

Schriften des Vereins für Socialpolitik

Band 322

Wettbewerb in der Energiewirtschaft

Von

Georg Erdmann, Christian von Hirschhausen,
Peter Oberender, Christoph Reiß, Alois Rhiel, Alfred Richmann,
Franz Jürgen Säcker, Christof Schoser

Herausgegeben von

Peter Oberender



Duncker & Humblot · Berlin

Schriften des Vereins für Socialpolitik
Gesellschaft für Wirtschafts- und Sozialwissenschaften
Neue Folge Band 322

SCHRIFTEN DES VEREINS FÜR SOCIALPOLITIK

Gesellschaft für Wirtschafts- und Sozialwissenschaften

Neue Folge Band 322

Wettbewerb in der Energiewirtschaft



Duncker & Humblot · Berlin

Wettbewerb in der Energiewirtschaft

Von

Georg Erdmann, Christian von Hirschhausen,
Peter Oberender, Christoph Reiß, Alois Rhiel, Alfred Richmann,
Franz Jürgen Säcker, Christof Schoser

Herausgegeben von

Peter Oberender



Duncker & Humblot · Berlin

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in
der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten
sind im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

Alle Rechte, auch die des auszugsweisen Nachdrucks, der fotomechanischen
Wiedergabe und der Übersetzung, für sämtliche Beiträge vorbehalten

© 2009 Duncker & Humblot GmbH, Berlin

Fremddatenübernahme und Druck:

Berliner Buchdruckerei Union GmbH, Berlin

Printed in Germany

ISSN 0505-2777

ISBN 978-3-428-13094-8

Gedruckt auf alterungsbeständigem (säurefreiem) Papier
entsprechend ISO 9706 ☉

Internet: <http://www.duncker-humblot.de>

Vorwort

Kaum jemals haben Energiemärkte und insbesondere die institutionelle Verfassung bzw. Regulierung der Elektrizitätswirtschaft eine breite Öffentlichkeit derart stark mobilisiert wie in den vergangenen Jahren. Dabei hat sich dies auch auf die Art und Weise der Diskussion ausgewirkt: Statt an der oft ideologiebefrachteten Energieträger-Debatte, knüpft die politische Diskussion unter dem Eindruck überdurchschnittlich steigender Energie- bzw. Strompreise zunehmend an der institutionellen Verfassung der Energiemärkte und möglichen Wettbewerbsdefiziten an. Häufig werden die Energiemarktliberalisierung der letzten Dekade und die sie begleitenden, oft tastend voranschreitenden Regulierungspolitiken für als überhöht perzipierte Energiepreise verantwortlich gemacht.

Auch in der ökonomischen Forschung sind diese Entwicklungen nicht ohne Echo geblieben, zumal nach zehn Jahren Liberalisierung zunehmend auch belastbares empirisches Datenmaterial für aussagekräftige ökonometrische Analysen zur Verfügung steht und die Regulierungsdebatte stetig voranschreitet.

Wenn es auch inzwischen Gemeingut ist, dass die Bottleneck-Eigenschaft der Netzinfrastruktur (Stromnetz, Gasnetz) eine spezielle Regulierung notwendig macht, um auf der vorgelagerten Produktions- und der Verteilungsebene – die keine derartigen Netzwerkeigenschaften aufweisen – Wettbewerb möglich zu machen, gibt es nach wie vor eine intensive Debatte über die angemessene Form der Regulierung, insbesondere die Frage der eigentumsrechtlichen vertikalen Trennung, wie sie jüngst von der Europäischen Kommission propagiert wurde und wird.

Allein diese sich stetig zuspitzende Debatte, die letztlich die Grundlagen eines auf Wettbewerb aufgebauten Wirtschaftssystems betrifft, wäre schon Grund genug für die *Arbeitsgruppe Wettbewerb des Wirtschaftspolitischen Ausschusses im Verein für Socialpolitik* gewesen, die Energiemärkte nach nur fünf Jahren (vgl. *Oberender, Peter* (Hrsg.), *Wettbewerb in der Versorgungswirtschaft*, Schriften des Vereins für Socialpolitik, Neue Folge, Band 299, 2004) erneut zum Thema ihrer Jahrestagung 2008 zu machen. Eine halbwegs vollständige Bestandsaufnahme der Wettbewerbssituation im Energiebereich kommt aber nicht umhin, auch die Erzeugungs- und Verteilungsstufe näher zu beleuchten.

Die Kombination aus hohen Zugangsbarrieren, hohem irreversiblen Investitionsbedarf und mangelnder Speicherbarkeit von Strom bei Verbrauchsschwankungen zusammen mit der relativ hohen Marktkonzentration lässt gerade auf der Erzeugungsseite berechtigte Fragen hinsichtlich der Anfälligkeit für wettbewerbsbeschränkendes Verhalten aufkommen. Die periodisch wiederkehrende Debatte

um strategische Kapazitätszurückhaltung zur Erhöhung der Preise an der Strombörse Leipzig (EEX) kann infolgedessen nicht verwundern. Wettbewerbspolitische Überlegungen müssen deswegen auf allen Ebenen der Wertschöpfungskette von Energie – Erzeugung, Transport und Verteilung – ansetzen.

Die am 10. und 11. März 2008 am Institut für Weltwirtschaft in Kiel durchgeführte Jahrestagung der *Arbeitsgruppe Wettbewerb*, deren Tagungsbeiträge in diesem Band vereinigt sind, war infolgedessen breit angelegt. Am bewährten Konzept, sowohl Wissenschaftler als auch Praktiker zur Sprache kommen zu lassen, wurde festgehalten.

Eine Einführung in die Thematik liefert Prof. Dr. *Georg Erdmann* (TU Berlin), der sich insbesondere mit der Strompreisbildung an der Strombörse beschäftigt. Als fundamentales Charakteristikum des Strommarktes identifiziert der Autor dabei die „merit-order-Struktur“ der Angebotskurve. Die ausgeprägte Konvexität des Angebots – besonders im Spitzenlastbereich –, nicht irgendeine Wettbewerbsbeschränkung erkläre auch in weiten Teilen die hohen Preismargen.

Eine teils kontroverse Position dazu nimmt Prof. Dr. *Christian von Hirschhausen* (TU Dresden) im folgenden Beitrag ein. So könnten durchaus empirische Indizien für strategische Kapazitätszurückhaltung im Strommarkt gefunden werden. Zudem liefert *von Hirschhausen* einen Überblick über den deutschen Gasmarkt und die dortigen Wettbewerbsprobleme.

Dr. *Alois Rhiel* (Wiesbaden), zum Zeitpunkt der Tagung hessischer Wirtschaftsminister, plädiert in seinem Beitrag dafür, mit einer aggressiven Wettbewerbspolitik, die auch Marktstruktureingriffe nicht ausschließt, das Oligopol der vier Energieversorger (E.ON, RWE, Vattenfall und EnBW) aufzubrechen, um so die Stromrechnungen für private und gewerbliche Kunden merklich zu senken.

Die Zielsetzungen und Regulierungs-Instrumente des dritten Binnenmarktpakets einschließlich des im Netzbereich geforderten „ownership unbundling“ erläutert Dr. *Christof Schoser* (Europäische Kommission) in seinem Beitrag.

Die Gestaltung einer adäquaten Energiemarktregulierung und -aufsicht hat auch der sich anschließende Beitrag von Prof. Dr. Dr. Dr. h.c. *Franz Jürgen Säcker* (FU Berlin) zum Inhalt. Dabei erläutert der Autor die Reibungsverluste, die sich aus der derzeitigen Aufgabenteilung zwischen Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur sowie jeweils spezifischen Verfahrenswegen ergeben.

Der Beitrag von Dr. *Alfred Richmann* (VIK) greift den Zusammenhang zwischen klimapolitischen Zielen und der Energiepreisentwicklung aus Sicht der großen industriellen Energieverbraucher auf und entwickelt eine Alternative zur Versteigerung handelbarer CO₂-Emissionszertifikate, die dieselben klimapolitischen Ziele erreiche, aber den Energieverbrauchern niedrigere Preise verspreche.

Zum Abschluss des Bandes resümieren Prof. Dr. Dr. h.c. *Peter Oberender* und *Christoph Reiß* (Uni Bayreuth) die angeregten Diskussionen auf der Tagung in kondensierter Form.

Zuletzt obliegt dem Herausgeber noch die angenehme Pflicht, allen am Gelingen der Tagung Beteiligten herzlich zu danken. Den Referenten und Teilnehmern der Tagung dankt er für die hervorragenden Referate und die überaus angeregten Diskussionen. Für die angenehme Tagungsatmosphäre in Kiel und die hervorragende lokale Organisation gilt sein Dank Prof. Dr. *Henning Klodt* und dessen Team. Herrn Dipl.-Volksw. *Christoph Reiß* sei schließlich für die Unterstützung bei der Vorbereitung und Durchführung der Tagung sowie bei der Herausgabe des vorliegenden Bandes herzlich gedankt.

Bayreuth, im November 2008

Univ.-Prof. Dr. Dr. h.c. *Peter Oberender*

Inhaltsverzeichnis

Wettbewerb in der Energiewirtschaft: Status quo und institutionelle sowie technische Grenzen Von <i>Georg Erdmann</i> , Berlin	11
Competition in the German Electricity and Natural Gas Markets – Survey and Some Empirical Evidence By <i>Christian von Hirschhausen</i> , Dresden	23
Der Strommarkt zwischen Liberalisierung, Wettbewerb und staatlicher Ingerenz Von <i>Alois Rhiel</i> , Wiesbaden	37
Wege zum Energiebinnenmarkt aus Sicht der EU-Kommission: Bestandsaufnahme der Diskussion zum dritten Binnenmarktpaket Von <i>Christof Schoser</i> , Brüssel	45
Die Strom- und Gasmärkte zwischen Wettbewerbs- und Regulierungsaufsicht: Ist die bestehende Arbeitsteilung zwischen Kartellamt und Bundesnetzagentur sinnvoll? Von <i>Franz Jürgen Säcker</i> , Berlin	65
VIK-Vorschlag zum EU-CO ₂ -Emissionshandel: Schwachstellen des derzeitigen EU-Vorschlags beseitigen Von <i>Alfred Richmann</i> , Essen	85
Diskussionszusammenfassung Von <i>Peter Oberender</i> und <i>Christoph Reiß</i> , Bayreuth	101

Wettbewerb in der Energiewirtschaft: Status quo und institutionelle sowie technische Grenzen

Von Georg Erdmann, Berlin¹

I. Zum Stand des Strommarkt-Wettbewerbs in Deutschland

Während es im angelsächsischen Raum um Erdöl und Erdgas geht, wenn von Energie die Rede ist, ist in Kontinentaleuropa bis nach Russland die Elektrizitätsversorgung gemeint. Entsprechend der kontinentaleuropäischen Sichtweise handelt dieser Artikel vom Wettbewerb in der Elektrizitätswirtschaft.

Das Urteil über den aktuellen Wettbewerbszustand dieses Sektors ist sowohl in der Öffentlichkeit wie auch in weiten Teilen der Wirtschaftswissenschaften niederschmetternd:

- Dank der hohen Konzentration der Erzeugungskapazitäten in den Händen weniger Unternehmen (vgl. insbesondere die Studie der *London Economics* 2007) verfügen die Stromerzeuger über Marktmacht, die sie diversen wissenschaftlichen Studien zufolge missbräuchlich verwenden (*Ellersdorfer* 2005, *Müsgens* 2006, *Schwarz/Lang* 2006, von *Hirschhausen* et al. 2007).²
- Durch die eigentumsrechtliche Verflechtung zwischen Erzeugung und Übertragungsnetz besteht die Möglichkeit der Behinderung von Newcomern auf dem Kraftwerkssektor, was nach Aussagen potentieller Investoren tatsächlich auch passiert.³
- Auch wegen der juristisch und datenmäßig komplizierten und teuren Verfahren beim Versorgerwechsel finden solche Wechsel bei den Haushalten und Kleinverbrauchern kaum statt.
- Die meisten Stromunternehmen profitierten in den letzten Jahren von drastisch steigenden Gewinnen, doch verharren ihre Investitionen in Kraftwerke und Netze auf einem – für die langfristige Versorgungssicherheit – unzureichenden Niveau.

¹ Prof. Dr. Georg Erdmann, Leiter des Fachgebiets „Energiesysteme“ an der TU Berlin. E-mail: georg.erdmann@tu-berlin.de.

² Es gibt allerdings auch wissenschaftliche Studien, die keinen empirischen Beleg dafür erkennen können, z. B. *Ehlers/Erdmann* 2007, *Ockenfels* 2007, *Swider* et al. 2007, *Weber* 2007.

³ Eine Behinderung von neuen Erzeugungskapazitäten würde es natürlich auch bei eigentumsrechtlicher Entflechtung geben können, etwa in Gestalt von Bürgerprotesten, Genehmigungsverzögerungen durch Behörden und die asymmetrische Zuteilung von CO₂-Emissionsrechten.

- Schließlich wird auch noch ein wachsender Teil der Stromversorgung durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) dem Wettbewerb entzogen, und zwar in einer Weise, die mit hohen Mengenrisiken insbesondere bei kleineren Stromversorgern verbunden ist.

Darüber hinaus sind die Elektrizitätspreise sowohl am Großhandelsmarkt wie auch im Endkundenbereich auf ein das Ausgangsniveau vor der Strommarkt-Liberalisierung deutlich übersteigendes Niveau angestiegen, was doch wohl ein untrügliches Zeichen für den fehlenden Wettbewerb sein müsse.

Die meisten empirischen Studien über den Marktmachtmissbrauch konzentrieren sich auf den Zeitraum zwischen 2003 und 2004. Eine nähere Analyse der Preisentwicklung zeigt hier tatsächlich hohe Margen. Seit 2005 sind geringere Margen beobachtbar, sofern man die Windfall-Profiten der CO₂-Emissionsrechte nicht mitberücksichtigt. Abgesehen davon werden die gestiegenen Großhandels-Strompreise von der internationalen Preisentwicklung für Erdgas und Kohle geprägt.⁴

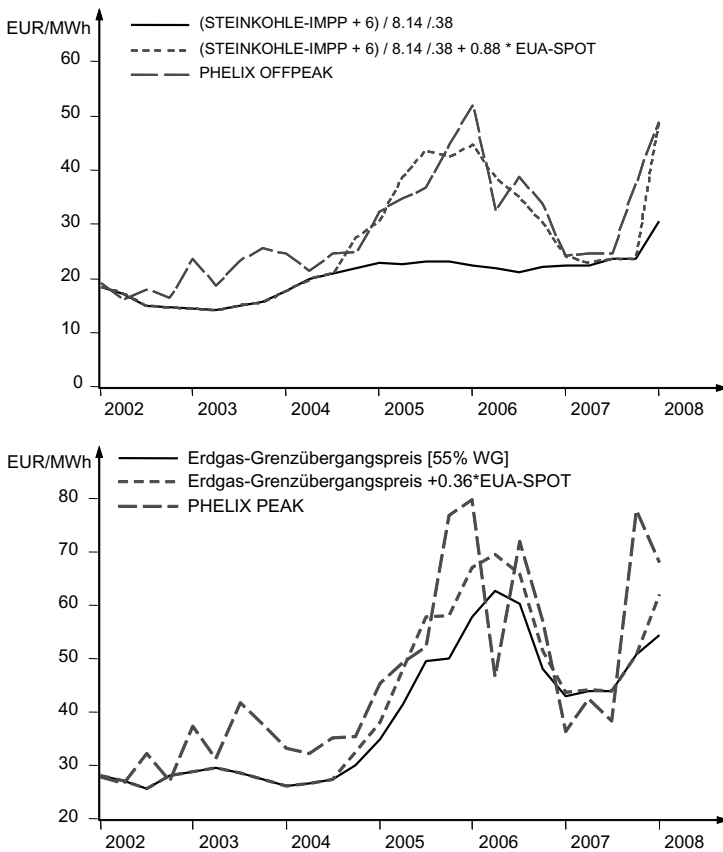
Vor dem Hintergrund der Strompreisdebatte gehen die Wettbewerbswirkungen der in den Jahren 1998 und 2005 in Kraft getretenen Energiewirtschaftsgesetze in der öffentlichen Diskussion weitgehend unter:

- Die früheren langfristigen Versorgungsverträge wurden mit der Entscheidung des Landgerichts Mannheim vom 16. April 1999 (AZ 7 0 372/98) im Rechtsstreit zwischen der damaligen Badenwerk AG (heute EnBW AG) und den Stadtwerken Waldshut-Tiengen integral unwirksam. Durch diese Entscheidung mussten die traditionellen Vertragsbeziehungen auf der Großhandelsebene vollständig neu geordnet werden.
- Mit dem Instrument der Verbändevereinbarungen wurde ein weitgehend diskriminierungsfreier Netzzugang geschaffen. In der Folge haben vor allem die Großhandelskunden ihren traditionellen Versorger wechseln oder günstigere Großhandelspreise aushandeln können. Inzwischen unterliegen die Netznutzungsentgelte der Aufsicht durch die Bundesnetzagentur und sind deutlich gesunken.
- Der Margen- und Wettbewerbsdruck führte bei allen Energieversorgungsunternehmen zu drastischen Kostensenkungs- und Konsolidierungsprogrammen, in deren Verlauf auch mehrere hunderttausend Arbeitsplätze abgebaut wurden. Gleichzeitig wurden in kürzester Zeit neue Informationstechnologien und Know-how zur strukturierten Elektrizitätsbeschaffung entwickelt und implementiert.
- Die im August 2000 gestartete Strombörse *European Energy Exchange (EEX)* offeriert ein Auktionsverfahren für stündliche Elektrizitätslieferungen des Folgetages (*Day-ahead*-Markt). Dank steigender Liquidität an diesem Handelsplatz sind die entsprechenden *Day-ahead*-Strompreise der anerkannte *Benchmark* für den mitteleuropäischen Spotmarkt. Sogar der bundesdeutsche Gesetzgeber bezieht sich erstmals im KWKG 2002 auf diesen *Benchmark*.

⁴ Aus Sicht der Endkunden spielen darüber hinaus auch die gestiegenen Belastungen durch Stromsteuer, EEG-Gesetz etc. eine Rolle.

- Es gibt in Deutschland etliche neue Wettbewerber auf der Erzeuger-, Handels- und Vertriebsseite. Auch wenn sich manches Geschäftsmodell als Flop herausstellte (vgl. dazu *Erdmann* 2005), konnten sich viele neue Unternehmen bis heute erfolgreich am Markt behaupten.

All diesen Feststellungen zum Trotz ist die öffentliche Wahrnehmung von Wettbewerbsproblemen auf dem deutschen Strommarkt nicht wegzudiskutieren. Dem Zeitgeist entsprechend wird staatlichen Institutionen eine enorme Fähigkeit zur Korrektur von Marktproblemen nachgesagt. Zwangsläufig ergibt sich damit die öffentliche Forderung an die Politik, durch regulierende Markteingriffe den Wettbewerb im Elektrizitätsmarkt zu stärken, um dadurch den möglichen Marktmissbrauch zu beseitigen und das Strompreinsniveau zu senken.



Figur 1: Brennstoffkosten, CO₂-Preise und Day-ahead-Strompreise (Quartalsdurchschnitt; Quelle: Eigene Berechnungen)

II. Weitgehend erfolgreiche staatliche Maßnahmen zur Stärkung des Wettbewerbs

Seit der Verabschiedung des Zweiten Gesetzes zur Energiewirtschaft im Jahr 2005 (EnWG 2005) gab es eine Reihe von Initiativen, die allerdings nicht die erwartete strompreis-dämpfende Wirkung entfalteten. Lässt man die bisher allenfalls diskutierten Vorschläge beiseite – sie reichen bis hin zur Forderung nach Rückverstaatlichung der Elektrizitätswirtschaft –, handelt es sich vor allem um

- den im Jahr 2007 in das Gesetz gegen die Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) eingeführten Paragraphen 29, durch den es marktmächtigen Unternehmen in der Elektrizitätswirtschaft untersagt ist, Entgelte zu fordern, die die Kosten in unangemessener Weise überschreiten,
- die zweijährige Untersuchung des BKartA gegen die RWE wegen des Verdachts einer missbräuchlichen Einspeisung von gratis zugeteilten CO₂-Emissionsrechten, die im September 2007 mit einer Zusage der RWE abgeschlossen wurde, in den folgenden vier Jahren Strom im Umfang von insgesamt 46 Mio. MWh an Industriekunden zu versteigern.⁵

Auf der anderen Seite werden verschiedene Vorstöße des Gesetzgebers nicht ohne Wirkung auf höhere Elektrizitätspreise bleiben können. Zu nennen sind insbesondere

- das Gesetz zur Beschleunigung von Planungsverfahren für Infrastrukturvorhaben (InfraStrPlanVBeschlG) mit der Finanzierung des Netzanschlusses von *Offshore*-Windparks durch den Netzbetreiber,
- der von der Bundesnetzagentur festgelegte höhere Eigenkapital-Zinssatz für Netzausbauten,
- die deutliche Anhebung der Einspeisevergütungen für regenerative Elektrizität in der im Juni 2008 beschlossenen EEG-Novelle,
- das geplante Gesetz zur Beschleunigung des Ausbaus der Höchstspannungsnetze, welches unter anderem die teure Verkabelung von Erweiterungen im Höchstspannungs-Übertragungsnetz⁶ sowie die Umlage der nicht geringen Kosten von HGÜ-Ferntransportleitungen vorsieht,
- die voraussehbare weitere Reduktion von CO₂-Emissionsberechtigungen sowie die geplante Ablösung der (überwiegenden) Gratis-Zuteilung an die Kraftwerksbetreiber durch ein Versteigerungsmodell.

