemäß Artikel 17 der Verordnung (EG) Nr. 1/2003 (Abschlussbericht)*. Mitteilung der Kommission an den Europäischen Rat und das europäische Parlament, KOM(2006) 851.
- EWI/Prognos (2005): *Energierreport IV. Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030*. Oldenburg Industrieverlag, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln.
- Gampe, Uwe (2004): *Umweltaspekte von Energieanlagen*. Institut für Energietechnik, Technische Universität Dresden, Vorlesungsunterlagen.
- Glachant, Jean-Michel und François Lévêque (2005): *Electricity Internal Market in the European Union: What to do Next?* Paris / Brussels, Report of the SESSA Project for the European Commission.
- Green, Richard (1992): *Contracts and the Pool: The British Electricity Market*, Mimeo, Department of Applied Economics, Cambridge University.
- (2004): *Did English Generators Play Cournot? Capacity Withholding in the Electricity Pool*. CMI WP 41, University of Cambridge, Department of Applied Economics.
- Green, Richard, und David Newbery (1992): *Competition in the British Electricity Spot Market*. *The Journal of Political Economy*, Vol. 100, No. 5, S. 929-953.
- Harvey, Scott und William Hogan (2002): *Market Power and Market Simulations*. Cambridge, Massachusetts, Harvard Electricity Policy Group (HEPG).
- Hirschhausen, Christian von, und Hannes Weigt (2005): *Anforderungen an die Energiepolitik – Grundsätze und Strategie*. in: Bohnenschäfer, Werner, Christian von Hirschhausen, Wolfgang Ströbele, Joachim Treusch, und Ulrich Wagner (Hrsg.): *Nachhaltige*

- Energiepolitik für den Standort Deutschland - Anforderungen an die zukünftige Energiepolitik*. Berlin, Studie für den BDI.
- (2006): Infrastrukturpolitik: Mehr Wachstum durch Wettbewerb, Regulierung und Privatbeteiligung. in: Zimmermann, Klaus F. (Hrsg.) (2006): *Deutschland - was nun? Reformen für Wirtschaft und Gesellschaft*. München, Beck im dtv, S. 251-269.
- Hogan, William (1997): *A Market Power Model with Strategic Interaction in Electricity Networks*. Harvard University, Cambridge, Massachusetts.
- Hogan, William, Scott Harvey, und Todd Schatzki (2004): *A Hazard Rate Analysis of Mirant's Generating Plant Outages in California*. Toulouse Conference paper.
- Hoster, Frank (1996): *Auswirkungen des europäischen Binnenmarktes für Energie auf die deutsche Elektrizitätswirtschaft*. Oldenbourg, München.
- Hu, Xinmin, und Daniel Ralph (2005): *Using EPECs to Model Bilevel Games in Restructured Electricity Markets with Locational Prices*. Cambridge, UK, University of Cambridge, Judge Business School, manuscript.
- Joskow, Paul, und Edward Kahn (2002): A Quantitative Analysis of Pricing Behavior in California's Wholesale Electricity Market During Summer 2000. *The Energy Journal*, Vol. 23, No. 4, S. 1-35.
- Kamat, Rajnish und Shmuel Oren (2004): Two-settlement System for Electricity Markets under Network Uncertainty and Market Power. *Journal of Regulatory Economics*, Vol. 25, No. 1, S. 5-37.
- Klemperer, Paul, und Margaret Meyer (1989): Supply Function Equilibria in Oligopoly under Uncertainty. *Econometrica*, Vol. 57, No. 6, S. 1243-1277.
- Le Coq, Chloé (2004): *Long-Term Supply Contracts and Collusion in the Electricity Market*. SSE/EFI Working Paper Series in Economics and Finance, No. 552, Stockholm School of Economics, Department of Economics.
- Le Coq, Chloé und Henrik Orzen (2004): Do Forward Markets Enhance Competition? Experimental Evidence. SSE/EFI Working Paper Series in Economics and Finance, No. 506, Stockholm School of Economics, Department of Economics.
- Liski, Matti und Juan-Pablo Montero (2004): *Forward Trading and Collusion in Oligopoly*. Discussion Paper No. 12, Helsinki Center of Economic Research.
- Longstaff, Francis und Ashley Wang (2002): *Electricity Forward Prices: A High-Frequency Empirical Analysis*. Los Angeles, University of California, Working Paper 1046.
- Luo, Zhi-Quan, Jong-Shi Pang, und Daniel Ralph (1996): *Mathematical Programs with Equilibrium Constraints*. Cambridge, UK, Cambridge University Press.
- Mas-Colell, Andreu, Michael Whinston, und Jerry Green (1995): *Microeconomic Theory*. New York, Oxford, Oxford University Press.
- McDiarmid, Robert, Cindy Bogorad, und Mark Hegedus (2002): *Comments of the American Public Power Association and Transmission Access Policy Study Group on Market*

