

Christian von Hirschhausen, Hannes Weigt und Florian Leuthold

Wettbewerb im deutschen Elektrizitätsmarkt

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.¹ 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.

2 Wettbewerb und Marktmacht auf Elektrizitätsmärkten

Als Marktmacht wird die Fähigkeit verstanden, „Preise gewinnbringend vom wettbewerblichen Niveau zu entfernen“ [2]. Die Analyse von Marktmacht erfordert somit die Ermittlung des wettbewerblichen Preisniveaus sowie den Nachweis, dass dieses durch strategisches Unternehmensverhalten nicht erreicht wird. Im vollständigen Wettbewerb (viele „kleine“ Anbieter) ist kein Anbieter in der Lage, durch sein Handeln den Preis direkt zu beeinflussen; alle

Anbieter agieren somit als Preisnehmer. Im Oligopol (mehrere große Anbieter) hat das Verhalten eines Produzenten aufgrund seines Marktanteils Auswirkungen auf den Markt und damit gegebenenfalls auf das Verhalten der übrigen Anbieter.

Elektrizitätsmärkte weisen neben dem oligopolistischen Charakter weitere Besonderheiten auf, welche bei einer Analyse von Marktmacht in Elektrizitätsmärkten berücksichtigt werden müssen. Dazu gehören die Nichtspeicherbarkeit von elektrischer Energie 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 im Bereich der Grundlastversorgung und einen starken Anstieg durch teure Energieträger im Spitzenlastbereich nahe der Kapazitätsgrenze gekennzeichnet. Es existieren verschiedene interagierende Märkte für Elektrizität, die sich gegenseitig im Preisbildungsprozess beeinflussen können.

Marktmacht auf Elektrizitätsmärkten lässt sich auf drei Ebenen analysieren [3]:

- Strategische Ausübung von Marktmacht,
- Auswirkungen auf Menge und Preis,
- Auswirkungen von Marktmacht auf die Verteilung von Renten und sozialer Wohlfahrt.

Prinzipiell gibt es zwei Möglichkeiten, Marktmacht auszuüben: die physische Zurückhaltung von Erzeugungskapazitäten

¹ Die Liberalisierung von Elektrizitätsmärkten wirft eine Vielzahl von Problemen auf. Man befindet sich in einem Spannungsfeld von Jurisdiktion, Ökonomie, Politik und Technik. Unsere Arbeit beleuchtet (techno-)ökonomische Aspekte von Marktmacht und Preisbildung auf dem deutschen Elektrizitätsgroßhandelsmarkt. Eine Analyse rechtlicher Aspekte des Liberalisierungsprozesses findet sich in [1].

Die vorliegende Arbeit analysiert Marktmachtaspekte und die Preisbildung auf dem deutschen Elektrizitätsgroßhandelsmarkt. Der deutsche Elektrizitätsmarkt wird laut Bundeskartellamt 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. Dieser Beitrag weist anhand mehrerer Modelle nach, dass die deutschen Elektrizitätsmärkte nicht ausreichend wettbewerblich strukturiert sind. Angesichts des unzureichenden Wettbewerbs auf den deutschen Elektrizitätsmärkten sind eine stärkere ordnungspolitische Ausrichtung der Energiepolitik sowie eine aktive Wettbewerbspolitik in diesem Bereich anzuraten.

This paper analyses price formation and market power on Germany's wholesale electricity markets. Electricity generation in Germany is dominated by a duopoly with a market share of about 60 %, while the four largest suppliers own about 90 % of the generation capacity. The few existing studies of wholesale electricity prices suggest that such market dominance leads to prices out of line with competitive market outcomes. Several quantitative models are developed here and reveal an insufficient level of competition in generation and trading. It can be concluded that the German electricity sector requires a more robust competitive market structure, accompanied by corresponding improvements in regulatory policies.