Demzufolge wird es in den kommenden Jahren kaum zu sinkenden Endkundenpreisen für Elektrizität kommen, und die gesetzgeberischen Bemühungen zugun-

⁵ Bei der ersten Auktion im Frühjahr 2008 lag der Preis nur um rund 2,- Euro/MWh unter dem damaligen Börsenpreis.

⁶ Derzeit geht die Bundesregierung davon aus, dass auf vier Pilotstrecken mit einer Gesamtlänge von 500 km etwa die Hälfte als Kabel verlegt und die damit verbundenen Mehrkosten auf die Netznutzer umgelegt werden sollen.

ten des Wettbewerbs werden ins Leere laufen müssen. Die Forderung an staatliche Handlungsträger, „etwas“ zu unternehmen, um die durch unzureichenden Wettbewerb vermeintlich überhöhten Strompreise zu senken, wird kaum in erfolgreiches politisches Handeln umsetzbar sein. Diese Beobachtung wird empirisch gestützt durch die Tatsache, dass auch auf ausländischen Elektrizitätsmärkten keine Preis- und Wettbewerbsverhältnisse vorliegen, die sich positiv von den Gegebenheiten in Deutschland unterscheiden. Eine Ausnahme bildet der skandinavische Markt mit seinem hohen Anteil an Wasserkraft und einer Pro-Kopf-Elektrizitätsnachfrage, die international eine Spitzenstellung aufweist.⁷

III. Technische und institutionelle Grenzen

Die mangelnde Fähigkeit staatlicher Entscheidungsträger, durch eine weitere Stärkung des Wettbewerbs über das bisher erreichte Niveau hinaus ein sinkendes Strompreinsniveau herbeizuführen, wird gelegentlich auf die vermeintliche Verfüllung der großen Elektrizitätsversorger mit der Politik zurückgeführt. Angesichts des weltweit aufkeimenden Energie-Nationalismus gäbe es ausländische Vorbilder. Doch ob dies für den deutschen Elektrizitätsmarkt gilt, darf angesichts der zahlreichen gegen den expliziten Willen der großen Elektrizitätsversorger lancierten politischen Initiativen zumindest angezweifelt werden. Es ist daher ratsam, andere Gründe für die Wirkungslosigkeit von Staatseingriffen zugunsten von mehr Wettbewerb in Betracht zu ziehen: Wie die nachfolgenden Ausführungen verdeutlichen, gibt es eine Reihe technischer und institutioneller Randbedingungen der Elektrizitätswirtschaft, denen zufolge das wettbewerbstheoretische Instrumentarium nicht analog der theoretischen Literatur funktionieren kann.

Manch einer mag zunächst an die Eigenschaft monopolistischer *Bottlenecks* denken, womit *Ex-ante*-Regulierungseingriffe über die allgemeine Missbrauchskontrolle des Wettbewerbsrechts hinaus gerechtfertigt werden können (z. B. *Knieps* 1999). Doch diese Eigenschaft gilt nur für das Elektrizitätsnetz, nicht für die anderen Bereiche der Elektrizitätswirtschaftlichen Wertschöpfungskette, insbesondere auch nicht für die Stromerzeugung, trotz der hier vorliegenden hohen *Sunk Costs*. Mit der Regulierung von Netzzugang und Netznutzungsentgelten ist das wettbewerbliche Problem des Netzmonopols weitgehend aus der Welt geschaffen worden, wie selbst Herr *Richmann* vom Verband der Industriellen Kraftwirtschaft (VIK), einer der pointiertesten Fürsprecher zugunsten von mehr Stromwettbewerb, auf unserem Seminar festgestellt hat.

Nach übereinstimmender Auffassung liegen Wettbewerbsmängel heute primär im Bereich der Elektrizitätserzeugung. Zu den entscheidenden technischen Rand-

⁷ Ein Grund dafür ist die hohe Verbreitung von Elektroheizungen, wodurch typische Haushalte in Skandinavien einen etwa fünfmal so hohen Stromverbrauch wie deutsche Haushalte aufweisen.

bedingungen dieser Wertschöpfungsstufe gehört die Nicht-Speicherbarkeit von Elektrizität.⁸ Als Konsequenz daraus müssen die aggregierten Erzeugungskapazitäten immer eine Reserve aufweisen, um auch bei unerwarteten Nachfragespitzen die Versorgung garantieren zu können. Kapazitätsreserven haben jedoch die Eigenschaft eines öffentlichen Gutes und sind mit dem Problem des Trittbrettfahrens verbunden. Reservekapazitäten werden vom Wesen her immer nur wenige Stunden pro Jahr eingesetzt, womit deren privatwirtschaftliche Finanzierung auf Basis kurzfristiger Grenzkosten nicht möglich ist (*Joskow* 2006).

Endkunden müssen in irgendeiner Form über die Grenzkosten hinaus für den Ausbau und die Sicherung von Kapazitätsreserven bezahlen. Neben dem Markt für Elektrizitätslieferungen, auf dem bei perfektem Wettbewerb kurzfristige Grenzkosten bezahlt werden, könnte man einen zusätzlichen Kapazitätsmarkt schaffen, wo sich ein Leistungspreis entsprechend der tatsächlichen Kapazitätsknappheiten bilden würde. Der Knappheitspreis würde nur in Stunden mit hoher Nachfrage (*Peak*) signifikant hohe Werte erreichen dürfen, in Schwachlastphasen (*Off-Peak*) müsste er Null sein. In der Praxis hat sich allerdings ein solcher, im Grunde überflüssiger Kapazitätsmarkt nicht bewährt.⁹ Sofern Investitionen in Kapazitätsreserven über Marktanreize und nicht über staatliche Fürsorge initiiert werden sollen, ist ein eingliedriger Arbeitspreis für elektrische Energie vorzuziehen, der bei Kapazitätsengpässen allerdings deutlich oberhalb der kurzfristigen Grenzkosten liegen muss. Mit keiner Intervention zugunsten des Elektrizitätswettbewerbs lässt sich dies vermeiden, sofern das Vorhandensein von Kapazitätsreserven nicht aufs Spiel gesetzt werden soll.¹⁰

In diesem Zusammenhang kommt ein weiteres technisch-institutionelles Spezifikum der Elektrizitätswirtschaft zum Tragen: Angesichts der langen Vorlaufzeiten für die Planung und Errichtung von Stromerzeugungskapazitäten ist mit mehrjährigen Verzögerungen zwischen knappheitsbedingten Preisaufschlägen und dem Zubau von Kapazitätsreserven zu rechnen. Außerdem gibt es diverse Markteintrittshemmnisse für Großkraftwerke, die nicht nur im Bereich des Netzanschlusses liegen und damit auch nicht durch die eigentumsrechtliche Entflechtung zwischen Erzeugung und Übertragungsnetz beseitigt werden können. Zu nennen sind hier:

- ein Mangel an planungsrechtlich ausgewiesenen Kraftwerksstandorten,
- die Schwierigkeiten für einen Newcomer, einen solchen Standort zu erwerben,

⁸ Im Vergleich zur Telekommunikation kann es bei der Elektrizitätsversorgung kein Besetzt-Zeichen geben, im Vergleich zum Eisenbahnnetz kein Haltesignal. Pumpspeicher und Druckluftspeicher speichern nicht Elektrizität selbst, sondern mechanische Energie für den Antrieb von Generatoren.

⁹ Dies liegt an der Manipulationsanfälligkeit dieses Marktes. Darüber hinaus verursacht ein solcher Markt zusätzliche Transaktionskosten.

¹⁰ In den Jahren 2005 bis 2007 hatte in Deutschland die für mindestens 14 Jahre garantierte Zuteilung von CO₂-Emissionsrechten an neue Kraftwerke implizit die Funktion eines Anreizes zur Schaffung von Kapazitätsreserven. Durch Modifikation der Zuteilung wurde dieser Anreiz im Jahr 2008 praktisch außer Kraft gesetzt (vgl. *Erdmann* 2005a).

- die vielfältigen politischen Genehmigungshemmnisse für neue Kraftwerke aufgrund des komplexen deutschen Planungs- und Umweltrechts,
- Kapazitätsengpässe bei den Kraftwerks-Herstellern oder den Brennstoff-Lieferanten,
- der ausgeprägte gesellschaftliche Widerstand gegen solche Investitionen.

Analoges gilt für den (grenzüberschreitenden) Ausbau von Übertragungsnetzen. Die genannten Aspekte tragen dazu bei, dass die Elektrizitätspreise für längere Zeit deutlich über den Grenzkosten liegen können.¹¹ Ein möglicher Lösungsansatz wäre eine Liberalisierung des Planungs- und Umweltrechts, doch in postindustriellen Gesellschaften ist die Akzeptanz dafür äußerst beschränkt, womit der marktwirtschaftliche Weg zur Stärkung des Wettbewerbs in der Elektrizitätserzeugung an dieser Stelle politisch verbaut ist.

Doch nicht nur bei fehlenden Reservekapazitäten sind trotz Wettbewerb hohe Preise möglich. Es genügt bereits, wenn die momentane Nachfrage eine hohe Auslastung der verfügbaren Erzeugungskapazitäten nach sich zieht.¹² Dies liegt an einer wenig beachteten Eigenschaft der Elektrizitätserzeugung, dem stark konvexen Verlauf der *Merit-Order*-Kurve bei Annäherung an die Kapazitätsgrenze (vgl. Figur 2). In Verbindung mit der Nicht-Speicherbarkeit verfügen demzufolge auch kleine Stromerzeuger mit nur wenigen Kraftwerken über Marktmacht in der Definition von *Mas-Colell* et al. (1995), indem solche Unternehmen in der Lage sind, zu Zeiten starker Nachfrage das Preisniveau über das Grenzkostenpreisniveau zu heben.

Aus den vorgenannten Analysen ergeben sich wichtige Implikationen für eine erfolgreiche Wettbewerbspolitik für den Stromerzeugungsmarkt: Die Zerschlagung der Stromkonzerne muss keineswegs mit Preis senkenden Wirkungen verbunden sein, wie dies von theoretischen Lehrbuchmodellen prognostiziert und von manchem Energiepolitiker erhofft wird. Solche Hoffnungen wären bei einem weitgehend konstanten Verlauf der *Merit-Order*-Funktion berechtigt, wie sie bei der Produktion vieler Industrieprodukte beobachtet werden können, doch diese Hoffnungen sind im Bereich der Elektrizitätserzeugung illusorisch.¹³

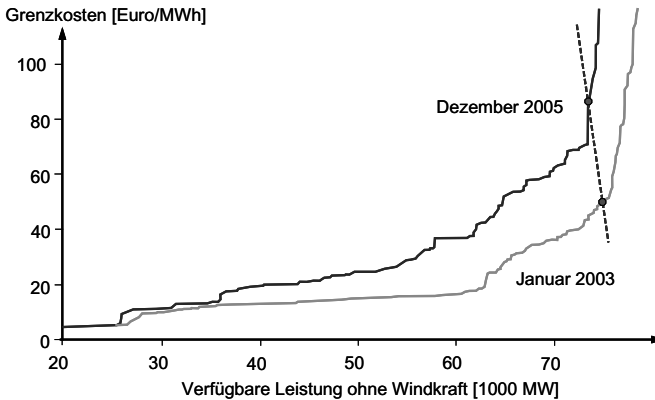
Daraus folgt: Selbst wenn bei der Stromerzeugung ein ähnlich niedriger Konzentrationsgrad wie in einem Sektor der verarbeitenden Industrie gegeben wäre, würde es bei einem Nachfrageanstieg *ceteris paribus* zu größeren Preissteigerungen kommen. Die Zerschlagung der Stromkonzerne hätte kaum Preisvorteile für die

¹¹ Mit dem politisch gewollten Ausstieg aus der Kernenergie wird dieses Problem zusätzlich verschärft. Aus diesem Grund fordern manche Politiker inzwischen den beschleunigten Neubau von Kohlekraftwerken, trotz der damit verbundenen zusätzlichen CO₂-Emissionen.

¹² Angesichts des kräftigen Ausbaus der Windstromerzeugung wird dies künftig vor allem in Schwachwindzeiten der Fall sein.

¹³ Dies gilt übrigens auch bei der Gewinnung vieler Rohstoffe wie beispielsweise Rohöl, Erdgas, Kohle, Edelmetalle etc., wo die *Merit-Order*-Funktion jeweils stark konvex verläuft und ein entsprechend drastischer Preisanstieg zu beobachten ist, wenn sich die Nachfrage ausweitet.

Endkunden zur Folge.¹⁴ Das Strompreisniveau würde allerdings weniger stark ansteigen, wenn die Nachfrage preiselastischer wäre. Dies kann an Figur 2 nachvollzogen werden.



Figur 2: Merit-Order-Kurven in Deutschland
(ohne CO₂; Quelle: Angepasst nach London Economics 2007, S. 262)

Bis zu dieser Stelle orientieren sich die Analysen weitgehend an den grundlegenden theoretischen Vorstellungen zur Funktionsweise von liberalisierten Elektrizitätsmärkten, wie sie in ökonomischen Lehrbüchern formuliert werden. Die real existierenden Großhandelsmärkte für Elektrizität weisen jedoch Eigenschaften auf, die sich grundlegend von diesen Lehrbuchmodellen unterscheiden. Ohne die genauere Analyse des realen Verhaltens der Marktteilnehmer insbesondere auf dem *Day-ahead*-Markt gleicht jede wettbewerbspolitische Maßnahme einem Blindflug, bei dem die Folgen nicht vorherbestimmt werden können.

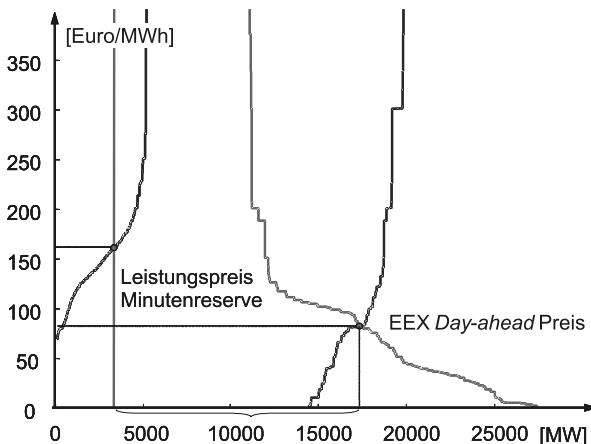
Zur Erläuterung einiger wesentlicher empirischer Merkmale des Elektrizitäts-Großhandelsmarkts zeigt Figur 3 das Handlungsergebnis einer Stunde am *Day-ahead*-Markt in Verbindung mit dem Markt für Minutenreserve:

- Es sind Angebots- und Nachfragekurven von zwei miteinander verbundenen Märkten dargestellt, nämlich der *Day-ahead*-Markt (rechts) sowie der zeitlich vorgelagerte Regelenergie-Markt (links). Am Regelenergie-Markt werden *Pay-as-Bid*-Preise bezahlt, die im vorliegenden Beispiel oberhalb des zeitlich nachfolgenden *Market Clearing-Price (MCP)* am *Day-ahead*-Markt liegen.
- Man erkennt eine hohe Zahl von Null-Geboten am *Day-ahead*-Markt. Die Null-Gebote können zum Zweck haben, dass einige Betreiber ein kurzfristiges Abstellen und Wiederanfahren von Kraftwerken vermeiden wollen. Auch spielen

¹⁴ Dabei würden Skaleneffekte in Bereichen wie „Risiko des Stromhandels“ und „Informationstechnologie“ verringert, was nicht ohne Einfluss auf die Endkundenpreise bleiben kann.

die von den Netzbetreibern nach den Regeln des EEG aufgenommenen und gehandelten Windstrommengen eine Rolle. Die Null-Gebote führen dazu, dass der *MCP* unter die Grenzkosten des in der aggregierten *Merit-Order* marginalen Kraftwerks fallen kann.

- Die hohe Zahl von Null-Geboten hat einen extrem steilen Verlauf der verbleibenden Angebotskurve zur Folge. Damit aber wird der *Day-ahead*-Markt tendenziell sehr instabil, denn ein Mehr- oder Minderangebot von nur wenigen Megawatt kann drastische Wirkungen auf den *MCP* haben.
- In Figur 3 sind Preisgebote zu 300,- Euro / MWh und mehr zu erkennen. Diese liegen vermutlich deutlich über den Grenzkosten von Stromerzeugungsanlagen. Es könnte sich hier um Opportunitätskostengebote von Speicherkraftwerken handeln. Die Betreiber solcher Kraftwerke versuchen auf diese Weise, das mit einem vorhandenen Speichervolumen verbundene Erzeugungspotential auf die Stunden mit einem hohen *Day-ahead*-Preis zu konzentrieren. Bei dieser Strategie können die Speicherkraftwerk-Betreiber natürlich keine Grenzkosten bieten, sie widerspricht aber auch nicht einem Wettbewerbsprinzip.
- Schließlich ist die Nachfragekurve am *Day-ahead*-Markt wider Erwarten flacher als die Angebotskurve. Hier dürften sich u. a. die Nachfrage-Gebote von Kraftwerksbetreibern niederschlagen, die ihre Anlage in der entsprechenden Stunde herunterfahren, wenn sie die bereits an den Terminmärkten verkaufte Elektrizität zu günstigen Preisen am *Day-ahead*-Markt beschaffen können.



Figur 3: Day-ahead- und Regelenergie-Markt
(am Mittwoch, den 31. 10. 2007, in der Stunde 18 – 19 Uhr)

Gibt das Beispiel von Figur 3 – bei einem *MCP* von rund 80,- Euro / MWh und einem maximalen Preis für Minutenreserve von umgerechnet rund 160,- Euro /

MWh – Hinweise auf Marktmanipulation? Selbst wenn dies im vorliegenden Fall oder für andere Stunden zutreffen würde, wäre es sehr fraglich, ob diese Marktmanipulation durch eine eigentumsrechtliche Entflechtung der Stromkonzerne oder durch einen geringeren Konzentrationsgrad auf dem deutschen Elektrizitätsmarkt ausgeschlossen würde. Die in den *Day-ahead*-Gebotskurven zum Ausdruck kommenden Verhaltensweisen der Marktteilnehmer – steiler Verlauf der Angebotskurve, flacher Verlauf der Nachfragekurve mit den entsprechenden Wirkungen auf den *MCP* – lassen schließlich keine systematischen Unterschiede zwischen großen und kleinen Elektrizitätserzeugern erkennen.

Im Prinzip können sowohl große wie auch kleine Elektrizitätserzeuger durch Kapazitätszurückhaltung das *Day-ahead*-Preisniveau nach oben manipulieren. Doch um von den höheren Preisen betriebswirtschaftliche Vorteile zu erzielen, müsste das Unternehmen weitere eigene Kapazitäten am *Day-ahead*-Markt absetzen. Auf Basis der empirischen Gebotskurven der Jahre 2005 und 2006 haben *Ehlers / Erdmann* (2007) berechnet, dass diese verbleibenden Volumina des Unternehmens 3000 MW überschreiten müssten, damit sich die Strategie einer Kapazitätszurückhaltung lohnt. Angesichts eines stündlichen *Day-ahead*-Handelsvolumens von weniger als 15'000 MW sowie regelmäßig mehreren Dutzend Handelsteilnehmern ist diese Mindestkapazität in der Regel größer als das Handelsvolumen einzelner Unternehmen. Um aus der Strategie der Kapazitätszurückhaltung am *Day-ahead*-Markt Extragewinne zu erzielen, müssten die Unternehmen Kartellabsprachen vornehmen. Das ist aber bereits nach der alten Fassung des GWB illegal, und demnach können neue Gesetzesinitiativen auch diesbezüglich keine weitere Stärkung des Wettbewerbs erreichen.

Hier könnte eingewendet werden, dass es den Stromkonzernen bei der Manipulation der *Day-ahead*-Preise um das Preisniveau an den Futures-Märkten gehen würde. Soweit die Futures-Preise den *Day-ahead*-Preisen folgen, würde eine Preismanipulation am *Day-ahead*-Markt die Gewinnmargen an den volumenmäßig sehr viel größeren Forward- und Futures-Märkten steigern. Dann fragt sich jedoch, warum ein Stromkonzern nicht direkt die Futures-Preise manipuliert anstatt dies indirekt über den *Day-ahead*-Markt zu versuchen. Um die Manipulation von Futures-Preisen zu verhindern, müsste der Gesetzgeber die Elektrizitätskonzerne dazu zwingen, zu vorgegebenen Zeitpunkten bestimmte Mindestmengen ihrer verfügbaren Erzeugungskapazität an den Forward- und Futures-Märkten anzubieten. Damit aber würden die Fundamente einer marktwirtschaftlichen Elektrizitätswirtschaft verlassen und der Weg in Richtung staatliche Planwirtschaft beschritten.