- Power, Market Monitoring, and Market Mitigation Issues in Supply Margin Assessment and Standard Market Design*. FERC Conference on Supply Margin Assessment, Docket No. PL02-08-000.
- Moselle, Boaz, David Newberry, und Dan Harris (2006): *Factors Affecting Geographic Market Definition and Merger Control for the Dutch Electricity Sector*. Brussels, The Brattle Group.
- Müller, Leonhard (2001): *Handbuch der Elektrizitätswirtschaft. Technische, wirtschaftliche und rechtliche Grundlagen*, 2. Auflage, Berlin, Springer.
- Müsgens, Felix (2006): Quantifying Market Power in the German Wholesale Electricity Market Using a Dynamic Multi-Regional Dispatch Model. *The Journal of Industrial Economics*, Vol. 54, No. 4, S. 471-498.
- Newbery, David (1984): Manipulation of Futures Markets by a Dominant Producer. in: Anderson, Richard (ed.): *The Industrial Organization of Futures Markets*. Lexington, MA, Lexington Books.
- Newbery, David (1995): Power Markets and Market Power. *Energy Journal*, Vol. 16, No. 3, S. 41-66.
- (1997): *Privatisation and Liberalisation of Network Utilities*. Department of Applied Economics, Cambridge.
- (1998): Competition, Contracts and Entry in the Electricity Spot Market. *RAND Journal of Economics*, Vol. 29, No. 4, S. 726-749.
- (2000): *Privatization, Restructuring and Regulation of Network Utilities*. The Walras-Pareto Lectures, MIT Press.
- Newbery, David und Tania McDaniel (2003): Auctions and Trading in Energy Markets - An Economic Analysis. *CRI Regulatory Review 2002/2003* Kapitel 10, S. 195-234.
- Nöther, Andreas (2006): <http://www.kraftwerke-online.de/>, abgerufen am 01.08.2006.
- Pang, Jong-Shi, Benjamin Hobbs, und Christopher Day (2004): Electricity Market Models with Conjectured Resource Price Responses. *Mathematical Programming B*, Vol. 101, No. 1, S. 57-94.
- Patten, David, Robert Sinclair, und Pallas Van Schack (2002): *Competitive Assessment of the Energy Market in New England*. Potomac Economics Ltd.
- Pfaffenberger, Wolfgang, Bernd Eikmeier, und Jürgen Gabriel (2005): *Perspektiven für die energieintensive Industrie im europäischen Strommarkt unter Berücksichtigung der Regulierung der Netzentgelte*. Bremer Energie Institut, Gutachten im Auftrag der RWE.
- Ralph, Daniel, and Yves Smeers (2006): *EPECs as Models for Electricity Markets*. Atlanta, GA, Invited Paper at the 2006 Power Systems Conference and Exposition (November 1).
- Robinson, Terry und Andrzej Baniak (2002): The Volatility of Prices in English and Welsh Electricity Pool. *Applied Economics*, Vol. 34, S. 1487-1495.