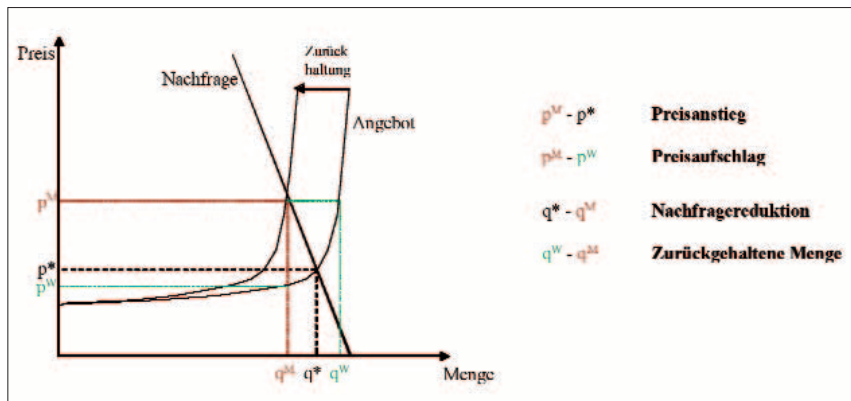


Bild 1. Strategie der Zurückhaltung

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. Dabei ist zu beachten, dass das marktpreisbestimmende Unternehmen (der marginale Anbieter) nicht zwangsläufig der Marktmacht ausübende Anbieter sein muss.

Die Ausübung von Marktmacht führt insgesamt zu vier Preis- bzw. Mengenbewegungen. Im Beispiel (Bild 1) wird von einem Anbieter Kraftwerkskapazität in Höhe von $(q^W - q^M)$ aus dem Markt genommen. Diese Marktmachtausübung 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 Marktmachtausübung und den wettbewerblichen Grenzkosten der Erzeugung $(p^M - p^W)$ entspricht dem *Preisaufschlag*, 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 Marktmachtausübung kommt es zu einer *Nachfragerreduktion* $(q^* - q^M)$, 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.

Die Auswirkung von Marktmacht auf die gesamtwirtschaftliche Wohlfahrt lässt sich in die Veränderung der Produzentenrente von Unternehmen und die Veränderung der Konsumentenrente unterteilen. Da es zu einer Preissteigerung kommt, verdienen alle im Markt verbleibenden Unternehmen mehr als ohne Marktmachtausübung. Dabei ist es möglich, dass Unternehmen, die keine Marktmacht ausüben, stärker profitieren, da sie ihre Kapazität (und damit Absatzmengen und Erlöse) nicht verringern. Während die Unternehmen insgesamt also einen 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.²

3 Struktur des deutschen Elektrizitätsmarktes und Preisentwicklung

Der Elektrizitätsmarkt in Deutschland lässt sich in den langfristigen Terminmarkt, einen kurzfristigen Markt und den Regelenergiemarkt unterteilen. Auf dem langfristigen Terminmarkt verkaufen Kraftwerksanbieter ihre erwartete Produktion bis zu zehn Jahre im Voraus und Nachfrager können sich dementsprechend eindecken. Dabei wird sowohl mit reinen Finanzprodukten (Optionen und 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. Auf dem kurzfristigen Markt versuchen sowohl physische Anbieter und Nachfrager als auch Händler, ihre eingegangenen Positionen glattzustellen. Dieser Markt findet in Deutschland einen Tag vor der Lieferung statt und wird als Spotmarkt bezeichnet. Auf dem Regelenergiemarkt können sich physische Anbieter im Vorhinein gegen ein Entgelt verpflichten, 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 auf dem Spotmarkt und am selben Tag verpflichtet es sich, die restlichen fünf Prozent per Regelenergiemarkt für die Systemsteuerung zurückzuhalten.

Allgemein wird davon ausgegangen, dass in diesem System ein 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 Energy Exchange (EEX) in Leipzig etabliert. An der EEX werden dabei Lieferungen für bestimmte definierte Zeiteinheiten

² Eine ausführliche Darstellung von Marktmachtaspekten, Indizes und Analysemethoden erfolgt in [4].