IV. Schlussfolgerungen

Angesichts stark gestiegener Strompreise ist die öffentliche Kritik an den Wettbewerbsdefiziten in der Elektrizitätswirtschaft nachvollziehbar. Wenn die Stärkung des Elektrizitätswettbewerbs dem Ziel tieferer Strompreise dienen soll, muss den gesetzgeberischen Initiativen eine sorgfältige Analyse der konkreten Gegebenhei-

ten an den einzelnen Elektrizitätsmärkten vorausgehen. In diesem Beitrag haben wir am Beispiel des *Day-ahead*-Markts erläutert, dass mit den diskutierten Vorschlägen – eigentumsrechtliche Entflechtung, Aufspaltung der großen Verbundgesellschaften, Andienungspflichten am *Day-ahead*-Markt – keine Erfolgsaussichten verbunden sind. Mit derartigen Initiativen ist der öffentliche Wunsch nach tieferen Großhandelspreisen für Elektrizität nicht realisierbar. Der Gesetzgeber würde bei der Verfolgung entsprechender Initiativen allenfalls die öffentliche Enttäuschung vorprogrammieren.

Dennoch lässt sich die Funktionsweise des Wettbewerbs auf den Elektrizitätsmärkten verstärken. Dazu gehören beispielsweise Maßnahmen zur weiteren Verbesserung der Markttransparenz, um den Informationsvorsprung von marktbeherrschenden Unternehmen und damit den Nachteil von kleineren Handelsteilnehmern beim Risiko-Management zu reduzieren. Des Weiteren sollten auch die bestehenden planungs- und umweltrechtlichen Hemmnisse für den Neubau von Kraftwerkskapazitäten kritisch überprüft werden. Hilfreich wäre es, wenn die mit dem System der CO₂-Emissionsrechte verbundenen Unsicherheiten bei der Planung von Kraftwerksinvestitionen verringert werden könnten und der politische Ausstieg aus der Kernenergie revidiert würde.

Neben diesen eher traditionellen – den Preiswettbewerb fördernden – Ansätzen gibt es auch Strategien, die an einer ganz anderen Stelle ansetzen. Die Stichworte lauten bessere Energieeffizienz, dezentrale Stromerzeugung sowie preiselastische Elektrizitätsnachfrage von Industrie, Gewerbe und Haushalten durch den Einsatz moderner Informationstechnologie (*Smart Grid*, *Smart Metering*). Steigende Strompreise haben auf breiter Front marktwirtschaftliche Aktivitäten initiiert, die durch die Politik teilweise gefördert werden. Auch der Elektrizitätsmarkt verfügt also über erhebliche Fähigkeiten zur Selbstheilung von Wettbewerbsdefiziten. Auch wenn dieser Prozess einiges an Zeit in Anspruch nimmt, sollte man diese Kräfte nicht unterschätzen. Politischer Aktionismus ist dabei wenig hilfreich – ein Markt muss sich entwickeln können.

Literatur

- EEG (2004): Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich. BGBl. I Nr. 40, 1918 ff.
- Ehlers, N./Erdmann, G. (2007): Kraftwerk aus, Gewinne rauf? Wird der Preis in Leipzig manipuliert? *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* Heft 5, S. 42 – 45.
- EnWG (1998): Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz) vom 24. April 1998. BGBl. I, Nr. 23, S. 730 ff.
- EnWG (2005): Zweites Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts (Energiewirtschaftsgesetz) vom 7. Juli 2005. BGBl. I, Nr. 42, S. 1970 ff.
- Ellersdorfer, I. (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.

- Erdmann, G.* (2005): Grundlagen des Handels mit leitungsgebundenen Energieträgern – Existenzberechtigung hersteller-unabhängiger Energiehändler. In: Ines Zenke/Ralf Schäfer (Hrsg.), *Energiehandel in Europa*. München: Beck S. 8–20.
- Erdmann, G.* (2005a): Klimaschutz oder Interessenspolitik. Über einige ungewollte Resultate ökonomischer Politikberatung. *Perspektiven der Wirtschaftspolitik* 6, S. 347–367.
- Erdmann, G./Zweifel, P.* (2007): *Energieökonomik – Theorie und Anwendungen*. Berlin, Heidelberg, New York: Springer.
- EU (2003): Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG. *Amtsblatt der Europäischen Union* L 176/37.
- von Hirschhausen, C. et al.* (2006): Preisbildung und Marktmacht auf den Elektrizitätsmärkten in Deutschland – Grundlegende Mechanismen und empirische Evidenz. Gutachten im Auftrag des Verbands der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (VIK) (www.vik.de/fileadmin/vik/Pressemitteilungen/PM070118/VIK_Gutachten.pdf).
- Joskow, P. L.* (2006): *Competitive Electricity Markets and Investment in New Generating Capacity*. Cambridge (Mass.): MIT Working Paper (tisiphone.mit.edu/RePEc/mee/wpaper/2006-009.pdf).
- Knieps, G.* (1999): Zur Regulierung monopolistischer Bottlenecks. *Zeitschrift für Wirtschaftspolitik* 48(3), S. 297–304.
- KWKG (2002): Gesetz für die Erhaltung, Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz) vom 19. März 2002. *BGBl. I* S. 1092 ff.
- London Economics* (2007): *Structure and Performance of Six European Wholesale Electricity Markets in 2003, 2004 and 2005. Part II, Presented to DG Comp 26th February 2007*.
- Mas-Colell, A./Winston, A./Green, J.* (1995): *Microeconomic Theory*. New York. Oxford University Press.
- Müsgens, F.* (2006): Quantifying Market Power in the German Wholesale Electricity Market Using a Dynamic Multi-Regional Dispatch Model. *The Journal of Industrial Economics*, Bd. 54, Nr. 4, S. 471–498.
- Ockenfels, A.* (2007): Marktmachtmessung im deutschen Strommarkt in Theorie und Praxis – Kritische Anmerkungen zur London-Economics-Studie. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 57(9).
- Schwarz, H./Lang, C.* (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.
- Swider, D. et al.* (2007): Anmerkungen zu empirischen Analysen der Preisbildung am deutschen Spotmarkt für Elektrizität. Gutachten im Auftrag des Verbands der Verbundunternehmen und Regionalen Energieversorger in Deutschland VRE (www.ier.uni-stuttgart.de/publikationen/pb_pdf/VRE_Gutachten_Endfassung.pdf).
- Weber, C.* (2007): Preis- und Kapazitätsentwicklung im deutschen Strommarkt. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 55, S. 490–495.

Competition in the German Electricity and Natural Gas Markets – Survey and Some Empirical Evidence

By *Christian von Hirschhausen*, Dresden¹

I. Introduction

Ten years after the implementation of the German Energy Law of 1998, the German electricity and natural gas sectors have made some progress towards more competitive market structures, but there is still a long way to go. In this paper, we provide a survey of the developments in these two sectors, based on conceptual considerations on competition, and on empirical analyses. We start with the electricity sector, where we survey competition issues both vertically and horizontally. We then turn to natural gas, where the need for further reform is in fact still higher. Last but not least, we identify three competition issues for the future energy policy in a low-carbon world.

II. Market Power in the German Wholesale Electricity Market²

Market power abuse is a significant problem in electricity markets throughout the world. The presence of market power can be explained both by the previous monopolistic structure of most electricity markets, maintaining vertical integration between electricity generation and transmission, and the size and scale of today's large producers. The extent of abuse affects the transition from monopolistic to competitive electricity markets. Available literature and theoretical foundation are by now sufficiently developed to indicate the welfare and distributional aspects of market power abuse. These analyses have been particularly stringent in markets with more transparency and publicly available data, such as the UK and the US.

¹ Corresponding author: Phone: +49-(0)351 463-39770, Fax: +49-(0)351-463-39763, cvh@mailbox.tu-dresden.de.

The paper summarizes research carried out at the Chair of Energy Economics and Public Sector Management at TU Dresden, mainly with Hannes Weigt (electricity) and Anne Neumann (natural gas), see references; thanks to them, as well as to other colleagues at the Chair, for joint research and discussions, and participants of the Arbeitsgruppe Wettbewerb for a lively discussion. The usual disclaimer applies.

² This section is largely based on *Weigt/Hirschhausen* (2008), we also draw on *Hirschhausen/Weigt/Zachmann* (2007).

By contrast, market power and its impacts on competition and design are only now emerging as critical topics in continental Europe, and in Germany.

1. Literature

The German electricity market has undergone significant changes in the last decade, yet the scientific discussion about the appropriate market design is still in its infancy. Since the first EU liberalization directive 96/92/EC was promulgated, Germany has taken almost a decade to address critical issues such as network tariff regulation and market monitoring. Since 2006, the newly established regulator (“Bundesnetzagentur”) has published cost-based revisions of transmission and distribution network tariffs, and is now considering alternative instruments of congestion management, cross-border trading, etc; incentive regulation came into operation 2009. Current political discussion has begun to focus on the generation sector, especially since average spot prices at the European Energy Exchange (EEX) rose by almost 125% from 2002 to 2006. However, a price increase is no proof of malfunctioning markets or market power abuse; during the same period fuel prices rose significantly and Europe’s emissions allowance trading scheme was implemented. On the other hand, the oligopolistic structure of Germany’s generation market particularly lends itself to abuse.

Market power normally is defined as the ability to profitably alter prices away from competitive levels (*Mas-Collel et al.* 1995, p. 383). Thus one of the main questions of estimating market power abuse is to determine the “right” approximation of competitive levels. The modeling approach used is generally referred to as competitive benchmark.³

There is an emerging discussion on market power in the German wholesale electricity market (see *Hirschhausen/Weigt/Zachmann*, 2007, and *Weigt/Hirschhausen*, 2008, for a survey). In 2007, the wholesale electricity market in Germany was dominated by four companies owning about 85% of conventional power plant capacity. The German Cartel Office assumes a dominant duopoly consisting of E.ON and RWE owning about 60% of generation (*Bundeskartellamt*, 2006). Given this oligopolistic structure, the question arises whether the observed market outcomes represent competitive behavior or whether market power is applied. *Müsgens* (2006), *Schwarz/Lang* (2006), *Ellersdorfer* (2005), *European Commission* (2007a), *London Economics* (2007), *Zachmann* (2006), and *Zachmann/Hirschhausen* (2008) indicate that market power abuse was a significant issue in the German wholesale electricity market. On the other hand, *Weber/Vogel* (2007), *Ockenfels* (2007a, b), *Swider et al.* (2007), *Ehlers/Erdmann* (2007), and *Müller* (2007) suggest that the German wholesale electricity market has worked competitively, and that there is no need for a proactive competition policy.

³ For a comprehensive overview about different approaches of measuring and modeling market power see *Twomey et al.* (2004).

2. Empirical results: price mark-ups and capacity withheld

In order to provide additional evidence, we have developed a benchmark model, described in detail in *Weigt/Hirschhausen* (2008). The objective of the model is to derive estimates for the true marginal costs which are then compared with prices at Germany's wholesale electricity market EEX. The model simulates a wholesale market in which all demand is cleared via a single market process.⁴ Demand (load) data is provided by the Union for the Coordination of Transmission of Electricity (UCTE) for each hour in 2006. We assume that trading is a competitive activity, so that only generators exercise market power. The model is designed as a cost-minimizing approach subject to technical characteristics of electricity generation.

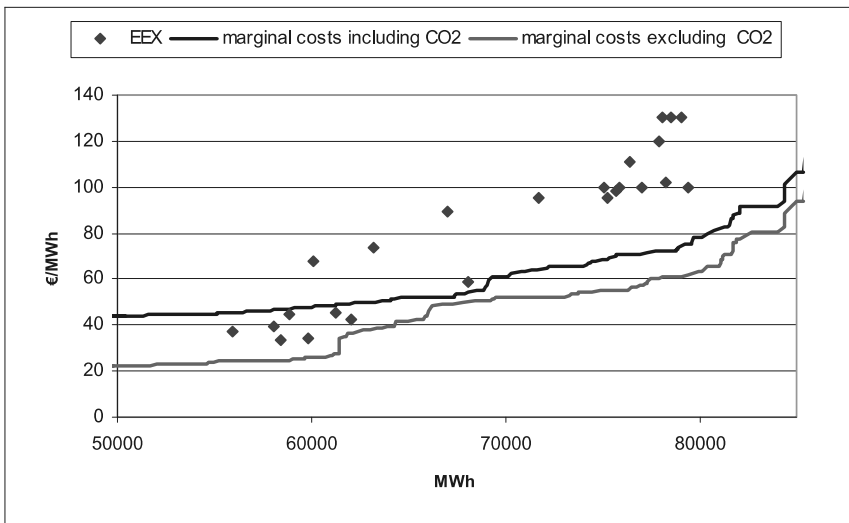
When comparing the modeled market prices with observed prices at the EEX for all hours of 2006, we obtain price markups, withheld capacity and earned revenues for fixed costs coverage. To testify the results two sensitivity analyses are carried out. First the uncertainty regarding exact fuel prices is considered by increasing natural gas and oil prices (which mainly influence peak units). Second, plant availability is reduced to estimate the impact of uncertainty about technical and external restrictions on generation structures. The results indicate that the market is far from competitive:

- Figure 1 shows the situation for a representative day (December 21) in 2005. The lower curve presents marginal costs excluding emission allowances, whereas the upper curve integrates these additional costs. A significant markup especially close to peak load can be observed. By examining the overall data, we find that on average the markups (relative and absolute) increase with the load level and indicate strategic behavior: the most significant markups occur in peak-load and mid-term load; during peak load situations, capacity is scarce and small changes to plant availability have a greater impact on market prices, thus making market power abuse particularly profitable (*Hirschhausen/Weigt/Zachmann*, 2007, p. 9);
- at a much more detailed level, Figure 2 shows an hourly analysis of the model prices and the observed prices ordered from highest to lowest EEX price for 2006. The results clearly show that high EEX prices generally do not have an equivalent high competitive price counterpart. In the mid-price segment the EEX prices increase from 40 to about 60 €/MWh while the model prices exhibit volatility ranging from 28 to 65 €/MWh with a high number of price combinations that diverge strongly from each other. This trend continues for peak price situations where EEX prices increase towards their yearly peak of more than 2000 €/MWh while model prices remain between 40 and 95 €/MWh. Thus, in peak periods, the competitive prices in the model tend to be lower than EEX prices. The average price in 2006 at the EEX is 50.79 €/MWh whereas the

⁴ However, only about 20% of total consumption is traded via the EEX. Since the EEX is the only public source available, we assume the EEX spot market acts as benchmark and as a marker price for OTC trading.

model average is about 11 % lower with 45.28 €/MWh. For the peak segment (weekdays 8am–8pm), the difference is more striking with a model average price of 52.31 €/MWh (about 30 % below the observed average of 74.48 €/MWh). Using the underlying demand, the total expenses at the EEX price level are 3.6 bn € higher than in the model;

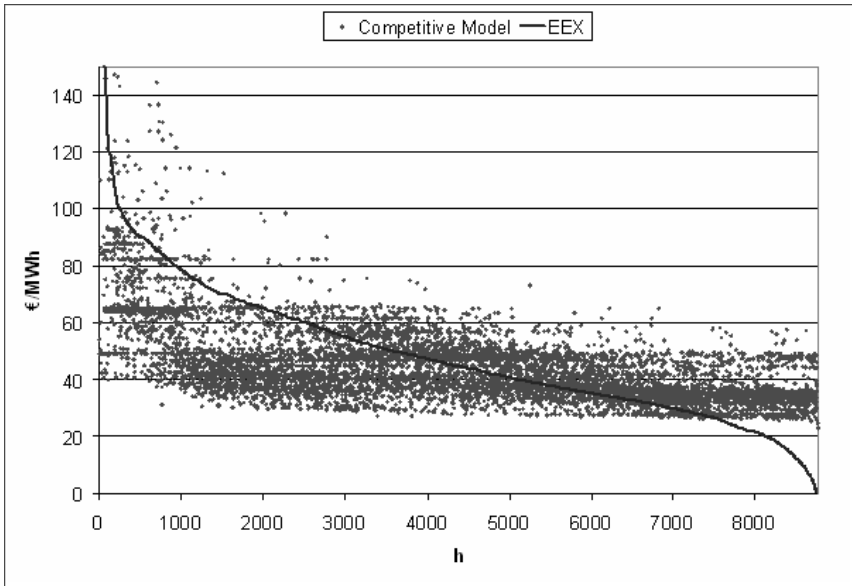
- one can also consider market power in terms of capacity withheld from the market. To estimate the difference in quantities between the model and the EEX, we calculate the capacity withheld for weekday hours 8am–8pm (off-peak and weekend hours show a high degree of prices below marginal generation costs). Furthermore, market power abuse is expected to occur mainly when demand is close to the capacity limit. To obtain the withheld capacity all available plant capacities with marginal costs below the EEX price but not operating in the corresponding modeled solution for each hour are summed up. In 2006, the average amount of capacity withheld during peak hours is about 8 GW, but it varies throughout the year. Figure 3 shows average values in the first two months of around 9 GW, the gap then narrows significantly from March until June, even reaching an average of –2 GW in April. After July, the capacity withheld again increases, with average values between 8.5 and 14 GW. The high number of values above 10 GW indicates the existence of strategic company behavior.⁵



Source: Weigt/Hirschhausen (2008).

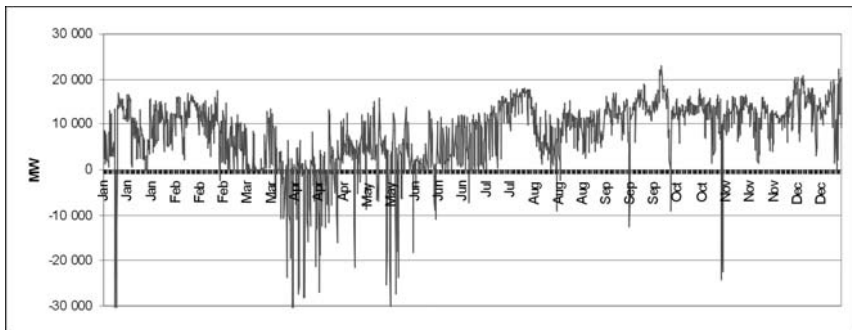
Figure 1: Prices and marginal costs, December 21, 2005

⁵ This short-term model is not well suited to provide concrete answers regarding the longer-term fixed cost coverage of the companies. For a rough estimation of fixed-cost coverage, see Weigt/Hirschhausen (2008).



Source: Weigt/Hirschhausen (2008, p. 4231).

Figure 2: Price comparison model and EEX



Source: Weigt/Hirschhausen (2008, p. 4232).

Figure 3: Capacity withheld during workday peak hours (8am–8pm)

3. Policy conclusions

The issue of market power has been understood by policymakers, and a discussion has started on how to address this issue. We conclude that the German electricity sector requires a far more competitive market design and the corresponding regulatory policies to support competitive development. Elements of this policy should

include: the divestiture of incumbents' plant capacities; virtual divestiture of capacity; elimination of long-term contracts for electricity transmission; extension of cross-border capacities; and proactive encouragement of new market participants.

Another important obstacle is given by the vertical structure of the electricity industry which has an impact on the market power at the generation level. In particular, vertical integration between a generator and the transmission operator favors the discrimination of competitors in generation. If transmission access is not properly regulated, market power in generation becomes worse. Since this has been the case in the German approach to reforms, vertical ownership unbundling seems to be the most appropriate instrument.

III. Natural Gas: The Long Way Towards more Competition⁶

1. A decade of hesitant reforms

The German natural gas industry has come a long way, from decades with practically no regulation at all, over the self-negotiation through Association Agreements, and, after their abandonment, now on the way towards ex-ante incentive regulation. However, even though the reform process has picked up speed recently, it is still at its beginnings. In general, the last decade of natural gas sector reform in Germany, and of energy reform in general, has been shaped by reform proposals coming from Brussels, that were more or less hesitantly translated into national law. Thus, the German Energy Law of 1998 was kick-started by the first European Directive on Electricity (96/92/EC) that abandoned the former monopolistic concession areas and promoted competition in generation and distribution. Also, a change in the German competition law in 1998 no longer exempted the energy sector from general competition rules and abolished the demarcation regime (Lohmann, 2006). In the same year of the German Energy Law (1998), the first European Directive on Natural Gas (98/30/EC) was born.

From that very moment on, Germany systematically carried the “red lantern” of natural gas sector reform in Europe, together with other countries with strong incumbents. The “Benchmarking Reports on the Implementation of the Internal Electricity and Gas Markets”, issued annually by the European Commission, reported regularly on delayed or ineffective reforms (e.g. *European Commission*, 2003). The German natural gas sector was even criticized for not complying with the Directives in reality. In fact, it was largely due to staggering reforms in Germany and in France, that the European Commission proposed to accelerate the move towards a single European energy market in 2003, the “Acceleration Directives” in electricity and natural gas. As a result of the Acceleration Directive the

⁶ This section is largely based on *Meran/Hirschhausen* (2008), *Hirschhausen/Neumann/Rüster* (2007) and *Hirschhausen* (2006).

German energy law was updated, came into force in 2005, and finally agreed to introduce a regulatory authority.