- RWE (2006): *RWE's German Power Plant Portfolio (2005)*, abgerufen am 21.08.2006:
<http://www2.rwecom.geber.at/factbook/en/electricity/generation/rwe/germanpowerplantportfolio>
- Schmidt, Ingo (2005): *Wettbewerbspolitik und Kartellrecht. Eine interdisziplinäre Einführung*. Stuttgart, Lucius & Lucius.
- Schneider, Lambert (1998): *Stromgestehungskosten von Großkraftwerken. Entwicklungen im Spannungsfeld von Liberalisierung und Ökosteuern*. Institut für angewandte Ökologie, Freiburg.
- Schröter, Jochen (2004): *Auswirkungen des europäischen Emissionshandelssystems auf den Kraftwerkseinsatz in Deutschland*. Diplomarbeit, Berlin University of Technology, Institute of Power Engineering.
- Schwarz, Hans-Günter und Christoph Lang (2006): *The Rise in German Wholesale Electricity Prices: Fundamental Factors, Exercise of Market Power, or Both?* IWE Working Paper Nr. 02, Institut für Wirtschaftswissenschaft, Universität Erlangen-Nürnberg.
- Sheffrin, Anjali (2002): *Predicting Market Power Using the Residual Supply Index*. Presented to FERC Market Monitoring Workshop December 3-4, 2002.
- Skantze, Petter und Marija Ilic (2000): *The Joint Dynamics of Electricity Spot and Forward Markets: Implications of Formulating Dynamic Hedging Strategies*. Energy Laboratory Report No. MIT-EL 00-005, Energy Laboratory, Massachusetts Institute of Technology.
- Smeers, Yves (2005): *How well can one Measure Market Power in Restructured Electricity Systems?* Louvain-La-Neuve (Belgium), CORE Discussion Paper 2005/50.
- Stoft, Steven (2002): *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*. Piscataway, NJ, IEEE Press, Wiley-Interscience.
- Sweeting, Andrew (2001): *Market Outcomes and Generator Behaviour in the England and Wales Wholesale Electricity Market 1995-2000*. Mimeo, MIT.
- Twomey, Paul, Richard Green, Karsten Neuhoff, und David Newbery (2004): *A Review of the Monitoring of Market Power*. CWPE 0504, University of Cambridge, Cambridge Working Papers in Economics.
- UCTE (2006): *Hourly Load Values of a Specific Country, Every 3rd Wednesday of a Specific Year*. abgerufen am 21.08.06:
http://www.ucte.org/statistics/onlinedata/consumption/e_default.asp
- Vattenfall (2005): *MINING & GENERATION. Energie aus dem Nordosten! Daten und Fakten 2005*. Vattenfall Europe Mining & Generation.
- VGE (2005): *Jahrbuch der europäischen Energie- und Rohstoffwirtschaft 2005*. Essen, Verlag Glückauf GmbH.
- (2006): *Jahrbuch der europäischen Energie- und Rohstoffwirtschaft 2006*. Essen, Verlag Glückauf GmbH.

- Viscusi, W. Kip, Joseph E. Harrington, and John M. Vernon (2005). *Economics of Regulation and Antitrust* 4th edition. Cambridge, MA, The MIT Press.
- Wied-Nebbeling, Susanne (2004): *Preistheorie und Industrieökonomik*. Berlin, Springer.
- Wissenschaftlicher Beirat (2006): *Wettbewerbsverhältnisse und Preise der deutschen Energiewirtschaft*. Berlin, Wissenschaftlicher Beirat beim Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Brief des Wissenschaftlichen Beirates beim BMWi an BM Glos.
- Wolak, Frank (2003): *Measuring Unilateral Market Power in Wholesale Electricity Markets: The California Market 1998 – 2000*. CSEM-114, University of California, Centre for the Study of Energy Markets.
- Wolfram, Catherine (1998): Strategic Bidding in a Multi-Unit auction: An Empirical Analysis of Bids in Supply Electricity in England & Wales. *RAND Journal of Economics*, Vol. 29, No. 4, S. 703-725
- (1999): Measuring Duopoly Power in the British Electricity Spot Market. *American Economic Review*, Vol. 89, No.4, S. 805-826.
- Zachmann, Georg (2005): *Convergence of Electricity Wholesale Prices in Europe? - A Kalman Filter Approach*. DIW Berlin Diskussionspapier 512.
- (2006): *A Markov Switching Model of the Merit Order to Compare British and German Price Formation*. Paper presented at the 21st Annual Congress of the European Economic Association, Wien.

Annex I: Fundamentalmodell

Die Grundlage des Fundamentalmodells bildet eine Kraftwerksdatenbank mit Informationen zur Erzeugungskapazität, dem Kraftwerkstyp sowie den Wirkungsgraden. Hierzu wurde auf die Liste von Kraftwerken über 100 MW des „Jahrbuchs der europäischen Energie- und Rohstoffwirtschaft“ (VGE, 2005, 2006) zurückgegriffen. Dieses gibt neben der Netto-Engpassleistung die Primärbrennstoffe sowie gegebenenfalls weitere Informationen bezüglich der technischen Spezifikationen an. Diese Informationen wurden mit weiteren öffentlich verfügbaren Daten über den Kraftwerkspark (RWE (2006), E.ON (2005), Nöther (2006)) kombiniert, um die jeweiligen Baujahre sowie gegebenenfalls die Blockaufteilung zu berücksichtigen. Aufgrund der Vielzahl sehr kleiner Wasserkraftwerke unter 100 MW wurde die sich ergebende Fehlmenge zu der in Deutschland installierten Leistung von ca. 4 GW als gebündelte Kapazität hinzugefügt.

Anhand der Kraftwerkstechnik und des Baujahres wurde eine Abschätzung des Wirkungsgrades vorgenommen. Diese basiert auf Schröter (2004) und umfasst differenzierte Entwicklungen für Stein- und Braunkohleblöcke, Gasturbinen, Gas- und Öldampfkraftwerke sowie Gas- und Dampfkraftwerke (GuD) (vgl. Abbildung 28). Für Kernkraftwerke wurde ein Wirkungsgrad von 33% angenommen (Müller, 2001). Bei Wasserkraftwerken wird von einem Wirkungsgrad von 100% ausgegangen, welcher jedoch infolge der nicht vorhandenen Brennstoffkosten irrelevant ist. Bei Pumpspeicherkraftwerken wurde eine zeitliche Staffelung der Wirkungsgrade entsprechend Müller (2001) vorgenommen.⁴⁹ Für Kraftwerke ohne bekanntem Baujahr wurde 1980 als Referenzbaujahr angenommen.