(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. Zu prüfen ist, ob die tatsächlich gebotene Angebotskurve den wettbewerblichen Bedingungen entspricht oder Markt-machtverhalten 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.

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. Kernenergie und Braunkohleblöcke werden dabei v. a. zur Erzeugung von Grundlastenergie herangezogen, Steinkohle wird v. a. im Mittellastbereich eingesetzt. Erdgas-, Erdöl- und Speicherkraftwerke werden zur Spitzenlastdeckung eingesetzt. Der Markt wird durch vier Anbieter, welche insgesamt ca. 85 % der gesamten konventionellen Kraftwerkskapazität besitzen, dominiert.³ Das Bundeskartellamt nimmt einen Marktanteil der vier Verbundunternehmen von insgesamt nahezu 90 % an. Des Weiteren „geht die Beschlussabteilung von einem marktbeherrschenden Duopol auf den bundesweiten Strommärkten, gebildet durch E.ON und RWE“ mit einem Marktanteil von zusammen ca. 60 % aus [10, S. 44].

Bild 2 zeigt die Entwicklung der Spotpreise an der EEX für den Zeitraum 2002 bis 2006 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 lagen 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 Euro/MWh auf konstant über 30 Euro/MWh angestiegen sind. Die Kosten werden u. a. durch die zugrunde liegenden Rohstoffpreise sowie

³ Davon RWE (33 %), E.ON (24 %), EnBW (14 %), Vattenfall (13 %); basierend auf [5 bis 9].

durch die seit 2005 eingepreisten Emissionszertifikate beeinflusst. Die Preisentwicklung an den Forwardmärkten folgt ebenfalls einem Aufwärtstrend. Auffällig ist die gleichförmige Entwicklung bei Spitzen- und Grundlast, obwohl die zugrunde liegenden Parameter (z. B. Brennstoffkosten, Emissionen) deutliche Unterschiede aufweisen.

Die bisher vorliegenden Studien zu Deutschland kommen trotz unterschiedlicher methodischer Ansätze weitgehend zu gleich lautenden Ergebnissen: Marktmacht ist in unterschiedlichen Segmenten der Elektrizitätswirtschaft vorhanden und wird mit dem Ziel der Gewinnsteigerung von den Unternehmen ausgenutzt. Der Bericht zur EU-Sektoruntersuchung [11] legt nahe, dass hohe Elektrizitätspreise in Deutschland u. a. mit zurückgehaltenen Kapazitäten der dominanten Anbieter zusammenhängen. MÜSGENS [12], ELLERSDORFER [13] sowie SCHWARZ und LANG [14] zeigen anhand von Strukturmodellen einen Mangel an Wettbewerb im deutschen Elektrizitätsmarkt auf. Dieser führt zu überhöhten Preisen, insbesondere in Zeiten hoher Nachfrage („Peak“).

4 Modellrechnungen zur Preisbildung in Deutschland

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. Unter Berücksichtigung technischer Parameter können die Grenzkosten für jeden Zeitpunkt abgeschätzt werden, sodass auch bewertet werden kann, ob die beobachteten Preise wettbewerbliches Verhalten oder Markt-machtausübung darstellen. Weisen die Analysen systematische oder ausgesprochen deutliche Differenzen zwischen Angebotskosten und Marktpreis auf, kann mit hoher Wahrscheinlichkeit auf einen nicht-wettbewerblichen Markt geschlossen werden.

Beispielhaft wird eine Marktanalyse basierend auf öffentlich zugänglichen Daten für den Zeitraum von Januar 2004 bis Juni 2006 durchgeführt. Zur Ermittlung der wettbewerblichen Angebotskurve werden anhand technischer Parameter die Grenzkosten für jedes Kraftwerk im deutschen Kraftwerkspark ermittelt. Eine Einteilung der Kraftwerke