Besides network access, the contract structure of both imports and domestic trading also underwent considerable change. Until recently, the German market for natural gas was characterized by long-term take-or-pay importing contracts, long-term contracts with Stadtwerke (city utilities) and distributors, and a traditional hedge against price risk by linking the price for natural gas to oil (*Däußer*, 2004). Upstream, contracts with natural gas suppliers have been shortened, and supply sources were diversified. Attempts have also been made to import liquefied natural gas (LNG) to complement the pipeline as deliveries. Downstream, the German Cartel office has taken the position that long-term contracts between natural gas supplying companies and big consumers (“Stadtwerke”) create market foreclosure and therefore reduce the opportunity for new players to enter the market. Therefore, long-term contracts tying large volumes of natural gas for a long time period were ruled not to exceed 4 years and to cover 50–80% of total demand. If the contract covered more than 80% of total demand it might not exceed 2 year duration (BK 2007/06-074).

However, competition was still low in the German natural gas sector, and discussion about a new institutional framework intensified. A comprehensive reform scheme had been proposed early on by *Riechmann* (2001), suggesting to move towards an entry-exit system à la UK. *Brattle Group* (2007) also argued that lacking transparency and heterogeneous determination of access tariffs, lacking congestion management procedures and balancing markets, and pan-caking in long-distance natural gas transportation hindered the development of liquid trading. The emergence of a single reference trading point (hence reducing the number of market areas) could deliver a stable framework in a competitive environment. However, this requires a market monitor to detect potential market power abuse.

Hirschhausen (2006) and *Hirschhausen/Neumann/Rüster* (2007) argue that pipe-to-pipe competition could not work in Germany, and that ex-ante regulation was needed, whereas *Pfaffenberger/Scheele* (2005) suggested that pipeline competition was possible. At the European level, the Sector Inquiry initiated by the *European Commission* (2007b, DG Competition) concluded that unbundling of network and supply activities, market concentration, barriers to entry and transparency in the markets remained priority areas for further action.

The gradual implementation of the new energy law of 2005 reduced some of the institutional deadlock of the earlier years. With another two-to-three years of delay, an incentive regulation scheme was implemented in January 2009. Legal unbundling of the industry created clear industry structures, and a formal separation between natural gas transmission and natural gas trading. The number of market areas is gradually decreased, from initially 19 towards one or two, and the implementation of a unified, liquid wholesale market is within reach. The 3rd reform package proposed by the European Commission for the development of a single

European energy market is under consideration. The main instrument to achieve a competitive internal market is the proposed ownership unbundling of the long-distance transportation segment of the value chain.

2. Literature

There is a general consensus in the literature that competition is feasible in the natural gas sector, too, and that appropriate regulation is needed to accomplish that objective. Positive experiences with natural gas restructuring in the UK and the US suggest that a competitive wholesale market and a regulated transmission pipeline system yield the best market outcomes in terms of prices and reliable supply. We contend that there is almost no infrastructure competition possible in natural gas transmission. The cost structure of a pipeline network is characterized by high capital intensity and low variable costs. The majority of investment costs are “sunk” costs, and transmission pipelines have long lives (35–60 years). Technical progress is slow, particularly when compared to the ever-evolving telecom industry.

Average costs of transmission fall as pipeline diameter increases. In sum, the network character of natural gas transmission reinforces the assumption of a natural monopoly. Larger networks are more efficient at balancing supply and demand, thus lowering the costs of transportation overall and also use storage functionality more efficiently. Rare empirical analysis supports this finding, e.g. *Gordon, et al. (2003)*.

In addition to the cost analysis, strategic considerations confirm that infrastructure competition between natural gas pipelines is unlikely. Even if there is more than one transportation operator, it is unlikely that price competition will emerge. In a network’s largest segment, there will be no real alternative for buyers or traders to freely choose between two transmission suppliers. Implicit or explicit collusions are relatively easy to carry out in this narrow market. Potential competition through market entry by third companies can be avoided by strategic behavior, as described above (“limit pricing”).⁷

We conclude that the technical and economic analysis of natural gas transmission suggests that effective competition plays no role in this sector. There are significant economies of scale and of scope in this network industry. Even when there is high network density, multiple pipeline operators and transmission remains regulated indicating the low level of effective competition and the need for network access regulation.

⁷ Empirically, there are fewer convincing examples for true pipe-to-pipe competition. This is also true for the US, even though supply (several independent pipeline operators) and demand (in the South, Northeast and Chicago) lend themselves to more competitive structures. However, the national regulator (Federal Energy Regulatory Commission, FERC) has maintained cost-based regulation of pipeline companies because of concerns about market power. On the other hand, the US has been able to establish a fully competitive wholesale market so that the consumers benefit from true gas-to-gas competition.

3. Analysis for Germany

The natural gas transmission network in the formerly divided Germany was developed on both sides as the largely integrated system of two dominant suppliers: Ruhrgas, in the Federal Republic of Germany, and Gas Kombinat Schwarze Pumpe – VEB Verbundnetz Gas in the Democratic Republic of Germany (now Ontras). In the old Federal Republic there were also some regionally limited providers such as BEB in northwest Germany. The dominant market position of the incumbents in the respective territory was not substantially modified by the entry of Wingas, a new transport company in the early 1990s or by the growth of the local pipeline companies. Thus, the Federal Cartel Office (*Bundeskartellamt*, 2002), observed a strong dominance of Ruhrgas, particularly in large-diameter pipelines.

We note that the cost structure of the pipeline system in Germany is similar to systems elsewhere where average costs are falling in the range of 28–39 bcm annually. This finding corresponds to about 40% of natural gas demand in Germany. Likewise, the network character of global systems suggests that a single operator results in more efficient management. Some regions in the transportation system feature parallel pipelines, for example in northwest Germany (pipelines by Eon Gas Transport, EGT and Wingas), or the east-west connections in central Germany. However, it does not imply pipe-to-pipe competition, because the geographical range is limited and these islands do not offer a “network-wide” option. Strategic behavior by network operators also suggests the absence of effective competition. Collusion and cooperation are also likely to dominate the management of jointly operated pipelines which is indicated by the contractor relationships related to the financing and operations of these pipelines (*Hammerstein*, 2004). Based on our analysis, we suggest that it is unlikely that a dominant pipe-to-pipe competition will emerge in Germany.

4. Policy conclusions

This analysis confirms the general wisdom that due to the characteristics natural gas transmission is provided most efficiently by a single network operator. We found no exceptions of note to network regulation even in the US, where a large number of operators meet high demand. Nor is Germany an exception, although historically it developed a specific ownership structure. There is no dominating effective competition in the German pipeline network, and it is unlikely to emerge in the future. We note that the atomization of the country’s network into several market areas that in most cases were delineated along property lines contradicts the now-desired goals of establishing effective competition and market transparency.

Both the European Directives and German Energy Law were designed to promote competition in the Europe’s natural gas sector. This will only be realized through competition at the wholesale level. Therefore, to promote competition and obtain lower prices, reforms in Germany’s natural gas sector should target at a

competitive wholesale market. We consider the following measures to be conducive to more efficient competition:

- *Implementing incentive regulations.* Since July 2006, when the BNetzA provided a blue-print for incentive regulation of electricity and natural gas networks, implementation has been delayed. In particular, a large number of natural gas network operators has been excluded from incentive regulation, which now starts with only 9 regulated pipelines. Incentive regulation should be extended to the entire industry as soon as possible;
- *Additional structural reforms following the UK example.* We suggest combining Germany's various market areas into a single market area for H- and L-gas respectively; implementing a fully functioning entry-exit system; and creating a virtual balancing trading point.
- *A single independent system operator or commercial transmission company.* Full unbundling of ownership is a more stringent solution since it separates transmission from trading activities, but installing an independent system operator (ISO) may be a politically acceptable compromise.
- *Opening storage to competition following the vertical separation between trading and networks.* This could encompass auctioning available storage capacity; facilitating the construction of new commercial storage; and promoting Germany's storage capabilities to other countries in the EU.

IV. Outlook: Competition Policy in a Low-Carbon World

10 years have passed since the Energy Law of 1998, following the two European Directives on Electricity and Natural Gas, that woke up the European internal market for energy. In Germany, competition was very slow to emerge, both in the electricity and the natural gas sector. The first five years of reform were wasted by Association Agreements, and fruitless attempts of self-regulation. While competition has intensified over the last years, we identify substantial reforms steps in electricity, and in particular in the natural gas sector. External regulation has become stricter, and so has the political establishment. However, if Germany wants to keep up with the frontier of international energy market regulation, significant efforts need to be undertaken, mainly in natural gas, but also in electricity.

While the "traditional" issues of regulation and competition are now finally addressed in Germany, the challenges of a low-carbon world will add to the complexity of the sector. Let us just point out three challenging issues, amongst many others (see also *Pollit*, 2008):

- Low-carbon technologies, such as carbon capture and storage (CCS) need substantial financial support on the way to large-scale deployment. This support may conflict with the rules of competition. The UK has devised an output-based support scheme, where pilot projects with technical specifications ("output") are

tendered, and the bidder with the lowest subsidy request (“input”) wins. Germany is currently pursuing an input-oriented support scheme for CCS, which is unlikely to yield the right incentives. More efforts should be invested in designing a competition-neutral support scheme for basis research and applications of low-carbon technologies;

- competition policy should also be coherent with other policy instruments, such as the support for renewable energies (wind, solar, etc.) and efficiency standards imposed on consumers. If one believes in market forces, competition policy and regulation are better suited to promote efficiency than the definition – ex nihilo – of technical efficiency standards. The German government should define a coherent mix of instruments rather than to multiply these instruments, often in a counterproductive way;
- high-powered incentive regulation is also incompatible with the need to design electricity distribution grids with ample overcapacity to accommodate distributed resources (such as biomass, solar, or wind). In fact, the “smart grids” that can accommodate distributed resources, require a flexible approach to regulated investment, instead of a strict revenue-cap regulation. The German Ordinance on Incentive Regulation (Anreizregulierungsverordnung, ARegV) includes a generic term for negotiated investment budgets. However, neither the regulator nor the companies have found objective criteria to implement this rule, without overly burdening the consumer (that has to pay for these investments through the regulated tariffs).

References

- Brattle Group* (2007): Gutachten zur Entwicklung einer Gasbörse in Deutschland. Endbericht im Auftrag der MVV Energie AG.
- Bundeskartellamt* (2006): Sachstandspapier zur Vorbereitung der mündlichen Verhandlung in Sachen Emissionshandel und Strompreisbildung. Bundeskartellamt, 8. Beschlussabteilung, Bonn, Germany.
- Däußer, O.* (2004): Gaspreisbildung und Europäisches Kartellrecht. München, C. H. Beck-Verlag.
- Ehlers, N./Erdmann, G.* (2007): Kraftwerk aus, Gewinne rauf? Wird der Preis in Leipzig manipuliert? *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 05, 42–45.
- Ellersdorfer, I.* (2005): A Multi-Regional Two-Stage Cournot Model for Analyzing Competition in the German Electricity Market. Proceedings of the 7th European Energy Conference 2005 “European Energy Markets in Transition”, Bergen, Norway.
- European Commission* (2007a): 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.
- European Commission* (2007b): DG Competition Report on Energy Sector Inquiry. SEC (2006)1724, 10 January 2007.

- European Commission* (2003): Second Benchmarking Report on the Implementation of the Internal Electricity and Gas Market. Brussels, Commission Staff Working Paper, SEC (2003) 1028.
- Gordon, D. V / Gunsch, K. / Pawluk, C. V.* (2003): A Natural Monopoly in Natural Gas Transmission. *Energy Economics*, 25, 473–485.
- Hammerstein, Christian von* (2004): Schriftliche Stellungnahme zur öffentlichen Anhörung von Sachverständigen. Berlin, Deutscher Bundestag, Ausschuss für Wirtschaft und Arbeit, 15. Wahlperiode, Ausschussdrucksache 15(9)1599.
- Hirschhausen, C. v.* (2006): Reform der Erdgaswirtschaft in der EU und in Deutschland: Wie viel Regulierung braucht der Wettbewerb? *Perspektiven der Wirtschaftspolitik*, 7, 80–103.
- Hirschhausen, C. v. / Neumann, A. / Rüster, S.* (2007): Wettbewerb im Ferntransport von Erdgas? Technisch-ökonomische Grundlagen und Anwendung auf Deutschland. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 31(3), 183–193.
- Hirschhausen, C. v. / Weigt, H. / Zachmann, G.* (2007): Preisbildung und Marktmacht auf den Elektrizitätsmärkten in Deutschland. Study commissioned by the Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (VIK).
- Lohmann, H.* (2006): *The German Path to Natural Gas Liberalisation*. Oxford, Oxford Institute for Energy Studies.
- London Economics* (2007): Structure and Performance of Six European Wholesale Electricity Markets in 2003, 2004 and 2005. Study for the European Commission, prepared by London Economics in association with Global Energy Decisions.
- Mas-Colell, A. / Whinston, M. / Green, J.* (1995): *Microeconomic Theory*. New York, Oxford, Oxford University Press.
- Meran, G. / Hirschhausen, C. v.* (2008): 10 Years of Natural Gas Sector Regulation in Germany – With Special Focus on Self Regulation through Association Agreements (“Verbändevereinbarungen”), *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 32, 171–176.
- Melzian, E. / Ehlers, N.* (2007): Bidding Strategies on International Energy Markets. Proceedings of the “2nd Conference on Energy Economics and Technology”, Dresden, Germany.
- Müller, C.* (2007): Grenzkostenpreise und Nachhaltigkeit des Kraftwerkbetriebs. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 5, 26–31.
- Müller, L.* (2001): *Handbuch der Elektrizitätswirtschaft*. Technische, wirtschaftliche und rechtliche Grundlagen, Second Ed. Berlin, Springer.
- Müsgens, F.* (2006): Quantifying Market Power in the German Wholesale Electricity Market Using a Dynamic Multi-Regional Dispatch Model. *The Journal of Industrial Economics*, 54, 471–498.
- Ockenfels, A.* (2007a): Strombörse und Marktmacht. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 5, 46–60.
- Ockenfels, A.* (2007b): Marktmachtmessung im deutschen Strommarkt in Theorie und Praxis – Kritische Anmerkungen zur London Economics-Studie. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 9, 12–29.
- Pfaffenberger, W. / Scheele, U.* (2005): Gutachten zu Wettbewerbsfragen im Zusammenhang mit i 3 Abs. 2(1) GasNEV. Bremen, Bremer Energie Institut.

- Pollitt, M.* (2008): The Future of Electricity (and Gas) Regulation. Electricity Policy Research Group Working Papers, No. EPRG 0811. Cambridge: University of Cambridge.
- Riechmann, C.* (2001): Notwendige Bausteine für die Gasliberalisierung in Deutschland. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 51, 776–779.
- Schwarz, H. / Lang, C.* (2006): The Rise in German Wholesale Electricity Prices: Fundamental Factors, Exercise of Market Power, or Both? IWE Working Paper Nr. 02, University of Erlangen-Nürnberg, Institute of Economics.
- Swider, D. J. / Ellersdorfer, I. / Hundt, M. / Voß, A.* (2007): Anmerkungen zu empirischen Analysen der Preisbildung am deutschen Spotmarkt für Elektrizität. Expertise prepared for the Verband der Verbundunternehmen und Regionalen Energieversorger in Deutschland – VRE – e.V., Stuttgart, Germany.
- Twomey, P. / Green, R. / Neuhoff, K. / Newbery, D.* (2004): A Review of the Monitoring of Market Power. Cambridge Working Papers in Economics CWPE 0504, University of Cambridge.
- UCTE* (2007): <http://www.ucte.org/services/onlinedatabase/consumption/>, retrieved 01.03.2007.
- Weber, C. / Vogel, P.* (2007): Marktmacht in der Elektrizitätswirtschaft – Welche Indizien sind aussagekräftig, welche Konsequenzen adäquat? *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 4, 20–24.
- Weigt, H. / Hirschhausen, C. v.* (2008): Price Formation and Market Power in the German Wholesale Electricity Market in 2006. *Energy Policy*, 36(11), 4227–4234.
- Zachmann, G.* (2006): A Markov Switching Model of the Merit Order to Compare British and German Price Formation. DIW Berlin Discussion Paper No. 714, Berlin, Germany.
- Zachmann, G. / Hirschhausen, C. v.* (2008): First Evidence of Asymmetric Cost Pass-through of EU Emissions Allowances: Examining Wholesale Electricity Prices in Germany. *Economics Letters*, 99, 465–469.

Der Strommarkt zwischen Liberalisierung, Wettbewerb und staatlicher Ingerenz

Von *Alois Rhiel*, Wiesbaden¹

Liberalisierung, Regulierung und Wettbewerb als Instrumente und Ziele des Strommarkts

Der Strommarkt ist kein monolithischer Block. Er lässt sich in drei große Teilbereiche unterteilen: Den Stromvertrieb, das Stromnetz und die Stromerzeugung. Auf die einzelnen Teilbereiche müssen gesonderte ordnungspolitische Instrumente angewendet werden, da sie unterschiedlich strukturiert sind und damit jeweils unterschiedliche Bedingungen gelten. Liberalisierung betrifft den Strommarkt insgesamt. Sie ist Ausgangspunkt, um auf diesem Markt Kundensouveränität zu erreichen. Wettbewerb und Deregulierung sind hingegen nicht für alle Bereiche des Stromsektors möglich oder sinnvoll. Deshalb gilt ein spezieller Zusammenhang: Liberalisierung bedeutet erstens nicht automatisch Wettbewerb. Liberalisierung führt zweitens nicht automatisch zu sinkenden Preisen. Liberalisierung impliziert drittens nicht automatisch Deregulierung.

Der wichtigste Motor für die Liberalisierung des Strommarktes war die Europäische Kommission. Sie trieb und treibt die Mitgliedsstaaten durch Richtlinien und öffentlichen Forderungen mit dem Ziel voran, dass diese ihre Strommärkte schrittweise liberalisieren. Praktisch bedeutet vollkommene Liberalisierung, dass Privathaushalte und Industriekunden frei wählen können, von welchem Energieunternehmen sie Energie beziehen – nicht nur national, sondern EU-weit. Betrachtet man die Situation der Strommärkte in den Mitgliedsstaaten allerdings, so zeigt sich, dass es keinen „europäischen“ Strommarkt gibt. In manchen Staaten herrscht die Meinung der Regierungen vor, es bedürfe so genannter „nationaler Champions“, um gegenüber ausländischen Konkurrenten bestehen zu können. Interessanterweise wird für diesen Umstand häufig der Satz „um im Wettbewerb bestehen zu können“ verwendet. Es grenzt an Ironie, dass dieses „Bestehen-Können“ durch gezielte staatlich beförderte Einschränkung des Wettbewerbs erreicht werden soll. Dieser Protektionismus konterkariert die Liberalisierungsbemühungen. Manche Länder wollten keine „ausländischen“ Konzerne als Besitzer oder Beteiligte ihrer Energiekonzerne. Entsprechend schotteten sie ihre Strommärkte vor ausländischer Kon-

¹ Der Verfasser war von 2003 bis 2009 Staatsminister für Wirtschaft, Verkehr und Landesentwicklung des Landes Hessen.

kurrenz ab. Dies trägt dazu bei, dass das Ziel eines gemeinsamen EU-Strommarkt erheblich behindert wird.

Ein weiteres beträchtliches Hindernis eines echten europäischen Strommarktes sind die viel zu geringen Kapazitäten der Grenzkuppelstellen. Im Unterschied zu den meisten anderen bedeutenden Märkten ist der grenzüberschreitende Handel mit Strom extrem gering: Der Importanteil an der gesamten Stromerzeugung beträgt weniger als ein Zehntel. Änderungen sind nicht zu erwarten, denn die Netzmonopolisten, denen die Grenzkuppelstellen gehören, haben kein Interesse, dass billiger Strom aus Osteuropa vermehrt nach Deutschland fließen kann. Osteuropas Staaten als Eigentümer der Netze auf der anderen Seite haben kein Interesse, die Kuppelstellen auszubauen, da infolge dessen aufgrund des Prinzips kommunizierender Röhren die Strompreise in ihrem Land ansteigen würden, sofern vergleichsweise billigerer Strom ins Ausland – in dem ein höheres Preisniveau herrscht – abfließen könnte. Somit fehlt in Deutschland Wettbewerbsdruck durch ausländische Stromanbieter.

Liberalisierung sollte für Wettbewerb sorgen

Der fehlende EU-weite Strommarkt ist deshalb so problematisch, weil die Liberalisierung des Strommarktes kein Selbstzweck ist. Als die EU-Kommission Ende der 1990er Jahre die Liberalisierung des Energiesektors vorantrieb, war eines der obersten Ziele, Wettbewerb in Gang zu bringen, damit die Verbraucher preiswerter mit Strom versorgt werden. Fairer Wettbewerb führt zu niedrigeren Energiepreisen. Sie sind ein wichtiger Standortfaktor und wesentliche Voraussetzung für Wachstum und Beschäftigung einer jeden Volkswirtschaft. Ein funktionierender Wettbewerb setzt Anreize zu investieren und Neuerungen zu schaffen. Er schränkt übermäßige wirtschaftliche Macht ein und verhindert, dass sich Machtkartelle und Monopole bilden. Es wird deutlich, dass der Wohlstand unserer Gesellschaft entscheidend davon abhängt, ob eine Marktwirtschaft wettbewerbslich strukturiert ist oder nicht.