Die so ermittelten Kraftwerkswirkungsgrade werden zur Berechnung der Grenzkosten herangezogen. Die hierfür benötigten Brennstoffkosten (vgl. Tabelle 5) basieren auf Bafa (2006) und umfassen die monatlichen Erdgas- und Erdölimportpreise sowie die Quartalskohleeimportpreise. Für Kernkraftwerke wird ein Brennstoffpreis von 3 €/MWh angenommen, was zu Grenzkosten von ca. 9 €/MWh_{el} führt. Da Kernkraftwerke unter allen konventionellen Technologien die niedrigsten variablen Kosten haben, werden diese nie das marginale Kraftwerk darstellen. Dadurch kann eine Ergebnisverzerrung durch die Kostenannahme ausgeschlossen werden. Für Braunkohle wird entsprechend Schneider (1998) ein Förderpreis von 1,76 €/GJ ausgegangen, welches dem Szenario einer hohen Preisentwicklung entspricht. Damit sollten die Grenzkosten tendenziell von Braunkohlekraftwerken eher über- als unterschätzt werden. Für Wasserkraftwerke werden keine Brennstoffkosten angenommen. Für Pumpspeicherkraftwerke wird davon ausgegangen, dass diese zu Offpeakzeiten ihre Energie zur Speicherung am Markt beziehen um diese zu Spitzenlastzeiten in den Markt bieten zu können. Hierfür wurden die monatlichen,

⁴⁹ Kraftwerke mit einem Baujahr vor 1950 haben einen Wirkungsgrad von 60%, vor 1960 65%, vor 1970 70%, vor 1975 75% und später gebaute Kraftwerke haben einen Wirkungsgrad von 82%.

durchschnittlichen Offpeakspotpreise an der EEX ermittelt. Die Brennstoffkosten werden dann über den jeweiligen kraftwerksspezifischen Wirkungsgrad zur Berechnung der Grenzkosten der Erzeugung herangezogen.

Neben den Brennstoffkosten werden noch variable Betriebskosten berücksichtigt, welche Personal- und Materialkosten abdecken. Für Kohleblöcke wird von einer Pauschale von 2 €/MWh, für Kernkraftwerke 3 €/MWh und für Gaskraftwerke von 0,5 €/MWh ausgegangen (EWI, 2005). Für Wasserkraftwerke wird zudem von einer Pauschale von 1 €/MWh ausgegangen. Startkosten, sowie Kosten von Leistungswechseln („Ramping Costs“) werden nicht berücksichtigt.

Ab 2005 werden auch die Opportunitätskosten von CO₂-Zertifikaten berücksichtigt. Hierfür wurden in Abhängigkeit des Wirkungsgrades und des Brennstoffes die jeweiligen CO₂-Emissionen je MWh ermittelt (Abbildung 29). Diese wurden anschließend mit dem durchschnittlichen Monatspreis für CO₂-Zertifikate an der EEX in einen äquivalenten Kostenblock umgewandelt und zu den Grenzkosten addiert.