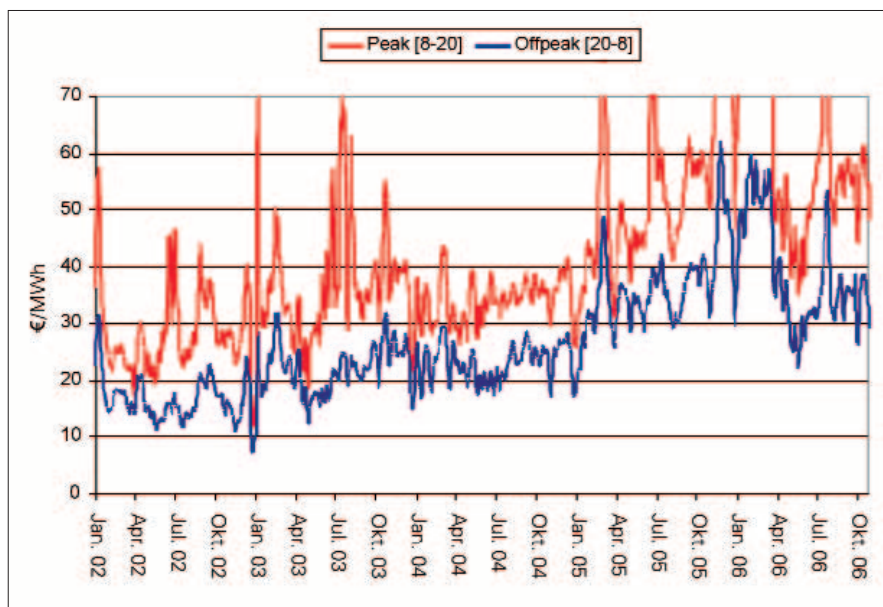


Bild 2. Durchschnittliche EEX-Spotpreise (7 Tage, gleitend)

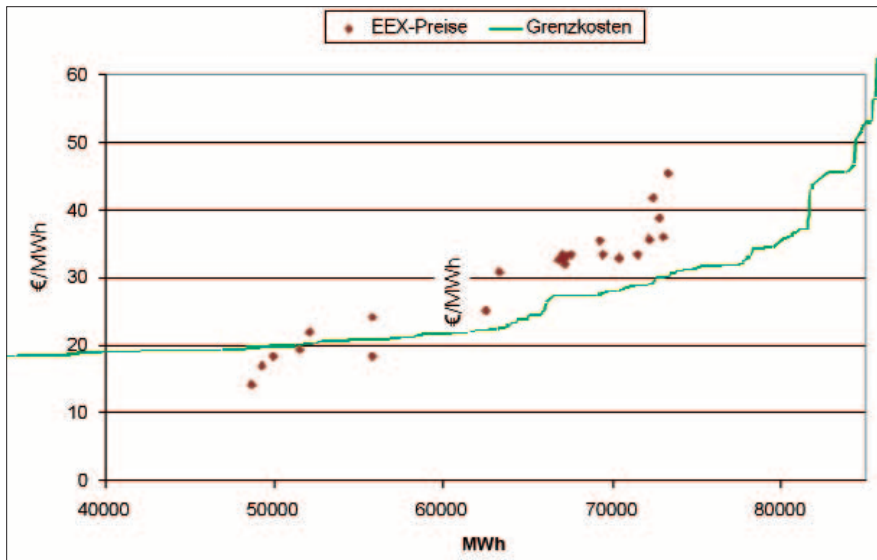


Bild 3. Gegenüberstellung von Preisen und Grenzkosten, 21.04.2004

nach Art, Brennstoff und Alter ermöglicht die Ermittlung des Wirkungsgrades, 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. Die Nachfrage wird dann 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 Marktmissbrauch zu.

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 (Bild 3). Seit Januar 2005 ist mit Beginn des Handels für CO₂-Zertifikate ein weiterer Kostenfaktor bei der Preisbildung zu berücksichtigen. 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 %. Mit steigender Last steigen auch die Aufschläge auf die Grenzkosten.