Nicht immer funktioniert ein Markt optimal. Ein Staat kann sich deshalb nicht aus einem liberalisierten Markt vollkommen heraushalten. Grundsätzlich sollte den Steuerungsmechanismen des Marktes vertraut werden. Der Staat beschränkt sich im Idealfall auf die Schaffung der Rahmenbedingungen für eine funktionierende Wirtschaft. Hierdurch kann den Marktkräften und dem Wettbewerb überlassen werden, wie sich die Märkte innerhalb des vorgegebenen Rahmens entwickeln.

Wir wissen, dass nicht auf jedem Markt Wettbewerb existiert und nicht auf jedem Markt, auf dem Wettbewerb fehlt, ein fundamentales, dauerhaftes Wettbewerbsversagen vorliegt. Das zeigt der Vergleich der Bereiche Stromnetzbetrieb und Stromerzeugung: Im Stromnetz existieren natürliche Monopole. Das bedeutet ein dauerhaftes Wettbewerbsversagen. Der jeweilige Netzbetreiber hat folglich eine

Monopolstellung. Hier sind wir bei einem weiteren Stichwort angelangt: Des staatlichen Eingriffs in den Markt durch Regulierung. Die Entgelte für die Nutzung der Netze durch andere Versorger müssen staatlich reguliert werden, damit der Netzbetreiber sein Monopol nicht ausnutzen und so die Wettbewerber vom Markt fernhalten kann. Deshalb ist eine staatliche Dauerregulierung der Netzmonopole gerechtfertigt und erforderlich.

Eine solche Regulierung schreibt in Deutschland das Energiewirtschaftsgesetz aus dem Jahr 2005 vor. Dieses Instrument wirkt und ist bei der Bundesnetzagentur und den Ländern in den richtigen Händen. Für das Jahr 2007 bzw. 2008 sind die beantragten Entgelte deutlich gekürzt worden. Beispielsweise bei E.On. um knapp ein Viertel, bei der RWE AG um 28 Prozent, bei EnBW um 29 Prozent und bei der Vattenfall Europe AG um 15 Prozent.

Eine Verstaatlichung der Stromnetze – wie jüngst vorgeschlagen – ist kein zielführender Weg. Grundsätzlich ist der Staat kein „besserer“ Unternehmer. Auch sinkende Preise sind nicht zu erwarten, sobald der Staat Eigentümer der Netze ist. Eine Verstaatlichung des Stromnetzes ist zudem wirtschafts- und umweltpolitisch höchst fragwürdig. Es besteht vielmehr die Gefahr, dass sich Unterhalt und Ausbau der Netze nach den Erfordernissen der öffentlichen Haushalte richten würde. Das wäre für einen sicheren Stromnetzbetrieb offensichtlich eine eher abträgliche Entwicklung. Deshalb ist der in Deutschland eingeschlagenen Weg der Netzregulierung auch in Zukunft die bessere Alternative.

Anders ist es im Fall der Stromerzeugung. Hier existieren hohe Marktzutrittschranken. Jedoch gibt es kein natürliches Monopol. Das heißt, dass Wettbewerb prinzipiell möglich ist. Dieser wird jedoch verhindert. Die großen Stromproduzenten E.ON, RWE, EnBW und Vattenfall dominieren mit einem kumulierten Marktanteil von gut 80 Prozent den Markt der Stromproduktion. Zudem herrscht kein wesentlicher Wettbewerb zwischen ihnen. Legt man die für die Missbrauchsaufsicht geltenden Vermutungstatbestände für Marktbeherrschung an (ein Unternehmen muss mehr als ein Drittel, bis zu drei Unternehmen zusammen müssen mehr als die Hälfte oder bis zu fünf Unternehmen müssen zusammen mehr als zwei Drittel Marktanteil haben), dann ist festzustellen, dass die vier Stromkonzerne den Markt der Stromerzeugung in Deutschland beherrschen. Es handelt sich um ein enges Oligopol. Dies ist die Wurzel des Problems im Stromsektor. Eine Regulierung des Stromerzeugungsmarktes ähnlich dem des Stromnetzes wäre jedoch ein völlig unzulängliches, ja sogar das falsche wirtschaftspolitische Instrument.

Der „tote Winkel“ im GWB

Grundsätzlich ist eine wettbewerbliche Marktstruktur mit mehreren rivalisierenden Anbietern in der Stromproduktion technisch und ökonomisch möglich. Denn das Marktvolumen ist ausreichend groß, damit viele Anbieter mindestoptimale technische Betriebsgrößen realisieren können. Hier bestimmt nicht Leistung, son-

dern wettbewerbsbeschränkende Marktmacht den Ausleseprozess auf dem Stromerzeugungsmarkt. Ein paar wenige sind die Profiteure dieser Wettbewerbsbeschränkung – zu Lasten der Kunden. Die gesamtwirtschaftliche Wohlfahrt leidet. Das Nachsehen haben besonders Unternehmen, die von dem Markt ferngehalten werden, und vor allem die Verbraucher.

Fünfzig Jahre nach Einführung des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB), das vielfach als „Grundgesetz der Sozialen Marktwirtschaft“ bezeichnet wird, bestehen nach wie vor keine rechtlichen Voraussetzungen, ein derartiges enges Oligopol, wie es in der Stromerzeugung besteht, zu beseitigen. Damit ist ein wichtiger ökonomischer Teilbereich von einer tatkräftigen Wettbewerbspolitik ausgeblendet. Im deutschen Wettbewerbsrecht gibt es demzufolge einen „toten Winkel“, der es möglich macht, dass – wie in der Stromerzeugung – zwar ein „Markt“ existiert, da Stromangebot und Stromnachfrage zusammenkommen und sich ein Preis bildet. Aber es gibt keinen funktionierenden Wettbewerb. Die Wettbewerbsbeschränkung wird durch die spezifische Marktstruktur der Stromproduktion verursacht und befördert, die durch hohe und stabile Marktzutrittschranken gekennzeichnet ist. Hierzu gehört, dass es kurz- und mittelfristig an verfügbaren Standorten für neue Kraftwerke mangelt, Planungs- und Genehmigungszeiten sehr lange sind, Grenzkuppelstellen zum Ausland fehlen und der Absatzmarkt begrenzt ist, weil Konzernmüttern der Stromerzeuger an Stadtwerken und eigenen Regionalverteilern in erheblichem Ausmaß beteiligt sind.

In der Stromproduktion sieht in Deutschland die Ursachen- und Wirkungskette wie folgt aus: Durch ihre Marktmacht gelingt es den großen vier Energiekonzernen, die Strompreise auf dem Großhandelsmarkt zu kontrollieren, durch spontan-solidarisches Parallelverhalten echten Wettbewerb in der Stromerzeugung zu verhindern und neuen Marktteilnehmern den Zugang zum Markt zu versperren. Das hat zur Folge, dass die Strompreise nicht gesunken sind – wie auf einem liberalisierten Markt prinzipiell zu erwarten wäre – sondern erheblich gestiegen sind. Allein zum Jahreswechsel 2007/2008 haben die Strompreise im Schnitt um mehr als 7 Prozent angezogen. Empirisch lassen sich die negativen Folgen der Wettbewerbsbeschränkung nachweisen:

Die Großhandelspreise fielen nach der Marktöffnung in Deutschland 1998 merklich um rund ein Drittel. Seit 2000 zogen sie von unter 3 Cent/KWh auf heute mehr als 6 Cent/KWh an. Diese Einkaufspreise müssen beispielsweise von Stadtwerken und regionalen Verteilerwerken an die Erzeuger gezahlt werden. Damit verteuerte sich Strom für die Verbraucher. Die Endverbraucherpreise für Haushalte sind nach Berechnungen des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie zwischen 2000 und 2006 von knapp 15 Ct/kWh auf fast 19 Ct/kWh gestiegen. Ein weiterer Anstieg ist angesichts der Ankündigungen von Preiserhöhungen der Stromproduzenten für das Jahr 2008 zu erwarten. Industriekunden mussten durchschnittlich satte 70% mehr im Jahr 2006 (7,5 Ct/kWh) im Vergleich zu 2000 (4,4 Ct/kWh) für Strom zahlen. Bis 2008 ist sogar mit einer Verdopplung der Preise von 2000 zu rechnen. Die überhöhten Preise für Strom können sich die

Konzerne „leisten“, weil sie aufgrund des Oligopols nicht fürchten, ihre Marktanteile an Konkurrenten zu verlieren, die sie preislich unterbieten könnten.

Politik hat steigende Strompreise wesentlich zu verantworten

Eine redliche Antwort auf die Frage, warum in Deutschland die Strompreise rasant gestiegen sind und weiter steigen, kann nicht nur mit Verweis auf die marktbeherrschenden Stromkonzerne sondern muss auch in Richtung Politik gegeben werden. Ja, noch deutlicher: Letztlich ist sie verantwortlich für die prekäre Lage, denn sie hat sich ein doppeltes Politikversagen zuschulde kommen lassen. Erstens belastet sie die Energiepreise mit immer höheren Steuern und Abgaben. Der staatlich festgelegte Anteil am Endverbraucherpreis für Strom beträgt rund 40 Prozent. Zudem macht die Politik den Konzernen Milliardeneschenke durch überwiegend kostenlos zugeteilte CO₂-Zertifikate, die im Endeffekt aus den Taschen der Verbraucher bezahlt werden. Zweitens hat der Staat im Bereich der Stromproduktion als Wettbewerbshüter versagt. Da der Staat nicht eingriff, war es den Großkonzernen möglich, kleinere Stromproduzenten und Marktneulinge preislich zu unterbieten, sie zur Aufgabe zu zwingen und zum Teil zu geringem Preis aufzukaufen. Durch Fusionen konnten sie darüber hinaus ihre Kräfte weiter bündeln. Auf diese Weise bildeten sich die vier großen marktbeherrschenden Unternehmen, die ihre Marktmacht zunehmend erhöhten und festigten. Zum Teil förderte die Bundesregierung diesen Prozess sogar aktiv. Schlechtestes Beispiel ist der Zusammenschluss von E.On. / Ruhrgas aufgrund von Ministererlaubnis, nachdem das Bundeskartellamt diese Fusion untersagt hatte.

Dieses doppelte Politikversagen kann und muss beendet werden. Der Staat sollte mit gutem Beispiel voran gehen und den staatlich bedingten Anteil der Stromrechnungen verringern, indem die Stromsteuer mindestens halbiert wird. Das erspart einem Durchschnittshaushalt rund 40 Euro pro Jahr. Im Gegenzug sollten die CO₂-Verschmutzungszertifikate gegenüber den Stromerzeugern komplett versteigert und nicht überwiegend verschenkt werden. Auf diese Weise würden die Verbraucher von übergroßen Abgaben befreit, ohne den Bundeshaushalt zu belasten.

Zudem darf sich der Staat nicht länger vor seiner ordnungspolitischen Verantwortung drücken und die Wettbewerbsbeschränkungen weiter tolerieren. Die Regierung entscheidet über die Spielregeln auf Märkten. Und die derzeitigen Spielregeln sind unvollständig und lassen Wettbewerbsbeschränkungen zu. Die Politik muss handeln. Denn der Staat hat die Pflicht und die Macht, überall dort, wo Wettbewerb möglich ist, für echten Wettbewerb zu sorgen.

Wettbewerb in der Stromerzeugung durch Marktstruktureingriffe

All diejenigen, die auf dem Markt für die Produktion von Strom ihre Leistung anbieten wollen, haben das Recht auf faire Wettbewerbsbedingungen. Der Gesetzgeber hat sich bislang nicht dazu durchringen können, dem Bundeskartellamt ein wirkungsvolles Instrument in die Hand zu geben, um Wettbewerbsstrukturen auf dem Stromerzeugungsmarkt durchzusetzen. Damit fehlt fairer Wettbewerb. Die Politik muss ihrer Verantwortung endlich gerecht werden und für angemessene Rahmenbedingungen sorgen, damit die Chancen von neuen Anbietern und ihren Beschäftigten nicht durch den Missbrauch von Marktmacht behindert werden. Um wirksamen Wettbewerb in der Stromerzeugung in Gang zu setzen, müssen die strukturellen Ursachen von Marktmissbrauch behoben werden.

Darauf zielt der hessische Gesetzentwurf zur Verschärfung des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB), der von der hessischen Landesregierung am 14. März 2008 im Bundesrat eingebracht worden ist. Hessen schlägt eine Erweiterung und Verschärfung des deutschen Wettbewerbsrechts vor, damit – wenn alles andere nicht hilft – der Staat das Oligopol der vier Konzerne RWE, E.ON, Vattenfall und EnBW beseitigen kann. Die Verschärfung des GWB nach Vorschlag der hessischen Landesregierung ist juristisch möglich und ökonomisch sinnvoll. Ein Marktstruktureingriff ist folglich „ultima ratio“. Notfalls muss das Bundeskartellamt die Stromkonzerne zwingen können, einen Teil ihrer Kraftwerke an unabhängig Dritte zu verkaufen. Das Ziel ist, dass die Zahl der Stromproduzenten in Deutschland so weit steigt, dass wirksamer Wettbewerb und eine wettbewerbliche Preisbildung auf dem Stromerzeugungsmarkt zu erwarten sind.

Eine wettbewerbsinduzierte Reduzierung der Großhandelspreise für Strom von derzeit mehr als 6 Cent je kWh um wenigstens rund 2 Cent je kWh ist realistisch. Das würde einen durchschnittlichen Vier-Personen-Haushalt mit einem Jahresverbrauch von 4.000 Kilowattstunden inkl. Mehrwertsteuer um jährlich knapp 100 Euro entlasten.

Die Entscheidungen über Zwangsverkäufe werden nicht politisch getroffen, sondern in einem transparenten formalen Verfahren nach klaren juristischen und ökonomischen Normen mit Zuständigkeit des Bundeskartellamts. Die erste Voraussetzung ist, dass die so genannten „Aufgreifschwellen“ überschritten sind. Es muss sich erstens um einen Markt mit gesamtwirtschaftlicher Bedeutung handeln. Zweitens müssen die Aufgreifschwellen der nationalen Fusionskontrolle überwunden sein (Umsatzerlöse weltweit mehr als 500 Mio. Euro und im Inland mehr als 25 Mio. Euro). Weiterhin ist erforderlich, dass das betroffene Unternehmen auf dem relevanten Markt eine beherrschende Stellung innehat und auf dem relevanten Markt auf absehbare Zeit kein wesentlicher Wettbewerb zu erwarten ist. Diese Aufgreifschwellen wahren Rechtssicherheit und den Schutz privaten Eigentums als unabdingbare Grundwerte einer rechtsstaatlichen, marktwirtschaftlichen Staatsordnung. Sie garantieren zudem, dass Unternehmen klar abschätzen können, ob sie

bereits zu marktmächtig sind oder durch Handlungen so übermächtig werden, dass sie die Aufmerksamkeit der Wettbewerbsbehörden auf sich ziehen.

Wenn die Aufgreifschwelle überschritten sind, müssen die so genannten „Eingreifkriterien“ beachtet werden. Ihnen zufolge kann das Bundeskartellamt die Veräußerung von Vermögensteilen anordnen, wenn dies eine spürbare Verbesserung der Wettbewerbsbedingungen erwarten lässt. Der oder die Erwerber dürfen auf dem betroffenen Markt keine beherrschende Stellung innehaben oder durch den Erwerb erlangen können. Auch dürfen sie mit dem betroffenen Unternehmen nicht konzernmäßig verbunden sein. Mögliche Käufer sind große Stadtwerke und Stadtwerksverbände, energie-intensive Unternehmen, nationale und internationale Investoren sowie regionale Verteilerunternehmen, die bereits heute Kraftwerke oder Beteiligungsmöglichkeiten haben oder suchen.

Ein weiterer Kernbestandteil des hessischen Gesetzentwurfs ist die Möglichkeit, die Freigabe von Fusionen zu widerrufen. Das Bundeskartellamt kann eine Freigabe einer Fusion widerrufen, wenn es aufgrund nachträglich eingetretener Tatsachen berechtigt wäre, die Freigabe nicht zu erteilen. Das ist an die Bedingung geknüpft, dass wesentlicher Wettbewerb auf einem Markt mit gesamtwirtschaftlicher Bedeutung aufgrund dieses Zusammenschlusses gefährdet ist.

Gute Erfahrungen im Ausland für Deutschland nutzen

Gesetzliche Voraussetzungen wie es der hessische Gesetzentwurf vorsieht, gibt es im Ausland – beispielsweise in den USA und Großbritannien. Dort wurden bereits mehrfach und seit Jahren erfolgreich Eingriffe in die Marktstruktur vorgenommen, um Oligopole bzw. Monopole zu zerschlagen. Somit kamen mehr Anbieter auf den Markt. Die positiven Folgen waren, dass die Marktmechanismen wieder wirken und sich der Staat aus dem Marktgeschehen zurückziehen konnte. Zudem stieg die Qualität bei sinkenden Preisen. In England zum Beispiel bewirkte die Zerschlagung des Oligopols in der Elektrizitätserzeugung zu intensiverem Wettbewerb und fallenden Preisen. Auch in anderen Wirtschaftsbereichen gab es Erfolge: In den USA etwa konnten im Fall von AT&T und Standard Oil Wettbewerbsbeschränkungen dauerhaft beseitigt, deutlich sinkende Preise sowie beschleunigter technischer Fortschritt und zunehmende Angebotsvielfalt erreicht werden.

Dies ist auch in Deutschland möglich, sofern die rechtlichen Voraussetzungen für Marktstruktureingriffe geschaffen werden. Von den zu erwartenden Effekten würde die gesamte Volkswirtschaft profitieren. Denn eine hohe Zahl an Stromerzeugern führt zu echtem Wettbewerb. Da Strom ein vergleichsweise homogenes Gut ist, dürfte der Preiswettbewerb erheblich zunehmen. Denn der Preis ist – mit Ausnahme differenzierender Eigenschaften wie konventionell oder aus erneuerbaren Energien erzeugtem Strom – eines der wenigen Marketingparameter.

Die Politik muss jetzt handeln, um ihr Ziel zu erreichen, dass sich Staat und Politik in der Stromerzeugung aus dem Marktgeschehen zurückziehen können. Zu-

nächst jedoch müssen auf dem Markt der Stromerzeugung erst die Rahmenbedingungen geschaffen werden, um Wettbewerb in Gang zu bringen. Hierfür ist ein einmaliger Marktstruktureingriff erforderlich. Dies sieht ein erweitertes GWB nach dem hessischen Gesetzesvorschlag vor. Durch ihn wird ein fair und langfristig funktionierender Wettbewerb ermöglicht. Gewinner wären die privaten und gewerblichen Stromverbraucher und damit unsere gesamte Volkswirtschaft.

Wege zum Energiebinnenmarkt aus Sicht der EU-Kommission: Bestandsaufnahme der Diskussion zum dritten Binnenmarktpaket

Von *Christof Schoser*, Brüssel¹

I. Einleitung

Mehr als zehn Jahre nach Beginn der Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte auf europäischer Ebene liegt das Ziel eines EU-Energiebinnenmarkts mit wirksamem Wettbewerb noch immer in weiter Ferne.² Die Strom- und Gasmärkte sind nach wie vor entlang nationaler Grenzen fragmentiert und werden in der überwiegenden Zahl der EU-Mitgliedstaaten von einzelnen Energiekonzernen dominiert. Diese Bestandsaufnahme hat die Europäische Kommission dazu veranlasst, im September 2007 ein umfassendes neues Gesetzespaket auf den Weg zu bringen, das die andauernden strukturellen Wettbewerbshindernisse beseitigen und den Energiebinnenmarkt vollenden soll.³ Dieses so genannte Dritte Binnenmarktpaket wird seit September 2007 im Rat und im Europäischen Parlament beraten. Der vorliegende Beitrag begründet zunächst die Notwendigkeit weiterer grundlegender Liberalisierungsschritte mit besonderem Augenmerk auf die Situation der deutschen Strom- und Gasmärkte. Anschließend werden die wesentlichen Elemente der Kommissionsvorschläge dargestellt und es wird auf die in Rat und Parlament diesbezüglich geäußerten Positionen eingegangen.

¹ Der Autor ist Mitarbeiter des Referats Strom und Gas der Generaldirektion Energie und Verkehr der Europäischen Kommission. Die hier vorgetragenen Ansichten sind ausschließlich persönlicher Natur und stellen in keiner Weise eine offizielle Position der Europäischen Kommission dar.

² Der Beginn der Liberalisierung des Strommarktes kann auf europäischer Ebene auf das Jahr 1996 datiert werden, als die Richtlinie 96/92/EG zum Elektrizitätsbinnenmarkt verabschiedet wurde. Der Gasbereich folgte im Jahr 1998 mit der Verabschiedung der Richtlinie 98/30/EG zum Erdgasbinnenmarkt. Beide Richtlinien räumten den Mitgliedstaaten allerdings zwei Jahre zur Umsetzung in nationales Recht ein.

³ Am 19. September 2007 verabschiedete die EU-Kommission Änderungsvorschläge für die zwei jeweils für Strom und Gas bestehenden Richtlinien – KOM(2007)528 und KOM(2007)529 – und Verordnungen – KOM(2007)531 und KOM(2007)532 – sowie eine Verordnung für die Schaffung einer europäischen Regulierungsagentur KOM(2007)530. Zusammenfassend werden diese Gesetzesvorschläge als Drittes Energiebinnenmarktpaket bezeichnet.