Abbildung 28: Wirkungsgrade von Kraftwerken in Abhängigkeit des Baujahres

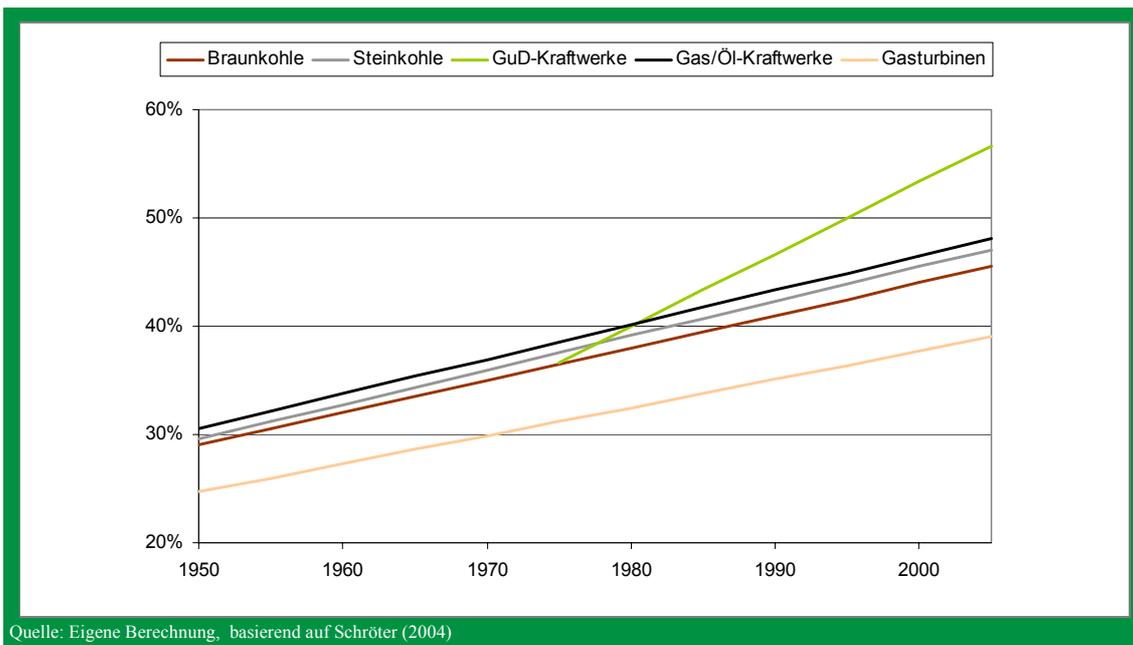
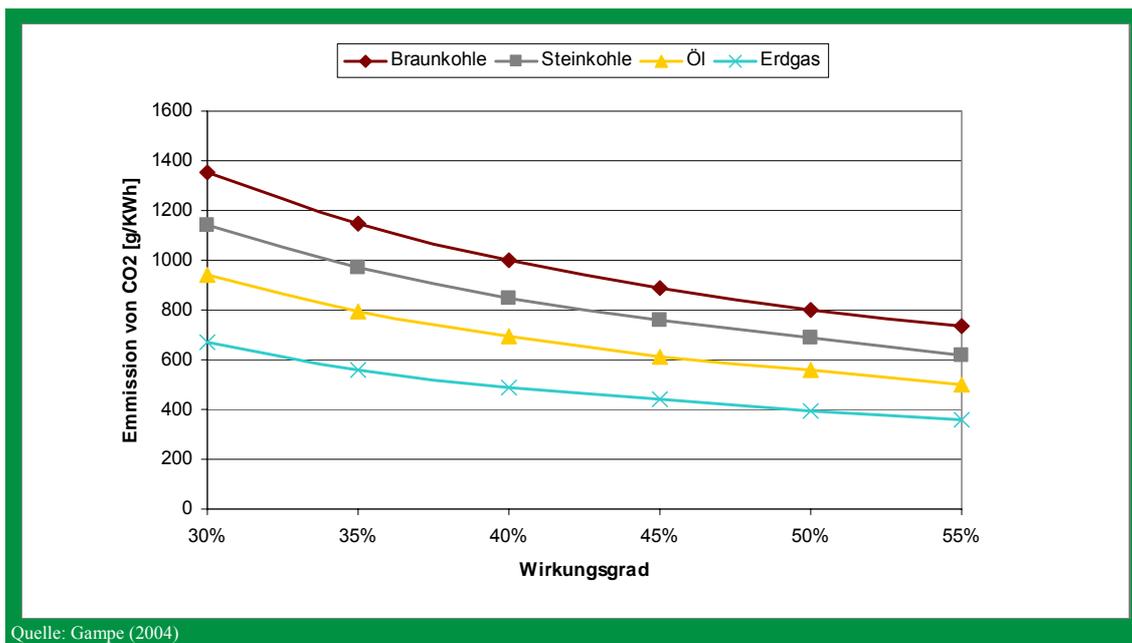