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. Demnach hätte die reale Nachfrage 9 GW höher oder die zur Verfügung stehende Kapazität um 9 GW niedriger sein müssen als im Modell angenommen. Der Betrag von 9 GW ist im Verhältnis zur Jahresspitzenlast in Deutschland (ca. 80 GW) erheblich. 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, wobei auch Abweichungen bis 16 GW auftreten. Die Sensitivitätsanalyse der Kapazitäten stützt somit die Aussagen der Preisanalyse, dass es erhebliche Differenzen zwischen einem wettbewerblichen Ergebnis und den beobachteten Werten gekommen ist.

5 Weitere modellgestützte Marktanalysen

Neben dem Fundamentalmodell führen wir weitere modellgestützte Analysen des Großhandelsmarktes durch, um dessen Wettbewerbsfähigkeit zu quantifizieren.

Ein Regressionsmodell zeigt, dass sich CO₂-Zertifikatspreiserhöhungen signifikant stärker auf die Elektrizitätspreise auswirken, als es umgekehrt bei CO₂-Zertifikatspreiserückgängen der Fall ist. In einem wettbewerblichen Markt dagegen haben Unternehmen keine Möglichkeit, Preisänderungen auf der Kostenseite asymmetrisch an die Nachfrager weiterzugeben.

Die Modellierung eines Supply Function Equilibrium (SFE) für den deutschen Markt ergibt ein erhebliches theoretisches Marktmissbrauchspotenzial für das Angebotsduopol (E.ON und RWE).

Anhand eines Regimewechselmodells der Spotmärkte in Deutschland und Großbritannien („Markov-Switching“) wird die Wettbewerbsintensität der Großhandelsmärkte verglichen. In beiden Fällen wird anhand von Preisdaten für Kohle, Erdgas und CO₂-Zertifikate 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.⁴

Ebenso zeigt sich, dass die Regelenergiemärkte in Deutschland durch eine unnötige Aufteilung in vier regionale Teilmärkte und ein geringes Maß an Wettbewerb innerhalb dieser gekennzeichnet sind. Der „Markt“ für grenz-

⁴ Eine ausführliche Darstellung erfolgt in [15].

überschreitende Netzkapazitäten ist ineffizient strukturiert, was zu Wettbewerbsbeeinträchtigung und Wohlfahrtsverlusten 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.

6 Schlussfolgerung

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 auf den Elektrizitätsmärkten zu intensivieren, spielen Ansätze zur Verringerung der Marktmacht eine besonders wichtige Rolle.

Trotz methodischer Schwierigkeiten, Marktmacht genau zu messen und zuzuordnen, herrscht ein weitgehender Konsens, dass mit den vorliegenden Indizes und Modellen ausreichende Sicherheit zur Einschätzung von Marktmachtbeständen gegeben ist. Die vorliegende Evidenz zu den Elektrizitätsmärkten in Deutschland legt nahe, dass Marktmacht bei der Preisbildung eine Rolle spielt. Es liegt daher nahe, dass sich die Großhandelsmärkte in Deutschland nicht an einem wettbewerblichen Referenzpunkt orientieren, sondern durch oligopolistische Strukturen und Preis- bzw. Mengengebilden charakterisiert sind. Angesichts des unzureichenden Wettbewerbs auf den deutschen Elektrizitätsmärkten sind eine stärkere ordnungspolitische Ausrichtung der Energiepolitik sowie eine aktive Wettbewerbspolitik in diesem Bereich anzuraten, die den speziellen interdisziplinären Charakteristika der Elektrizitätswirtschaft Rechnung trägt (vgl. hierzu auch [1]).