II. Problemanalyse

Wohl kaum ein Wirtschaftsbereich ist in jüngster Zeit ähnlich eingehend wettbewerblich untersucht worden wie die Strom- und Gasversorgung. Allein im Jahre 2007 wurden zahlreiche Studien veröffentlicht, in denen die Wettbewerbssituation auf den Strom- und Gasmärkten kritisch analysiert wurde. Im Folgenden liegt das Augenmerk auf solche Studien und Stellungnahmen, die von öffentlichen Stellen vorgenommen wurden und besondere Bedeutung für die Situation in Deutschland haben. Es sei jedoch darauf verwiesen, dass es eine Reihe weiterer Studien gibt, die eine aktuelle Analyse der Wettbewerbssituation auf den deutschen oder anderen europäischen Strom- und Gasmärkten bieten.⁴

1. Energiesektoruntersuchung

Im Januar 2007 veröffentlichte die Europäische Kommission zusammen mit einer Reihe anderer Mitteilungen zur Energiepolitik den Endbericht der Energiesektoruntersuchung.⁵ Die Sektoruntersuchung konstatierte zahlreiche strukturelle Wettbewerbshemmnisse auf den europäischen Energiemärkten. Festgestellt wurden im Einzelnen

- (i) eine meist sehr hohe Marktkonzentration mit der Dominanz des jeweils angestammten Versorgers,
- (ii) ausgeprägte vertikalen Verflechtungen von der Erzeugung bis hin zum Endkundenmarkt,
- (iii) mangelnde Marktintegration aufgrund eines Mangels an grenzüberschreitenden Kapazitäten und eines fehlenden grenzüberschreitenden Regulierungsrahmens („regulatorische Lücke“),
- (iv) mangelnde Markttransparenz bedingt durch das Fehlen von hinreichend detaillierten und zeitnahen Informationen über Erzeugungs- und Netzkapazitäten,

⁴ Für Deutschland sind beispielsweise folgende Gutachten zu nennen: *Christian von Hirschhausen/Hannes Weigt/Georg Zachman* (2007): Preisbildung und Marktmacht auf den Elektrizitätsmärkten in Deutschland, im Auftrag des VIK, TU Dresden, Januar 2007 und *White & Case LLP* und *NERA Economic Consulting* (2007): Verbesserung der Transparenz auf dem Stromgroßhandelsmarkt aus ökonomischer sowie energie- und kapitalmarktrechtlicher Sicht, im Auftrag des Sächsischen Staatsministeriums für Wirtschaft und Arbeit, Düsseldorf/ Berlin/London, 10. Januar 2007. Im Fall Österreichs sind zum Beispiel folgende Untersuchungen zu nennen: *Bundeswettbewerbsbehörde* (2006): Allgemeine Untersuchung der österreichischen Gaswirtschaft, Endbericht; *Bundeswettbewerbsbehörde* (2006): Allgemeine Untersuchung der österreichischen Stromwirtschaft, Endbericht; *E-Control* (2007): Marktbericht. Letztlich sei darauf hingewiesen, dass die nationalen Energieregulierungsbehörden jährliche Marktberichte herausgeben, die unter www.energy-regulators.eu abrufbar sind.

⁵ *Europäische Kommission* (2007): Energy Sector Inquiry, SEC(2006)1724, 10. Januar 2007.

- (v) gestörte Preisbildung aufgrund regulierter Endkundenpreise und langfristiger Vertragsbindungen und
- (vi) Marktfragmentierung durch kleine Netzgebiete („Regelzonen“ bei Strom und „Marktgebiete“ bei Erdgas) mit der Folge von Ineffizienzen und Marktmacht insbesondere bei der Beschaffung von Ausgleichsenergie.

Speziell bezogen auf Deutschland stellte die Sektoruntersuchung fest, dass es an den deutschen Außengrenzen zahlreiche Kapazitätsengpässe gibt, die zum Beispiel an der deutsch-französischen Grenze in jüngerer Zeit deutlich zugenommen haben.⁶ Während sich zudem im Zeitraum von Anfang 2001 bis Mitte 2005 die Engpasseinnahmen von drei der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber auf zwischen 400 und 500 Mio. Euro beliefen, wurde nur ein Bruchteil dieser Summe (20 bis 30 Mio. Euro) für den Ausbau von grenzüberschreitenden Kapazitäten verwendet.⁷ Auch hinsichtlich des deutschen Gasmarktes führt die Sektoruntersuchung Klagen von Industriekunden und Kraftwerksbetreibern über die Schwierigkeiten grenzüberschreitenden Wettbewerbs an, da die ausländische Lieferanten nur eingeschränkt Zugang zu Transportkapazitäten, Speichern und Ausgleichsenergie bekommen.⁸

Als weiteres Problem des deutschen Marktes nennt die Sektoruntersuchung den Rückgang der Gesamterzeugungskapazität der vier großen Stromversorger zwischen 2000 und Anfang 2005 bei gleichzeitigem Anstieg der Stromnachfrage. Insbesondere Kraftwerke mit verhältnismäßig niedrigen variablen Erzeugungskosten wurden stillgelegt oder waren zeitweise nicht verfügbar.⁹ Ähnlich wie in anderen Mitgliedstaaten wird außerdem die Funktionsweise der Regelenergiemärkte kritisiert, die durch hohe Marktkonzentration und den Ausschluss ausländischer Anbieter gekennzeichnet sind.¹⁰ Besonderheiten des deutschen Regelenergiemarktes ist überdies jedoch, dass es vier separate Regelzonen für jeden der großen Stromversorger gibt und dass die Differenz („spread“) zwischen dem Ankaufs- und Verkaufspreis von Regelenergie nach Italien der zweithöchste in der EU ist. Diese Differenz bestimmt die Gewinnspanne der Netzbetreiber und kann daher als Zeichen für mangelnden Wettbewerb gedeutet werden.¹¹

2. Wettbewerbsfälle

Im Laufe des Jahres 2007 leitete die Kommission zudem eine Reihe von Wettbewerbsverfahren ein, die auf strukturelle Wettbewerbschwächen in den Strom-

⁶ Energy Sector Inquiry, S. 173–174.

⁷ Energy Sector Inquiry, S. 180.

⁸ Energy Sector Inquiry, S. 215.

⁹ Energy Sector Inquiry, S. 147–150.

¹⁰ Energy Sector Inquiry, S. 301–304.

¹¹ Energy Sector Inquiry, S. 297 und S. 309.

und Gasmärkten hindeuteten. Im Mai 2007 eröffnete die Kommission Wettbewerbsverfahren gegen die deutsche RWE und gegen den italienischen Gasversorger ENI.¹² In beiden Fällen wurden die Unternehmen verdächtigt, zur Absicherung ihrer marktbeherrschenden Stellung neue Anbieter vom Markt fernzuhalten. Im Fall der RWE bezieht sich das Verfahren auf den deutschen Gasmarkt und betrifft eine Reihe unterschiedlicher Geschäftspraktiken, mit denen RWE den Markteintritt von Konkurrenten erschwert haben soll. Im Mai 2008 kündigte der RWE-Konzern an, innerhalb von zwei Jahren sein Gas-Übertragungsnetz in Deutschland an einen unabhängigen Dritten zu veräußern, um das laufende Verfahren der EU-Kommission mittels einer einvernehmlichen Regelung zu beenden.¹³

Im Fall der ENI steht das Unternehmen im Verdacht, den italienischen Gasmarkt zum einen durch Zurückhalten von Netzkapazität und zum anderen durch Unterlassen des Netzausbaus abgeschottet haben. Konkret geht es in diesem Verfahren um die Trans-Austria-Gaspipeline, kurz TAG, an der ENI einen Anteil von 89% hält, und um die Trans-Europa-Naturgas-Pipeline, kurz TENP, die im gemeinsamen Besitz von ENI und E.ON Ruhrgas ist und Italien mit niederländischem Gas beliefert.

Erwähnenswert ist in diesem Zusammenhang, dass beide Unternehmen auch ins Visier der nationalen Wettbewerbsbehörden geraten sind. Das Bundeskartellamt verdächtigte RWE, seinen Industriekunden überhöhte Strompreise in Rechnung gestellt zu haben, da das Unternehmen die ihm kostenlos zugeteilten Emissionszertifikate über Gebühr in seine Kundenpreise eingepreist habe.¹⁴ Das Verfahren wurde im September 2007 mit einer gütlichen Einigung eingestellt.¹⁵ Im Rahmen dieser Einigung sagte RWE zu, bestimmte Strommengen zu versteigern, wobei den Käufern für die versteigerten Mengen die Emissionszertifikatepreise gutgeschrieben werden sollten.

ENI wurde bereits im Jahr 2006 von der italienischen Wettbewerbsbehörde für schuldig befunden, den Ausbau der Kapazität der Gas-Pipeline von Tunesien nach Italien verhindert zu haben, um seinen Inlandsmarkt vor zusätzlichen Gaslieferungen aus Algerien zu schützen.¹⁶ Dazu sei angemerkt, dass Italien durch eine generelle Knappheit an Erdgas und in der Folge durch hohe Gaspreise gekennzeichnet ist. Der Nachweis für ENIs wettbewerbswidriges Marktverhalten wurde letztlich durch Nachprüfungen in den Räumlichkeiten des Unternehmens erbracht, bei denen sich zeigte, dass das oberste Management die Netztochter angewiesen hatte, den Ausbau der Pipeline aus Tunesien zu verzögern und später gänzlich zu unterlassen.

¹² Pressemitteilungen vom 11. Mai 2007, siehe MEMO/07/186 und MEMO/07/187.

¹³ Pressemitteilung der RWE AG vom 31. Mai 2008.

¹⁴ Pressemitteilung des Bundeskartellamts vom 20. Dezember 2006.

¹⁵ Pressemitteilung des Bundeskartellamts vom 27. September 2007.

¹⁶ Das Verfahren in der Rechtssache A358 – ENI – Trans-Tunesien-Pipeline – wurde 2005 eingeleitet. Die endgültige Entscheidung erging am 15. Februar 2006.

Im Juli 2007 leitete die Kommission ein Verfahren gegen E.ON und Gaz de France ein, bei dem es um den Verdacht der Marktaufteilung geht.¹⁷ Die beiden Energieversorger werden verdächtigt, übereingekommen zu sein, kein Gas auf dem Heimatmarkt des jeweils anderen zu verkaufen. Im Zentrum des Verfahrens steht insbesondere die MEGAL-Pipeline, die E.ON und GDF gemeinsam gehört und zum Gastransport von Süddeutschland nach Frankreich dient. Im Juni 2008 übersandte die Kommission den beiden Unternehmen schließlich die Beschwerdepunkte, womit das Verfahren in die nächste Stufe eintrat.¹⁸ Im Mai 2008 leitete die Kommission darüber hinaus ein zweites Verfahren gegen GDF ein.¹⁹ Es besteht der Verdacht, dass GDF den Wettbewerb auf den nachgelagerten Erdgasmärkten in Frankreich verhindert oder beeinträchtigt hat, insbesondere durch die Kombination einer langfristigen Reservierung der Transportkapazitäten mit einem Netz von Importvereinbarungen sowie aufgrund mangelnder Investitionen in die Kapazitäten der Importinfrastruktur.

Neben den bereits genannten Wettbewerbsfällen, bei denen die Kommission bereits das Verfahren eröffnet hat, gibt es einen weiteren Fall, der besondere Bedeutung für Deutschland hat. Es handelt sich dabei um Untersuchungen zum Stromgroßhandelsmarkt und zur Beschaffung von Regelenergie. Es besteht der Verdacht, dass die deutschen Stromversorger zum ersten Kraftwerkskapazität zurückgehalten haben, um den Strompreis in die Höhe zu treiben. Zum zweiten sollen sie in ihrer jeweiligen Regelzone bei der Beschaffung von Regelenergie ihre eigenen Konzerntöchter bevorzugt haben. Im Februar 2008 wurde bekannt, dass E.ON im Gegenzug für die Einstellung dieser Untersuchungen angeboten hat, ihr Stromübertragungsnetz zu veräußern und ca. 20 % ihrer Erzeugungskapazität (4800 MW) an Wettbewerber zu verkaufen.²⁰

3. Folgenabschätzung

Zusammen mit den Vorschlägen zum Dritten Energiebinnenmarktpaket legte die EU-Kommission am 19. September 2007 eine Folgenabschätzung (Impact assessment) vor.²¹ Ziel einer solchen Folgenabschätzung ist die wirtschaftliche, soziale und ökologische Bewertung von Gesetzesvorschlägen. Die Folgenabschätzung zum Dritten Binnenmarktpaket widmete sich in besonderer Weise der Bewertung der Entflechtungsvorschläge, da diese eine wesentliche Änderung des bestehenden Rechtsrahmens beinhalten und unter Umständen einen Eingriff ins Eigentum der integrierten Energieversorger erfordern.

¹⁷ Pressemitteilung vom 30. Juli 2007, siehe MEMO/07/316.

¹⁸ Pressemitteilung vom 12. Juni 2008, siehe MEMO/08/394.

¹⁹ Pressemitteilung vom 22. Mai 2008, siehe MEMO/08/328.

²⁰ Pressemitteilung vom 28. Februar 2008, siehe MEMO/08/132.

²¹ *Europäische Kommission* (2007): Commission Staff Working Document, Impact Assessment, SEC(2007)1179, 19. September 2007.

Die Folgenabschätzung machte es sich zu Nutze, dass eine Reihe von Mitgliedstaaten die eigentumsrechtliche Trennung der höchsten Netzebene, das heißt der Übertragungsnetze im Strombereich und der Fernleitungsnetze im Gasbereich, in den vergangenen Jahren bereits vollzogen haben. Im Strombereich können in ungefähr der Hälfte der Mitgliedstaaten die Netzbetreiber als eigentumsrechtlich entflochten gelten, im Gasbereich sind dies ein Drittel der relevanten Mitgliedstaaten.²² Die Folgenabschätzung verglich die beiden Gruppen von Mitgliedstaaten hinsichtlich einer Reihe von Marktindikatoren, um Aufschluss über die Funktionsfähigkeit des Wettbewerbs im Allgemeinen und über die Wirkung der eigentumsrechtlichen Entflechtung im Besonderen zu gewinnen. Im Vordergrund der Analyse standen die Auswirkung der eigentumsrechtlichen Entflechtung auf Preise und Investitionen.

Im Hinblick auf die Preise formulierte die Folgenabschätzung die ‚Arbeitshypothese‘, dass *„die Schwächung der Marktmacht vertikal integrierter Unternehmen potenziell eine preisdämpfende Wirkung hat, indem die Effizienz und der Markteintritt gefördert werden.“* Es wurde aber anerkannt, dass Preissenkungen weder zwingend noch unbedingt beabsichtigt sind. *„In jedem Fall ist das Ziel einer eigentumsrechtlichen Entflechtung nicht notwendigerweise die Senkung der Preise, sondern eine Preissetzung, die die wirklichen Kosten eines effizienten Betriebs widerspiegelt und die richtigen Signale für den künftigen Investitionsbedarf setzen, beispielsweise im Bereich der erneuerbaren Energien.“*

Um von länderspezifischen Unterschieden beim absoluten Preisniveau beispielsweise durch Unterschiede beim Energiemix und bei der Besteuerung zu abstrahieren, errechnete die Folgenabschätzung einen Preisindex, der auf den Nettostrompreisen beruhte und nur die *Änderungen* der Preise in den einzelnen Mitgliedstaaten berücksichtigte. Die beiden Preisindizes, einerseits für eigentumsrechtlich entflochtene Netzbetreiber, andererseits für vertikal integrierte Netzbetreiber, umfassten zudem immer nur diejenigen Mitgliedstaaten, die zu dem jeweiligen Zeitpunkt tatsächlich die entsprechende Entflechtungsform aufwiesen. In der Praxis bedeutete dies, dass zu Beginn des Betrachtungszeitraums im Jahre 1998 drei Mitgliedstaaten den Index für eigentumsrechtliche Entflechtung bildeten, wohingegen es im Jahr 2005 bereits dreizehn waren.

Während die Folgenabschätzung den beschriebenen Preisvergleich für zwei Verbrauchsniveaus vornahm,²³ wurde der Vergleich auf Drängen des Industrieausschusses des Europäischen Parlaments auf insgesamt elf Verbrauchsmuster erwei-

²² Die Angaben variieren insofern, als beispielsweise je nach Definition geringe Minderheitsbeteiligungen von Versorgern als zulässig angesehen werden. Im Gasbereich werden nur 21 der 27 Mitgliedstaaten als relevant angesehen, da sechs Mitgliedstaaten derzeit entweder über kein Erdgas (Zypern und Malta) verfügen oder gemäß Artikel 28 der Gasrichtlinie 2003/55/EG als entstehende oder isolierte Erdgasmärkte (Lettland, Litauen, Finnland und Luxemburg) von den bestehenden Entflechtungsanforderungen ausgenommen sind.

²³ Der erste Index wurde für einen Haushaltsverbrauch von 600 kWh/Jahr, der zweite für einen gewerblichen Verbrauch von 30 MWh/Jahr errechnet, Folgenabschätzung, Annex VII.

tert und ins Jahr 2007 ausgedehnt. Es zeigte sich, dass der Preisindex in den Mitgliedstaaten, die eigentumsrechtlich entflochtene Übertragungsnetzbetreiber hatten, seit 1998 bei allen elf Verbrauchsniveaus weniger gestiegen war als in den Mitgliedstaaten mit vertikal integrierten Netzbetreibern. Die Differenz zwischen den beiden Gruppen von Mitgliedstaaten betrug in einigen Fällen mehr als 25 Indexpunkte, insbesondere beim niedrigsten und beim höchsten Verbrauchsniveau.²⁴ Im Durchschnitt über alle elf Verbrauchsniveaus wiesen Mitgliedstaaten mit eigentumsrechtlich entflochtenen Übertragungsnetzbetreiber einen Preisindex auf, der – über den gesamten Zeitraum – rund 11 Punkte niedriger war als bei vertikal integrierten Mitgliedstaaten.

Was die Auswirkung der eigentumsrechtlichen Entflechtung auf die Investitionen angeht, wählte die Folgenabschätzung zwei unterschiedliche Herangehensweisen. Zum einen verglich die Folgenabschätzung die Entwicklung der Netzinvestitionen vor und nach der eigentumsrechtlichen Entflechtung im Fall derjenigen Netzbetreiber, die zu einem bestimmten Zeitpunkt tatsächlich eigentumsrechtlich entflochten wurden. Dieser Ansatz umgeht die mit länderübergreifenden Vergleichen der Investitionstätigkeit verbundenen Schwierigkeiten, wonach die Vergleichbarkeit durch die länderspezifischen Unterschiede hinsichtlich des Zustands der Infrastruktur oder der Entgeltregulierung zum Teil stark beeinträchtigt wird. Der genannte Vergleich ergab ein deutliches Bild: Bei den Netzbetreibern, für die öffentlich verfügbare Daten vorlagen, war nach der eigentumsrechtlichen Entflechtung ein erheblicher und anhaltender Anstieg des Investitionsniveaus festzustellen. Drei bis vier Jahre nach der eigentumsrechtlichen Entflechtung hatten sich die Investitionen in die Netze verdoppelt. Bei einigen Netzbetreibern war sogar ein noch stärkerer Anstieg zu verzeichnen. In der Folgenabschätzung wird ausdrücklich anerkannt, dass weitere Faktoren die Investitionstätigkeit beeinflussen, besonders die Entgeltregulierung. Wie bereits dargelegt, ist dies jedoch nur insoweit von Belang, als sich die Entgeltregulierung innerhalb eines Landes geändert hat, da kein länderübergreifender Vergleich vorgenommen wurde.

Der zweite in der Folgenabschätzung gewählte Ansatz zur Prüfung des Zusammenhangs zwischen Investitionen und eigentumsrechtlicher Entflechtung setzte an den Investitionen in die grenzüberschreitende Verbindungskapazität an. Dieser Ansatz baute auf der Hypothese auf, dass vertikal integrierte Unternehmen im Prinzip ein Interesse daran haben, ihre konzerninternen Erzeugungs- oder Vertriebsbereiche in ihrem Heimatmarkt durch eine Begrenzung der grenzüberschreitenden Kapazität zu schützen. Die Ergebnisse der Folgenabschätzung schienen diese Hypothese zu bestätigen. Der Anteil der Engpasserlöse, den eigentumsrechtlich entflochtene Netzbetreiber in die Beseitigung dieser Kapazitätsengpässe reinvestierten, erwies sich im Betrachtungszeitraum von Anfang 2001 bis Mitte 2005 als deutlich größer als bei vertikal integrierten Netzbetreibern. Dass neue Infrastruk-

²⁴ Der Preisindex wurde für das erste Halbjahr 1998 auf 100 gesetzt. Bis zum ersten Halbjahr 2007 stieg der Index über den Durchschnitt aller elf Verbrauchsniveaus auf 122,7.

turprojekte häufig durch schwierige und langwierige Genehmigungsverfahren verzögert oder aufgehalten werden, ist zweifelsohne ein wesentliches Problem für die Beseitigung der Engpässe. Dabei handelt sich jedoch um ein europaweites Problem, das keinen Mitgliedstaat im Besonderen betrifft und daher keine Erklärung für die geringere Investitionsneigung insbesondere der vertikal integrierten Energiekonzerne liefern konnte.