Tabelle 5: Primärbrennstoffpreise in €/MWh, 2004-2006

Monat	Erdgas	Erdöl	Steinkohle	Braunkohle	Kernkraft	PSP [Offpeakpreis EEX]	CO ₂ [€/t]
Januar, 2004	11.3	15.7	6,0	6,3	3	22.7	
Februar, 2004	11.0	15.6	6,0	6,3	3	22.8	
März, 2004	10.9	16.7	6,0	6,3	3	25.7	
April, 2004	11.1	17.1	6,8	6,3	3	21.7	
Mai, 2004	11.2	19.4	6,8	6,3	3	20.5	
Juni, 2004	11.3	18.3	6,8	6,3	3	19.3	
Juli, 2004	11.6	19.1	7,2	6,3	3	20.7	
August, 2004	11.8	21.5	7,2	6,3	3	23.8	
September, 2004	11.3	21.5	7,2	6,3	3	26.1	
Oktober, 2004	12.4	23.8	7,6	6,3	3	24.2	
November, 2004	13.0	20.7	7,6	6,3	3	23.8	
Dezember, 2004	13.3	18.7	7,6	6,3	3	24.3	
Januar, 2005	14.1	20.3	6.0	6,3	3	25.0	7.1
Februar, 2005	14.3	21.1	6.0	6,3	3	31.6	7.8
März, 2005	14.4	24.3	6.0	6,3	3	34.6	11.5
April, 2005	14.7	24.4	6.8	6,3	3	33.7	15.9
Mai, 2005	14.7	23.6	6.8	6,3	3	31.8	17.3
Juni, 2005	15.2	26.3	6.8	6,3	3	33.8	21.1
Juli, 2005	16.0	29.1	7.2	6,3	3	36.1	24.7
August, 2005	15.9	32.5	7.2	6,3	3	29.9	22.1
September, 2005	16.2	32.0	7.2	6,3	3	36.8	22.7
Oktober, 2005	17.8	30.8	7.6	6,3	3	36.9	22.5
November, 2005	18.6	29.2	7.6	6,3	3	44.0	21.7
Dezember, 2005	19.4	30.2	7.6	6,3	3	42.0	21.2
Januar, 2006	20.0	32.7	7.7	6,3	3	45.9	24.0
Februar, 2006	20.6	31.5	7.7	6,3	3	51.9	26.1
März, 2006	20.9	32.0	7.7	6,3	3	48.3	26.5
April, 2006	21.3	34.7	7.6	6,3	3	34.9	27.0
Mai, 2006	21.5	34.3	7.6	6,3	3	25.8	14.9
Juni, 2006	21.1	33.4	7.6	6,3	3	30.3	15.0

Quelle: Bafa (2006), Schneider (1998)

Abbildung 29: Spezifische CO₂-Emissionen von Energieanlagen



Die Verfügbarkeit von Kraftwerken wird über saisonale Vorfaktoren berücksichtigt (vgl. Tabelle 6). Die Auswirkungen einzelner Kraftwerksausfälle können dabei nicht berücksichtigt werden. Dadurch kann es aufgrund der Einzelstundenbetrachtung zu Verzerrungen kommen. Die sich ergebenden verfügbaren Kraftwerksengpassleistungen und Grenzkostenpaare werden anschließend aufsteigend nach Grenzkosten sortiert um die Angebotskurve des Gesamtmarktes zu erhalten. Diese stellt das wettbewerbliche Vergleichsangebot für die Analyse dar.

Tabelle 6: Verfügbarkeit von Kraftwerken (saisonal)

Kraftwerksart	Winter	Frühling/Herbst	Sommer
Laufwasser	0.62	0.58	0.66
Kernkraft	0.84	0.79	0.74
Braunkohle	0.90	0.86	0.79
Steinkohle	0.87	0.83	0.76
Gas/Öldampfkraftwerk	0.89	0.85	0.78
Gasturbine	0.90	0.86	0.79
GuD	0.91	0.87	0.80

Quelle: Hoster (1996)

Dem Angebot muss eine entsprechende Nachfrage gegenübergestellt werden. In Deutschland existieren keine öffentlich verfügbaren Informationen über die Gesamtnachfrage in stündlicher Auflösung, die Netzbetreiber geben lediglich ihre vertikale Netzlast an, welche den Leistungsfluss vom Übertragungsnetz auf die niederen Spannungsebenen darstellt. Lokale Erzeugung, wie z. B. die Windeinspeisung, werden dabei nicht berücksichtigt. Die einzige öffentliche Quelle für eine stundenscharfe Nachfrage sind die Veröffentlichungen der UCTE für

jeden 3. Mittwoch eines Monats (UCTE, 2006).⁵⁰ Diese Nachfrage umfasst die gesamte innerdeutsche Netznachfrage inklusive Verluste, jedoch nicht die Pumpspeichernachfrage.