Literatur

- [1] *Büdenbender, U.*: Die Elektrizitäts- und Gaswirtschaft im Spannungsfeld zwischen Wettbewerb und staatlicher Lenkung. In: *Wissenschaftliche Zeitschrift der Technischen Universität Dresden* 56 (2007) 3-4
- [2] *Mas-Colell, A.; Whinston, M.; Green, J.*: *Microeconomic Theory*. New York, Oxford: Oxford University Press, 1995. S. 383
- [3] *Stoft, S.*: *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*. Piscataway, NJ: IEEE Press, Wiley-Interscience, 2006. S. 321 ff.
- [4] *Twomey, P.; Green, R.; Neuhoﬀ, K.; Newbery, D.*: *A Review of the Monitoring of Market Power*. Cambridge Working Papers in Economics (CWPE 0504). University of Cambridge, 2005
- [5] *EnBW*: *Zahlen, Daten, Fakten 2005*. Karlsruhe, 2005
- [6] *E.ON*: *Full Steam Ahead with New Energy, Power and Heat from Coal, Gas, and Biomass*, 2005
- [7] *E.ON*, 21.07.06. http://www.eon-kernkraft.com/frameset_german/main_frame-set_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
- [8] *RWE*: *RWE's German Power Plant Portfolio*, 2005
- [9] *Vattenfall*: *MINING & GENERATION. Energie aus dem Nordosten! Daten und Fakten 2005*
- [10] *Bundeskartellamt*: *Sachstandspapier zur Vorbereitung der mündlichen Verhandlung in Sachen Emissionshandel und Strompreisbildung*. Bonn, Bundeskartellamt, 8. Beschlussabteilung, 2006
- [11] *Europäische Kommission*: *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, 2007
- [12] *Müsgens, F.*: *Quantifying Market Power in the German Wholesale Electricity Market Using a Dynamic Multi-Regional Dispatch Model*. In: *The Journal of Industrial Economics* 54 (2006) 4, S. 471 – 498
- [13] *Ellersdorfer, I.*: *A Multi-Regional Two-Stage Cournot Model for Analyzing Competition in the German Electricity Market*. Proceedings of the 7th European Energy Conference "European Energy Markets in Transition", Bergen, Norway, 2005
- [14] *Schwarz, H.-G.; Lang C.*: *The Rise in German Wholesale Electricity Prices: Fundamental Factors, Exercise of Market Power, or Both?* IWE Working Paper Nr. 02. Universität Erlangen-Nürnberg, Institut für Wirtschaftswissenschaft, 2006
- [15] *Zachmann, G.*: *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, 2005

Manuskripteingang: 26.3.2007
Angenommen am: 2.5.2007



Hirschhausen, Christian von
Prof. Dr. rer. pol. habil.

Studium Wirtschaftsingenieurwesen von 1982 bis 1989 an der Technischen Universität Berlin ♦ Studium Volkswirtschaftslehre (Economics) von 1986 bis 1988 an der University of Colorado at Boulder ♦ 1995 Promotion zum PhD, Doctor in Industrial Economics ♦ 2002 Habilitation zum Dr. rer. pol. habil. ♦ seit 2004 Inhaber der DREWAG-Stiftungsprofessur für BWL, insb. Energiewirtschaft, Fakultät Wirtschaftswissenschaften der TU Dresden



Weigt, Hannes
Dipl.-Wirtsch.-Ing.

Studium Wirtschaftsingenieurwesen von 2000 bis 2006 an der TU Dresden ♦ 2006 Studienabschluss als Diplom-Wirtschaftsingenieur ♦ seit 2006 wissenschaftlicher Mitarbeiter an der DREWAG-Stiftungsprofessur für BWL, insb. Energiewirtschaft, Fakultät Wirtschaftswissenschaften der TU Dresden



Leuthold, Florian
Dipl.-Wirtsch.-Ing.

Studium Wirtschaftsingenieurwesen von 2000 bis 2006 an der TU Dresden ♦ 2006 Studienabschluss als Diplom-Wirtschaftsingenieur ♦ 2004 Management-Studium an der Massey University, Neuseeland ♦ 2004 Studienabschluss mit einem Postgraduate Diploma in Business and Administration/Management (PGDip) ♦ seit 2006 wissenschaftlicher Mitarbeiter an der DREWAG-Stiftungsprofessur für BWL, insb. Energiewirtschaft, Fakultät Wirtschaftswissenschaften der TU Dresden