Neuere Daten des Monitoringberichts 2007 der Bundesnetzagentur belegen, dass sich die Engpasssituation an den deutschen Grenzkuppelstellen verschlechtert hat. In dem Bericht heißt es, dass Engpässe an allen deutschen Grenzen mit Ausnahme der österreichischen Grenze weiterhin bestehen.²⁵ Außerdem haben sich die Engpasserlöse an diesen Grenzen fast verdoppelt und sind von 334 Mio. € im Jahr 2005 auf 636 Mio. € im Jahr 2006 gestiegen. Dies entspricht rund 45 % der gesamten Engpasserlöse von rund 1,4 Mrd. € in der EU-25 in dem betreffenden Jahr.²⁶ Aufgrund dessen verdoppelten sich die Auktionserlöse der deutschen Netzbetreiber von 157 Mio. € im Jahr 2005 auf 314 Mio. € im Jahr 2006. Dies deutet darauf hin, dass die deutschen Stromversorger die grenzüberschreitenden Kapazitäten in der Vergangenheit nicht ausreichend ausgebaut haben.²⁷

4. Nationale Berichte über die Wettbewerbssituation auf den deutschen Energiemärkten

Im Juni 2007 veröffentlichte das Bundeskartellamt seinen Tätigkeitsbericht 2005/06, in dem unter anderem auf die Wettbewerbssituation bei der Energieversorgung eingegangen wurde.²⁸ Einleitend stellt das Bundeskartellamt nüchtern fest: *„Auf den deutschen Energiemärkten ist es im Berichtszeitraum zu keiner spürbaren Verbesserung der Wettbewerbssituation gekommen. Im Gas- und Elektrizitätssektor hat das Bundeskartellamt deshalb im Rahmen der Zusammenschlusskontrolle nach § 36 seine strikte Untersagungslinie bei Beteiligungen von marktbeherrschenden Vorlieferanten an Weiterverteilern fortgesetzt“*.²⁹ Bezogen auf den Strommarkt identifizierte das Kartellamt als wesentliches Problem, dass *„alle Akteure auf der Handelsebene [...] auf Lieferungen der Verbundunternehmen angewiesen [sind]. So ist es den Verbundunternehmen auch weiterhin möglich, die Absatzströme zu kontrollieren und – in Kombination mit einer Strategie der*

²⁵ Bundesnetzagentur (2007): Monitoringbericht 2007, S. 9.

²⁶ Quelle: ETSO.

²⁷ Bundesnetzagentur (2007): Monitoringbericht 2007, S. 9. Ein weiterer Hinweis ist der leichte Rückgang des Verbundgrads für Deutschland von 15 % im Jahr 2005 auf 14 % im Jahr 2006.

²⁸ Bundeskartellamt (2007): Bericht des Bundeskartellamtes über seine Tätigkeit in den Jahren 2005/2006 sowie über die Lage und Entwicklung auf seinem Aufgabengebiet. Deutscher Bundestag, Drucksache 16/5710, 15. Juni 2007.

²⁹ Bundeskartellamt (2007), S. 121.

*Absatzsicherung durch die bereits bestehende vertikale Integration – ihre dominante Marktstellung zu festigen*³⁰

Im November 2007 veröffentlichte die Bundesnetzagentur ihren jährlichen Monitoringbericht, der bereits oben im Zusammenhang mit den Engpässen an den Grenzkuppelstellen zitiert wurde. Auch dieser Bericht verweist als eine strukturelles Problem auf die vertikale Integration hin, welche eine mangelnde Unabhängigkeit und Transparenz des Netzbetriebs bedingt. Der Bericht merkt in diesem Kontext an: „Die strategischen Funktionen der Netzgesellschaften befinden sich [...] bei den Transportnetzbetreiber Strom und Gas durchgängig auf Konzernebene“.³¹ „Für Netzkunden ist es [...] mangels Einblick in die Unternehmen schwierig, eventuell diskriminierendes Verhalten auf die fehlende Umsetzung der gesetzlichen Entflechtungsbestimmungen zurückzuführen.“³² Interessant ist zudem, dass der Monitoringbericht die Netzinvestitionen als unzureichend bezeichnet, um „die absehbare Infrastrukturlücke zu schließen“.³³ Diese Aussage nährt die Zweifel an dem von den Befürwortern der vertikalen Integration häufig vorgebrachtem Argument, dass die vertikale Integration letztlich ein ausreichendes Investitionsniveau garantieren würde.

Ebenfalls im November 2007 veröffentlichte die Monopolkommission ihr erstes Sondergutachten zum Stand und zur absehbaren Entwicklung des Wettbewerbs auf den leitungsgesunden Energiemärkten.³⁴ Gemäß § 62 Abs. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes fällt der Monopolkommission die Aufgabe zu, alle zwei Jahre ein solches Sondergutachten zum Strom- und Gasmarkt zu erstellen. Im Einklang mit den bereits angeführten Berichten beanstandet auch das Sondergutachten gravierende strukturelle Wettbewerbshemmnisse auf den deutschen Strom- und Gasmärkten: „Die Analyse des deutschen Elektrizitäts- und Gasmarktes zeigt, dass [...] noch immer nicht von einem funktionsfähigen Wettbewerb gesprochen werden kann.“ Als ursächlich werden „zahlreiche strukturelle und verhaltensbedingte Wettbewerbsbeschränkungen“ sowie im Besonderen „die vielfältigen horizontalen und vertikalen Verflechtungen der marktbestimmenden Übertragungs- bzw. Ferngasnetzbetreiber“ angesehen. Aus europäischer Sicht ist auch die Aussage interessant, dass ein grenzüberschreitender Handel nur in geringem Maße stattfindet.

³⁰ Bundeskartellamt (2007), S. 122.

³¹ Bundesnetzagentur (2007), S. 8.

³² Bundesnetzagentur (2007), S. 20.

³³ Bundesnetzagentur (2007), S. 14.

³⁴ Monopolkommission (2007): 49. Sondergutachten. Strom und Gas 2007: Wettbewerbsdefizite und zögerliche Regulierung. Deutscher Bundestag, Drucksache 16/7087, 20. November 2007.

5. Zusammenfassende Problemanalyse

Die angeführten Studien und Berichte kommen sämtlich zum Schluss, dass der Wettbewerb auf den deutschen Strom- und Gasmärkten durch strukturelle Hemmnisse beeinträchtigt wird. Ein wiederkehrender Kritikpunkt ist die ausgeprägte vertikale Verflechtung der Energieversorger, die die Markttransparenz einschränkt und den Markteintritt neuer Anbieter wesentlich erschwert. Eine deutsche Besonderheit ist zudem die ‚Kleinstaaterei‘, die durch die zahlreichen Marktgebiete beim Gas und die vier Regelzonen beim Strom bedingt ist. Diese Gebietsaufteilung, auch wenn es sich dabei nicht mehr um staatlich geschützte Gebietsmonopole handelt, führt zu einer Marktfragmentierung, die die Position des jeweils angestammten Versorgers in seinem Marktgebiet verfestigt. Verschärft wird das Problem der Marktfragmentierung durch den Mangel an grenzüberschreitenden Transportkapazitäten insbesondere an den Grenzen zu Frankreich und den Niederlanden. Dass ein in Europa so zentral gelegenes Land wie Deutschland dauerhafte Engpässe an den Außengrenzen aufweist bzw. keinerlei Verbindung zu bestimmten Anrainern besteht, zum Beispiel nach Belgien und Norwegen, verdeutlicht, dass sich ein wahrhaft europäischer Energiebinnenmarkt nur erreichen lässt, wenn die strukturellen Probleme des deutschen Energiemarktes gelöst werden können.

III. Die wesentlichen Kommissionsvorschläge zum Energiebinnenmarkt

Das dritte Binnenmarktpaket entwickelt den europäischen Rechtsrahmen für die Strom- und Gasmärkte in wesentlichen Bereichen weiter.³⁵ Die bedeutendsten Vorschläge innerhalb dieses Maßnahmenpakets betreffen die Unabhängigkeit und Befugnisse der nationalen Regulierungsbehörden, die Schaffung einer europäischen Regulierungsagentur, die verstärkte Zusammenarbeit der Netzbetreiber und verschärfte Entflechtungsvorgaben. Hinsichtlich jedes dieser vier Bereiche werden im Folgenden zunächst die Vorschläge der Kommission kurz vorgestellt und anschließend die Positionen von Rat und Parlament beschrieben.³⁶

³⁵ Der bestehende Rechtsrahmen setzt sich in Wesentlichen aus den Richtlinien für Strom 54/2003/EG und Erdgas 55/2003/EG und den Verordnungen für Strom 1228/2003 und Erdgas 1775/2005 zusammen. Für einen ausführlichen Überblick über den bestehenden Rechtsrahmen siehe *Christopher Jones / William Webster* (2006): *EU Energy Law: The Internal Energy Market*. 2nd edition. Claeys & Casteels. Leuven.

³⁶ Die im Folgenden beschriebenen Positionen spiegeln den Stand der Diskussion zu Mitte der Jahres 2008 wider. Im Fall des Rates handelt es sich um die beim Energieministerrat vom 6. Juni 2008 gefundene weitgehende Einigung über die wesentlichen Elemente des Energiebinnenmarktpakets, siehe Pressemitteilung 10310/08 des Rats der Europäischen Union, <http://www.consilium.europa.eu/ueDocs/newsWord/de/trans/101416.doc>. Im Fall des Parlaments handelt es sich um die Position nach Abschluss der ersten Lesung im Juli 2008.

1. Stärkung der nationalen Regulierungsbehörden

Der Kommissionsvorschlag von September 2007 sah vor, die nationalen Regulierungsbehörden in zweierlei Hinsicht zu stärken: erstens hinsichtlich ihrer Unabhängigkeit und zweitens hinsichtlich ihres Aufgabenbereichs und ihrer Befugnisse.

In Bezug auf die Unabhängigkeit schreibt bereits die zweite Richtlinie die Unabhängigkeit der Regulierungsbehörden von den Interessen der Industrie vor.³⁷ Es wird jedoch weder präzisiert, wie eine solche Unabhängigkeit konkret erreicht werden kann, noch wie sich auch die Unabhängigkeit von kurzfristigen politischen Interessen gewährleisten lässt. In ihrem Vorschlag zum dritten Binnenmarktpaket schlägt die Kommission daher vor, dass die Regulierungsbehörden über eine eigene Rechtspersönlichkeit verfügen und funktional unabhängig von anderen öffentlichen und privaten Einrichtungen sein sollen. Zugleich sollen die Mitarbeiter und das Management keine Weisungen von Regierungsstellen oder anderen öffentlichen oder privaten Einrichtungen einholen oder entgegennehmen. In materieller Hinsicht soll die Regulierungsbehörde zur Wahrung ihrer Unabhängigkeit über Haushaltsautonomie und eine angemessene personelle und finanzielle Ressourcenausstattung verfügen. Der Kommissionsvorschlag beinhaltet außerdem die Vorschrift, dass jeder Mitgliedstaat nur eine einzige nationale Regulierungsbehörde benennt. Hintergrund ist, dass in einigen Mitgliedstaaten die Regulierungskompetenzen auf verschiedene öffentliche Stellen verteilt sind, beispielsweise auch auf Ministerien und Parlamente, wodurch die Stellung der Energieregulierungsbehörde geschwächt ist.

Rat und Parlament unterstützen den Kommissionsvorschlag zur größeren Unabhängigkeit der Regulierungsbehörden im Wesentlichen. Die Mitgliedstaaten haben jedoch darauf Wert gelegt klarzustellen, dass die Regulierungsbehörden trotz Unabhängigkeit eng mit anderen öffentlichen Behörden zusammenarbeiten sollen und der Regierung bei der Ausarbeitung der generellen Energiepolitik zur Seite stehen sollen. Seitens der föderalen Staaten wie Deutschland, Österreich und Belgien wurde eingewendet, dass die Beschränkung auf nur eine nationale Regulierungsbehörde als Abschaffung von regionalen Behörden ausgelegt werden könnte. Daher wurde klargestellt, dass sich diese Vorgabe nur auf die nationale Ebene bezieht und die Existenz regionaler Energieregulierungsbehörden davon unbeschadet ist.

Im Hinblick auf die Stärkung des Aufgabenbereichs und der Befugnisse der Regulierungsbehörden beinhaltet der Kommissionsvorschlag einen umfassenden Aufgabenkatalog, mit dem den Behörden explizit alle zur Marktregulierung notwendigen Kompetenzen eingeräumt werden. Dies betrifft insbesondere die folgenden Bereiche: Die Überwachung der Entflechtungsanforderungen, der Ausgleichsmechanismen und des Engpass- und Verbindungsmanagements durch die Netz-

³⁷ Richtlinie 54/2003/EG, Artikel 23 Abs. 1 und Richtlinie 55/2003/EG, Artikel 25 Abs. 1.

betreiber; die Prüfung derer Investitionspläne mit besonderem Augenmerk auf die Frage, inwieweit diese Investitionspläne mit dem europaweit geltenden zehnjährigen Netzentwicklungsplan übereinstimmen; die Überwachung der Transparenzanforderungen und der Aufbewahrungspflichten für Handelsdaten; die Förderung eines wirksamen Wettbewerbs in Zusammenarbeit mit den Wettbewerbsbehörden sowie die Gewährleistung der Wirksamkeit der Verbraucherschutzmaßnahmen.

Seitens einiger Mitgliedstaaten wurde die Kritik geäußert, dass dieser Aufgabenkatalog erstens zu umfangreich sei oder sich zweitens mit den bereits bestehenden Kompetenzen anderer Behörden überschneide. Tatsächlich strichen die Mitgliedstaaten daher einige Aufgaben der Regulierungsbehörden aus dem Kommissionsvorschlag, beispielsweise die Förderung von Forschung und Innovation sowie die Förderung der Energieeffizienz. Außerdem wurde ausdrücklich festgehalten, dass andere Behörden bestimmte Überwachungsaufgaben der Energieregulierungsbehörden übernehmen können. Ein konkretes Beispiel dafür ist der Verbraucherschutz, für den es in bestimmten Mitgliedstaaten eigenständige, auch für den Energiebereich zuständige Behörden gibt.

2. Schaffung einer europäischen Energieregulierungsagentur

Die Fragmentierung des europäischen Binnenmarktes entlang nationaler Grenzen lässt sich auf zwei wesentliche Ursachen zurückführen: zum einen auf eine mangelnde Zusammenarbeit der wirtschaftlichen Akteure, insbesondere der Netzbetreiber, zum anderen auf die schon in der Sektoruntersuchung diagnostizierte ‚regulatorische Lücke‘, womit auf die fehlende Einheitlichkeit der Netzregeln und der Entscheidungspraxis der nationalen Regulierungsbehörden abgestellt wird. Während die im vorliegenden Abschnitt beschriebene EU-Agentur die regulatorischen Defizite des Binnenmarktes beheben soll, setzt sich der nächste Abschnitt mit der vorgeschlagenen stärkeren Zusammenarbeit der Netzbetreiber auseinander.

Um das Problem des fehlenden grenzüberschreitenden Regulierungsrahmens anzugehen, hat die Kommission die Schaffung einer europäischen Regulierungsagentur vorgeschlagen. Begründet wurde dieser Schritt damit, dass die bestehenden dezentralen Mechanismen zur Angleichung des Rechtsrahmens durch ERGEG³⁸ sowie durch die Florenz- und Madridforen zwar gewisse Fortschritte erbracht hätten. Diesen Gremien gelinge jedoch nicht immer, in schwierigen Fragen eine gemeinsame Position zu finden, und selbst wenn dies gelingt, fehle den Entscheidungen die zur Durchsetzung notwendige Verbindlichkeit.³⁹

³⁸ Die Gruppe der europäischen Regulierungsbehörden für Elektrizität und Gas (ERGEG) wurde durch Kommissionsentscheidung vom 11. November 2003 als Beratungsgremium der Kommission in Fragen des Energiebinnenmarktes gegründet und vereint die nationalen Regulierungsbehörden aller 27 Mitgliedstaaten.

³⁹ Punkt 3.1 der Begründung der Richtlinien- und Verordnungsvorschläge vom 19. September 2007, KOM(2007)528.

Während sich die von der Kommission vorgeschlagene Energieagentur in ihrem Aufbau an den generellen Standards für EU-Agenturen orientiert, weist sie eine wesentliche Besonderheit auf. Diese betrifft die Einrichtung eines ‚Regulierungsrates‘. Der Regulierungsrat setzt sich aus Vertretern der nationalen Regulierungsbehörden und einem nicht stimmberechtigten Kommissionsvertreter zusammen und hat die Aufgabe, die fachlichen Beschlüsse der Agentur vorzubereiten.⁴⁰ Vorbehaltlich der Zustimmung des Regulierungsrates nimmt dann der Direktor die vom Regulierungsrat vorbereiteten Stellungnahmen, Empfehlungen und Beschlüsse an.⁴¹ Für die administrativen und budgetären Belange der Agentur ist der ‚Verwaltungsrat‘ zuständig, der gemäß Kommissionsvorschlag aus jeweils sechs Vertretern des Rates und der Kommission bestehen soll.

Entgegen den parallel verlaufenden Diskussionen über den Kommissionsvorschlag zur Schaffung einer europäischen Regulierungsagentur im Telekommunikationsbereich⁴² unterstützen Rat und Parlament grundsätzlich die Schaffung einer EU-Agentur im Energiebereich. Interessant ist dabei, dass das Parlament die Befugnisse der Agentur deutlich gegenüber dem Kommissionsvorschlag ausweiten möchte und der Agentur insbesondere auch die Befugnis zur Verabschiedung von Leitlinien, also normative Befugnisse, zugestehen will. Dem steht entgegen, dass Agenturen nach gängiger EU-Rechtsprechung im Prinzip lediglich ausführende Aufgaben übernehmen können. Eine Übertragung von Befugnissen auf Agenturen *„darf sich nur auf genau begrenzte Ausführungsbefugnisse beziehen, deren Ausübung in vollem Umfang von der hohen Behörde beaufsichtigt wird.“*⁴³ Bedeutsam sind diesem Kontext auch die folgenden Passagen des Meroni-Urteils: *„Die Übertragung von Befugnissen mit Ermessensspielraum auf andere Einrichtungen als solche, die im Vertrag zur Ausübung und Kontrolle dieser Befugnisse vorgesehen sind, würde die [...] Garantie des Gleichgewichts der Gewalten verletzen.“* *„Handelt es sich dagegen um Befugnisse, die nach freiem Ermessen auszuüben sind und die einen weiten Ermessensspielraum voraussetzen, so ermöglichen sie, je nach der Art ihrer Ausübung, die Verwirklichung einer ausgesprochenen Wirtschaftspolitik.“*

In diesem Spannungsfeld zwischen den rechtlichen Grenzen für die Übertragung von Gemeinschaftsbefugnissen auf EU-Agenturen und dem Wunsch nach einem effizienten und neutralen Entscheidungsmechanismus für die Erarbeitung europäischer Netzregeln beginnt sich während der Diskussion um das Binnenmarktpaket eine Kompromisslinie zwischen den verschiedenen Institutionen abzuzeichnen. Gegenüber dem Kommissionsvorschlag ändert sich demnach bei der Erarbeitung

⁴⁰ Artikel 11 Abs. 1 und Artikel 12 Abs. 1 des Kommissionsvorschlags zur Agentur, KOM(2007)530.

⁴¹ Artikel 14, Abs. 3 des Kommissionsvorschlags zur Agentur, KOM(2007)530.

⁴² Kommissionsvorschlag vom 13. November 2007 für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates zur Einrichtung der Europäischen Behörde für die Märkte der elektronischen Kommunikation, siehe KOM(2007)699 endgültig.

⁴³ Urteil des Gerichtshofes vom 13. Juni 1958. Meroni gegen Hohe Behörde der Europäischen Gemeinschaft für Kohle und Stahl, Rechtssache 9-56.

der Netzregeln das Zusammenspiel zwischen der Agentur und den europäischen Netzbetreibern insoweit, als die Kommission zunächst die Agentur auffordert, eine unverbindliche ‚Rahmenleitlinie‘ („*non-binding framework guideline*“) auszuarbeiten, in der generelle Vorgaben für die zu entwickelnden Netzregeln aufgestellt werden.⁴⁴ Auf Basis dieser Rahmenleitlinie fordert die Kommission dann die Netzbetreiber auf, die detaillierten Netzregeln zu entwickeln. Mittels des neuartigen Instruments der Rahmenleitlinie soll einerseits der Spielraum der Netzbetreiber bei der Erarbeitung der Netzregeln gewahrt, andererseits dieser Prozess jedoch in ‚ge-regelte Bahnen‘ gelenkt werden.