Zur Ermittlung der exakten Nachfrage müssen weiterhin die Importe und Exporte berücksichtigt werden, Regel- und Reservekapazitäten kraftwerksscharf bekannt sein und die Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen stundenscharf einbezogen werden. Aufgrund mangelnder öffentlich zugänglicher Informationen werden weder der grenzüberschreitende Handel noch die Reservekapazitäten berücksichtigt. Bei den erneuerbaren Energien werden lediglich die Einspeisungen aus Windkraftanlagen ermittelt, Einspeisungen aus solarer Erzeugung und Biomasse bleiben unberücksichtigt. Infolge der teils gegensätzlichen Auswirkung der einzelnen Komponenten ist das genaue Ausmaß der Abweichung unklar. Exporte und Reservekapazitäten führen dazu, dass die zur Verfügung stehende Kapazität reduziert wird. Da Regelkapazitäten i. d. R. schnelle Anfahrzeiten aufweisen müssen, ist ein Teil dieser Kapazität durch ähnliche Technologie wie Spitzenlastkraftwerke, auf Erdgas- oder Ölbasis, gekennzeichnet. Diese weisen hohe Grenzkosten auf und liegen somit i. d. R. oberhalb des Marktpreises. Somit ergibt sich durch die Vernachlässigung der Regelenergie keine Abweichung im vollen Umfang der ausgeschriebenen Regelkapazität. Exporte können ebenfalls Kapazitäten unter- und oberhalb des Marktpreises in Deutschland beinhalten. Deutschland verfügt zwar über ca. 18 GW Kuppelkapazität, allerdings ist der Export nur sinnvoll wenn sich dadurch höhere Renditen als in Deutschland erzielen lassen. Zusätzlich kommt es zu Importen welche den Exporten gegenüberstehen und zu einer Reduktion der inländisch zu deckenden Nachfrage führen. Eine genaue Abschätzung ob sich Importe und Exporte neutral auf die Marktsituation in Deutschland auswirken ist nicht möglich. Da sich über Arbitragemöglichkeiten jedoch die Transportgebühren der Preisdifferenz zwischen Ländern anpassen müssten, sind langfristig keine Überrenditen durch Exporte zu erzielen und somit sollte sich der Einfluss in engen Grenzen halten. Ein weiterer wichtiger Faktor stellt die Einspeisung aus weiteren erneuerbaren Energiequellen neben der Windenergie dar. Da diese die zu deckende Nachfrage reduzieren ist durch deren Vernachlässigung eine tendenzielle Überschätzung der Nachfrage und damit des Referenzpreises gegeben.

Die Einspeisung aus Windkraftanlagen hat in den letzten Jahren deutlich zugenommen und die installierte Leistung in 2004 und 2005 von 15 bis 17 GW kann zu Schwankungen in der zu deckenden Nachfrage führen. Um diesen Umstand zu berücksichtigen, wurde auf Basis von Winddaten des Deutschen Wetterdienstes (DWD) eine stundenscharfe Abschätzung der Windeinspeisung vorgenommen und diese von der UCTE-Nachfrage abgezogen. Hierfür wurden insgesamt sechs Windzonen (Nordsee- und Ostseeküste, Westen, Osten, Mittelgebirge und Süden) gebildet, anhand von Windstationen die stundenscharfen Windgeschwindigkeiten in den Zonen am betrachteten Tag ermittelt und diese in Energiemengen umgerechnet.

⁵⁰ Diese liegen ca. 20% über der gesamtdeutschen vertikalen Netzlast.

Für die Ermittlung der Windgeschwindigkeiten wurde auf die logarithmische Höhengleichung zurückgegriffen, mit der die Umrechnung von bodennahen Windgeschwindigkeiten in beliebige Höhen möglich ist (Hau, 2003):

$$v_H = v_{ref} \frac{\ln \frac{H}{z_0}}{\ln \frac{H_{ref}}{z_0}} \quad (1)$$

mit v_H *Windgeschwindigkeit in Höhe H (60m)*
 v_{ref} *Windgeschwindigkeit in Referenzhöhe H_{ref} (10m)*
 z_0 *Rauhigkeit (0,2)*

Die so ermittelten Windgeschwindigkeitswerte wurden dann anhand einer durchschnittlichen Leistungskurve einer Windanlage in ein Leistungsäquivalent umgerechnet.⁵¹ Die Kurve weist dabei einen Bereich auf, in dem keine Energie erzeugt wird (< 3 m/s), einen Bereich steigender Leistungserzeugung (3-14 m/s), einen Bereich konstanter Erzeugung (14-25 m/s), sowie einen Abschaltbereich für zu hohe Windgeschwindigkeiten (> 25 m/s) (vgl. Abbildung 30). Diese relativen Leistungswerte wurden mit der jeweiligen installierten Windleistung der Zonen multipliziert, um die stündliche Einspeisemengen zu erhalten. Dabei wurde auf die Veröffentlichungen des DEWI (DEWI, 2004a, 2004b, 2004c, 2004d, 2005a, 2005b) zurückgegriffen, welche für jedes Bundesland die aktuell installierte Leistung aller Windkraftanlagen aufführt (vgl. Tabelle 7). Die daraus resultierenden Einspeisemengen wurden im Anschluss von der Nachfrage abgezogen, um die vom konventionellen Kraftwerkspark zu deckende Nachfrage zu erhalten. Aufgrund der regionalen Differenzen in den Windgeschwindigkeiten und der individuell unterschiedlichen Leistungscharakteristika können sowohl positive, als auch negative Abweichung zur realen Einspeisemenge auftreten. Für 2006 konnte auf die Veröffentlichungen der Übertragungsnetzbetreiber zurückgegriffen werden.

Die so ermittelte Nachfrage und Angebotskurve ergibt den wettbewerblichen Grenzkostenmarktpreis, welcher sich bei reinem Preisnehmerverhalten aller Anbieter einstellt. Diesem wird der jeweilige Marktpreis an der EEX gegenübergestellt. Eine wesentliche Abweichung der Preise nach oben kann als Indikator dafür dienen, dass die wettbewerbliche Grenzkostenbepreisung nicht funktioniert; Marktmacht hat hier höchstwahrscheinlich zu überhöhten Preise geführt. Diese Methode erlaubt aber keine Identifizierung einzelner Marktmacht ausübender Anbieter. Negative Abweichungen der Preise bei Schwachlast können durch Anbieter von Grundlastkraftwerken verursacht werden, welche das Ausschalten und Anfahren ihrer Kraftwerke durch Bieten unterhalb der Grenzkosten vermeiden wollen.

⁵¹ Basierend auf 2 Nordex AG Stationen, 2 AN Windenergie GmbH Stationen, 1 DeWind GmbH Station, 1 REpower Systems AG Station, 2 ENERCON GmbH Stationen und 1 Suzlon Energy Ltd. Station.

Abbildung 30: Leistungskurve einer durchschnittlichen Windkraftanlage

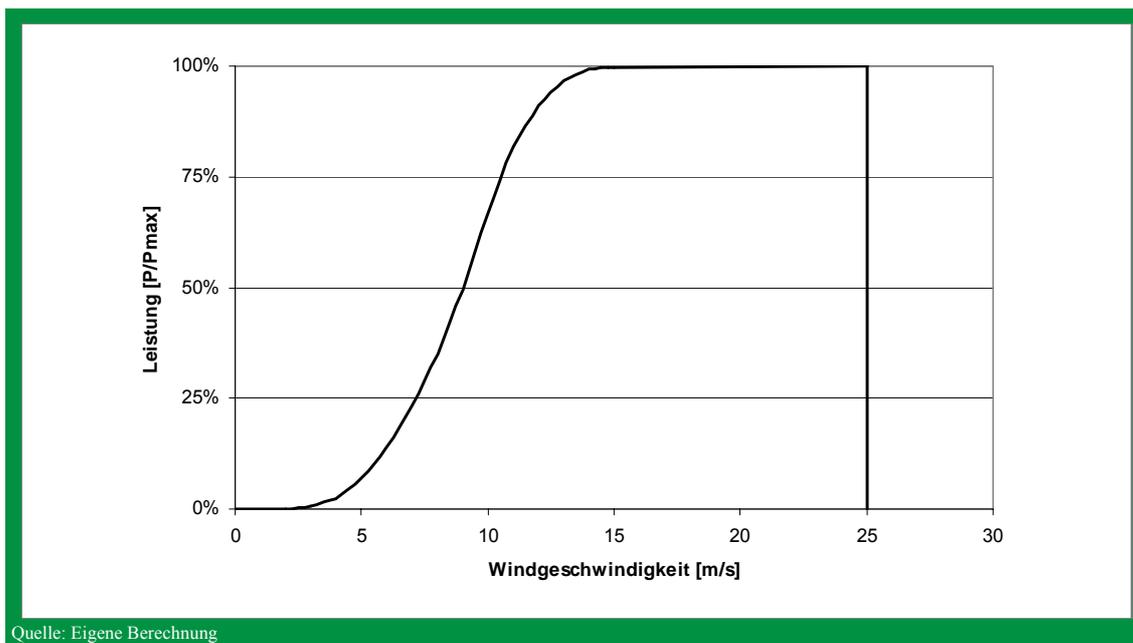


Tabelle 7: Installierte Windleistungen in MW, 2004-2005

Zone	2004				2005	
	1. Quartal	2. Quartal	3. Quartal	4. Quartal	1. Hälfte	2. Hälfte
Nordseeküste	6103	6293	6410	6725	6848	7268
Ostseeküste	936	960	990	1018	1045	1095
Westen	1870	1907	1962	2053	2115	2225
Osten	3558	3613	3702	4033	4251	4813
Mittelgebirge	2065	2128	2184	2326	2402	2507
Süden	407	426	439	473	478	520
Gesamt	14.939	15.327	15.688	16.629	17.139	18.428

Quelle: DEWI (2004a, 2004b, 2004c, 2004d, 2005a, 2005b)