Während der Rat den Bedeutungszuwachs der Agentur durch die Entwicklung von Rahmenleitlinien mitzutragen scheint, zielt er in anderer Hinsicht auf eine Begrenzung ihrer Befugnisse ab. Insbesondere bei der Erteilung von Ausnahmegenehmigungen für neue grenzüberschreitende Infrastrukturprojekte⁴⁵ soll die Agentur erst dann tätig werden, wenn sich die nationalen Behörden nicht innerhalb bestimmter Fristen auf eine gemeinsame Position haben einigen können. Der Kommissionsvorschlag gestand die Befugnis zur Erteilung dieser Ausnahmegenehmigungen unmittelbar der Agentur zu, um eine zeitliche Verzögerung der Antragsbehandlung zu vermeiden und eine einheitliche Ausnahmepraxis für grenzüberschreitende Projekte sicherzustellen.⁴⁶

Gegenüber dem Kommissionsvorschlag haben sowohl der Rat als auch das Parlament die Befugnisse des Regulierungsrates innerhalb der Agentur gestärkt. Im Fall des Rates betrifft dies zum einen das Gewicht des Regulierungsrates bei der Ernennung und Entlassung des Direktors, zum anderen dessen Einfluss gegenüber dem Direktor im Entscheidungsprozess. Das Parlament geht sogar so weit, den Regulierungsrat als das „*einzigste entscheidungsbefugte Organ der Agentur bei der Regulierung des Energiemarktes*“ zu bezeichnen.⁴⁷ In diesem Zusammenhang ist auch zu nennen, dass das Parlament der Agentur die Befugnis verbindlicher Entscheidungen gegenüber den Netzbetreibern, die generelle Aufsicht über die Netzbetreiberkooperation und die Möglichkeit zur Verhängung Geldstrafen einräumt. Letztlich gewährt das Parlament der Agentur auch das Recht, die von den Netzbetreibern erarbeitenden Netzregeln und den 10-Jahres-Investitionsplan zu genehmigen. Mit diesen Änderungsanträgen scheint das Parlament die durch die Meroni-Rechtsprechung vorgegebenen Grenzen der Kompetenzübertragung an Agenturen zu überschreiten und es bleibt abzuwarten, inwiefern am Ende des Gesetzgebungsprozesses in dieser Hinsicht tatsächlich juristisches Neuland betreten wird.

⁴⁴ Artikel 2ba Abs. 2 des Stromverordnungsentwurfes des Rates vom 23. Juni 2008, unveröffentlichtes Dokument Nr. 9966/1/08.

⁴⁵ Gemäß Artikel 22 der Richtlinie 2003/55/EG und Artikel 7 der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003.

⁴⁶ Artikel 8 Abs. 1 des Kommissionsvorschlags zur Agentur, KOM(2007)530.

⁴⁷ Änderungsantrag 61 der Entschließung des Europäischen Parlaments vom 18. Juni 2008 zum Vorschlag für eine Verordnung zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden, P6_TA-PROV(2008)0296.

Abschließend sei angemerkt, dass sich Kommission, Rat und Parlament auch in ihren Vorstellungen über die Zusammensetzung des Verwaltungsrates der Agentur unterscheiden. Während der Kommissionsvorschlag von einer paritätischen Besetzung des Verwaltungsrats mit jeweils sechs von Rat und Kommission benannten Vertretern ausging, soll dieser gemäß der Vorstellung des Rates aus fünf seiner Vertreter und einem Kommissionsvertreter bestehen. Das Parlament wiederum fordert eine Zusammensetzung mit jeweils zwei von ihm, von der Kommission und vom Rat benannten Vertretern. Außerdem beansprucht das Parlament das Recht, die Mitglieder des Verwaltungsrates und den Direktor vor dem Industrieausschuss anzuhören und auf Vorschlag der Kommission den Verwaltungsrat seines Amtes entheben zu können.⁴⁸

3. Zusammenarbeit der Netzbetreiber auf europäischer Ebene

Neben der Überwindung der ‚regulatorischen Lücke‘ durch die Schaffung einer europäischen Regulierungsagentur umfasst der Kommissionsvorschlag zum dritten Binnenmarktpaket auch eine verstärkte Zusammenarbeit der Netzbetreiber, um die Marktintegration voranzubringen. Ähnlich wie im Falle der Regulierungsbehörden gibt es auch unter den verschiedenen europäischen Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreibern bereits Gremien wie ETSO, UCTE, GTE und EASEE-Gas, die sich unter anderem die Beseitigung grenzüberschreitender Hemmnisse zum Ziel gesetzt haben. Diese freiwillige Zusammenarbeit stößt jedoch in der Praxis oft an ihre Grenzen, weil der Netzbetrieb nicht ausreichend koordiniert ist, grenzüberschreitende Kapazitäten fehlen oder weil es nicht gelingt, sich auf gemeinsame technische Standards zu einigen.

Der Kommissionsvorschlag sieht daher vor, die Zusammenarbeit der Netzbetreiber in einigen Schlüsselbereichen zu stärken. Die Zusammenarbeit soll sich vor allem auf folgende Bereiche erstrecken:

- *Ausarbeitung von gemeinsamen Netzregeln.*⁴⁹ Die von der Kommission vorgeschlagenen Verordnungen zum Strom- und Gasmarkt umfassen jeweils elf Bereiche, in denen die Netzbetreiber gemeinsame Netzregeln entwickeln sollen.⁵⁰ Der Rat hat die Anzahl jeweils nominal um einen weiteren Bereich erhöht, da die Regeln für den Netzzugang und für den Netzanschluss als eigenständige Bereiche ausgewiesen werden. Im Gegensatz dazu hat das Parlament vorge-

⁴⁸ Änderungsanträge 50, 55 und 66 der Parlamentsentschließung zur Agentur.

⁴⁹ Der Kommissionsvorschlag vom 19. September 2007 spricht von der Ausarbeitung von technischen und marktrelevanten Regeln (bzw. ‚Kodizes‘) des Netzbetriebs. Da diese Begriffe eine Unterscheidung in zwei Arten von Regeln nahe zu legen schienen, die in der Praxis keine Bedeutung hat, wurden diese Begriffe im Weiteren fallen gelassen und einheitlich durch den Begriff ‚Netzregeln‘ ersetzt.

⁵⁰ Artikel 2c Abs. 3 der Kommissionsvorschläge zur Strom- und Gasverordnung, KOM(2007)531 und KOM(2007)532.

schlagen, die Anzahl der Bereiche auf lediglich sieben zu reduzieren.⁵¹ Wie im Abschnitt zur Schaffung der Regulierungsagentur bereits angedeutet, unterliegt die konkrete Ausarbeitung der Netzregeln einem komplexen Abstimmungsprozess, in dem neben den Netzbetreibern auch die Regulierungsagentur, die Kommission und die verschiedenen Marktteilnehmer eingebunden sind.

- *Koordinierung des Netzbetriebs.* Die angestrebte Zusammenarbeit zwischen den Netzbetreibern beinhaltet zudem den gemeinsamen Betrieb der Netze im Einklang mit den vereinbarten Netzregeln. Sie betrifft auch den Austausch von Informationen über den Netzbetrieb und die Veröffentlichung von Informationen über den Netzzugang, zum Beispiel über eine gemeinsame Transparenzplattform.
- *Investitionsplanung.* Gemäß den Kommissionsvorschlägen ist des Weiteren vorgesehen, dass die Netzbetreiber alle zwei Jahre einen gemeinschaftsweiten Zehnjahresinvestitionsplan vorlegen.⁵² Der Investitionsplan baut insbesondere auf nationalen Investitionsplänen und auf den Leitlinien für die transeuropäischen Energienetze⁵³ auf. Im Investitionsplan sollen Investitionslücken, vor allem hinsichtlich grenzüberschreitender Kapazitäten, aufgezeigt werden.

Der Kommissionsvorschlag belässt es nicht bei der inhaltlichen Konkretisierung der Aufgaben der Netzbetreiber, sondern schlägt eine Formalisierung ihrer Zusammenarbeit im Rahmen eines Europäischen Kooperationsnetzes („European Network of Transmission System Operators“ – ENTSO) vor. Diese jeweils für Strom und Gas zu gründenden Organisationen können auf bestehenden Strukturen wie ETSO und GTE aufbauen und sollen von der Kommission förmlich anerkannt werden. Die förmliche Anerkennung soll ihnen die notwendige Legitimität für die Erfüllung der oben genannten Aufgaben vermitteln und die Netzbetreiber somit stärker in die Pflicht nehmen. Der Agentur kommt die Aufgabe zu, die Arbeit der Netzbetreiber-Kooperation als ‚regulatorisches Pendant‘ zu überwachen.

Hinsichtlich der Netzbetreiberkooperation haben sich die Diskussionen in Rat und Parlament vor allem auf die Frage bezogen, inwieweit dem Kommissionsvorschlag ein zu großes Vertrauen in die Selbstregulierung der Netzbetreiber zugrunde lag. Zum Verständnis des Kommissionsvorschlags muss angeführt werden, dass das Binnenmarktpaket gleichzeitig eine rigorose Entflechtung der Netzbetreiber von Produktions- und Vertriebsinteressen einforderte. Die Kommission schien also davon auszugehen, dass den Netzbetreibern wegen der aus der Entflechtung resultierenden Unabhängigkeit weitergehende Aufgaben bei der Entwicklung von Netzregeln, Netzbetrieb und Netzinvestitionen zugestanden werden konnten. In Rat und

⁵¹ Änderungsantrag 14 der Entschließung des Europäischen Parlaments vom 18. Juni 2008 zum Vorschlag für eine Änderung der Verordnung über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel, P6_TA-PROV(2008)0295.

⁵² Artikel 2c Abs. 5 der Kommissionsvorschläge zur Strom- und Gasverordnung, KOM(2007)531 und KOM(2007)532.

⁵³ Amtsblatt L 262 vom 22. September 2006, S. 1.

Parlament bestand in dieser Hinsicht größere Skepsis, weshalb insbesondere die Rolle der zu schaffenden Regulierungsagentur bei der Erarbeitung der Netzregeln und Investitionspläne gestärkt wurde.

Interessant sind in diesem Kontext auch die deutschen Erfahrungen mit den Verbändevereinbarungen um das Jahr 2000.⁵⁴ Nachdem das Energiewirtschaftsgesetz von 1998 zugunsten eines verhandelten Netzzugangs auf die Netzzugangsregulierung verzichtet hatte, kam es zwischen den verschiedenen Marktakteuren zu Verhandlungen über Netzzugang und Netzentgelte. Während bei den Netzzugangsbedingungen zumindest im Strombereich Fortschritte erzielt werden konnten, gab es keine Einigung über die Senkung der hohen Netzentgelte. Die Verhandlungen im Gasbereich scheiterten bereits an den Netzzugangsbedingungen. Diese Erfahrungen lassen den Schluss zu, dass die Selbstregulierung der Branchenkräfte wenig Aussicht auf Erfolg hat, insbesondere wenn wie in Deutschland zu jenem Zeitpunkt sämtliche Netzbetreiber vertikal verflochten sind.

4. Entflechtung der Netze

Der sicherlich umstrittenste Vorschlag des dritten Binnenmarktpaketes betrifft die eigentumsrechtliche Entflechtung der Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber. Die Kommission war der Auffassung, dass die seit dem zweiten Richtlinienpaket bestehende gesellschaftsrechtliche und organisatorische Entflechtung den Interessenkonflikt zwischen einem neutralen Netzbetrieb einerseits und den Produktions- und Vertriebsinteressen integrierter Versorger andererseits nicht effektiv zu lösen vermochte. Wie in den oben zitierten Studien und Berichten angeführt, kann kaum verhindert werden, dass die vertikal verflochtenen Unternehmen ihre Netze als Instrument ihrer Unternehmenspolitik einsetzen und somit den Wettbewerb zu ihren Gunsten verfälschen.

Der Kommissionsvorschlag sieht als wesentliche Option zur Lösung dieses Interessenkonflikts die völlige eigentumsrechtliche Entflechtung der Netze vor.⁵⁵ Die vorgeschlagene Definition der eigentumsrechtlichen Entflechtung besagt, dass Energieversorger keinerlei Beteiligungen oder Rechte an den Netze halten dürfen. Das gleiche gilt umgekehrt für Netzbetreiber im Hinblick auf Produktions- und Vertriebsunternehmen. Der Kommissionsvorschlag lässt es jedoch zu, dass ein Investor Beteiligungen und Rechte in beiden Bereichen hält, solange er in keinem der Bereiche Kontrolle ausübt. Mit anderen Worten, Minderheitsbeteiligungen sowohl an Netzbetreibern als auch Versorgungsunternehmen unterhalb der Kontrollschwelle sind zulässig. Der Rat hat die Anforderungen an die eigentumsrechtliche Entflechtung dahingehend abgeschwächt, dass Versorgungsunternehmen Minderheitsbeteiligungen an Netzbetreibern halten dürfen. Der umgekehrte Fall, dass

⁵⁴ *Monopolkommission* (2007), S. 20.

⁵⁵ Artikel 8 des Kommissionsvorschlags zur Stromrichtlinie KOM(2007)528 und Artikel 7 des Kommissionsvorschlags zur Gasrichtlinie KOM(2007)529.

Netzbetreiber Beteiligungen an Versorgern halten, bleibt jedoch weiterhin ausgeschlossen.

Als Alternative für Mitgliedstaaten, in denen beim Inkrafttreten der Richtlinien vertikal integrierte Energieversorger bestehen, erlaubt die Kommission die Einsetzung eines unabhängigen Netzbetreibers („Independent System Operator“ – ISO). Das ISO-Modell besagt, dass die Netze im Eigentum der vertikal integrierten Versorger verbleiben können, Netzbetrieb und -ausbau jedoch von einem unabhängigen Netzbetreiber übernommen werden müssen. Zudem werden den nationalen Regulierungsbehörden umfassende Kontrollbefugnisse zugestanden, um die Zusammenarbeit zwischen Netzeigentümer und Netzbetreiber eingehend überprüfen zu können.

Der Rat hat die Vorschriften zum ISO-Modell gegenüber dem Kommissionsvorschlag weitergehend unverändert gelassen. Dies liegt sicherlich darin begründet, dass sich die Ratsdiskussionen in der Entflechtungsfrage auf die Einführung einer weiteren Entflechtungsalternative – den so genannten ‚dritten Weg‘ – konzentriert haben. Andererseits hat die Diskussion um den ‚dritten Weg‘ nicht das Parlament davon abgehalten, das ISO-Modell gänzlich zu verwerfen und zumindest in der Stromrichtlinie einzig die eigentumsrechtliche Entflechtung zuzulassen.⁵⁶

Zuletzt sei auf die Entstehung und den Inhalt des bereits erwähnten ‚dritten Weges‘ eingegangen. Am 29. Januar 2008 legten acht Mitgliedstaaten,⁵⁷ die sowohl die eigentumsrechtliche Entflechtung als auch das ISO-Modell grundsätzlich ablehnten, eine Entflechtungsalternative vor, die es erlaubte, die vertikale Integration des Netzbetriebes beizubehalten.⁵⁸ Bei dieser als „efficient and effective unbundling“ bezeichneten Alternativoption handelte sich im Wesentlichen um eine Präzisierung der bestehenden Vorschriften zur gesellschaftsrechtlichen und organisatorischen Entflechtung. Lediglich in einigen Punkten wurden diese Vorgaben tatsächlich verschärft. Zum Beispiel sollten die nationalen Regulierungsbehörden – oder eine andere öffentliche Stelle – ein Vetorecht bei der Benennung und Absetzung des Vorstands des Netzbetreibers erhalten. Wesentlicher Unterschied zu den Kommissionsvorschlägen war in jedem Fall, dass der Netzbetrieb in den Mutterkonzern integriert bleiben konnte.

Bis zur Tagung des Energieministerrates am 6. Juni 2008 wurde zwischen den im Rat vertretenen Befürwortern und Gegnern der eigentumsrechtlichen Entflechtung darum gerungen, die Konturen eines kompromissfähigen ‚dritten Wegs‘ zu

⁵⁶ Änderungsanträge 75 und 76 der Entschließung des Europäischen Parlaments vom 18. Juni 2008 zum Vorschlag für die Änderung der Richtlinie über den Elektrizitätsbinnenmarkt, P6_TA-PROV(2008)0294.

⁵⁷ Bei den acht Mitgliedstaaten handelte es sich um Deutschland, Frankreich, Österreich, Bulgarien, Griechenland, Lettland, Luxemburg und Slowakei. Zusammen verfügten diese acht Staaten über eine Sperrminorität im Rat, mit der sie das mit qualifizierter Mehrheit zu verabschiedende Binnenmarktpaket blockieren konnten.

⁵⁸ <http://www.euractiv.com/ndbtext/press/3rdoptionletter.pdf>.

erarbeiten. Es galt einen Ausgleich zu finden zwischen einerseits dem Wunsch nach Bewahrung der finanziellen Interessen der vertikal integrierten Konzerne an den Netzbetreibern und andererseits der Skepsis des Großteils der anderen Mitgliedstaaten, dass der von den acht vorgestellte Alternativvorschlag die Unabhängigkeit des Netzbetriebs nur unzureichend sicherstellte. Während des Energieministerrates kam es schließlich zur Einigung auf die Option eines unabhängigen Transportnetzbetreiber („Independent Transmission Operator“ – ITO).

Gemäß dieser ITO-Option soll die Unabhängigkeit des Netzbetriebes durch eine Reihe von Vorgaben zur Organisation und materiellen Ausstattung des Netzbetreibers erreicht werden. In Bezug auf die Organisation wird beispielsweise der Regulierungsbehörde – und zwar nur ihr – ein Vetorecht bei der Benennung und Entlassung des Vorstands eingeräumt, und der Vorstand unterliegt detaillierten Vorschriften hinsichtlich seiner Unabhängigkeit gegenüber den anderen Teilen des Konzerns. Gewisse Vorschriften zur beruflichen Unabhängigkeit gelten auch für die Hälfte der Aufsichtsratsmitglieder des Netzbetreibers minus einem, beispielsweise die Übergangsperioden („cooling-off periods“) bei Stellenwechseln zwischen dem Netzbetreiber und den anderen Geschäftsbereichen des Konzerns. Im Hinblick auf die Ausstattung wird explizit vorgegeben, dass der Netzbetreiber über alle personellen, materiellen und finanziellen Ressourcen zur Erfüllung seiner Aufgaben zu verfügen hat, wobei er insbesondere das Eigentum am Netz halten soll. Die ITO-Option umfasst schließlich auch gewisse Vorgaben zur Investitionsplanung, den Sanktionsmechanismen und der regionalen Kooperation. Hinsichtlich Investitionsplanung und Sanktionsmechanismen werden die Befugnisse der Regulierungsbehörden deutlich gestärkt, während in Bezug auf die regionale Kooperation der Netzbetreiber die Mitgliedstaaten aufgefordert sind, eine grenzüberschreitende Kapazitätszuteilung und Netzsicherheitsüberwachung einzurichten.

Im Parlament hat die Entflechtungsdiskussion einen anderen Verlauf genommen. Im Strombereich haben sowohl der federführende Industrieausschuss als auch anschließend das Plenum einzig die Option der eigentumsrechtlichen Entflechtung beibehalten. Im Gasbereich ist neben der eigentumsrechtlichen Entflechtung auch ein ‚dritter Weg‘ verabschiedet worden, der sich jedoch vom ITO-Kompromiss des Rates insbesondere in einem wesentlichen Punkt unterscheidet. Der ‚dritte Weg‘ des Parlaments beinhaltet einen Treuhänder, der die Interessen des Mutterkonzerns im Aufsichtsrat des Netzbetreibers vertreten soll.⁵⁹ Im Aufsichtsrat soll dieser Treuhänder bei Entscheidungen, die den Wert des Netzbetreibers stark beeinträchtigen können, über ein Vetorecht verfügen. Das Veto kann lediglich durch eine Zweidrittelmehrheit der anderen Aufsichtsratsmitglieder überstimmt werden.⁶⁰ Der Vorschlag zur Einrichtung eines Treuhänders soll bezwecken, dass die Funktionen

⁵⁹ Artikel 12c in der Entschließung des Europäischen Parlaments vom 9. Juli 2008 zum Vorschlag für die Änderung der Richtlinie über den Gasbinnenmarkt.

⁶⁰ Artikel 12e in der Entschließung des Europäischen Parlaments vom 9. Juli 2008 zum Vorschlag für die Änderung der Richtlinie über den Gasbinnenmarkt.

und Interessen innerhalb des vertikal integrierten Konzerns klarer voneinander abgegrenzt werden und somit eine gewisse strukturelle Unabhängigkeit innerhalb des Konzerns ‚simuliert‘ wird. Es bleibt abzuwarten, inwiefern die Idee des Treuhänders im weiteren Verlauf des Gesetzgebungsverfahrens berücksichtigt wird und letztlich einen Beitrag zur Lösung der Entflechtungsfrage leisten kann

IV. Schlussfolgerungen

Der vorliegende Beitrag hat einen Überblick über die anhaltenden strukturellen Wettbewerbsprobleme in den europäischen Strom- und Gasmärkten mit besonderem Fokus auf den deutschen Markt gegeben. Als übergreifendes Problem lässt sich die Zersplitterung des Binnenmarktes in nationale und regionale Teilmärkte konstatieren, die durch die starke vertikale Verflechtung der Energiekonzerne noch verschärft wird. Der für den Wettbewerb entscheidende Markteintritt neuer Anbieter wird auf den verschiedenen Stufen der Wertschöpfungskette somit wesentlich erschwert.

Das von der Kommission vorgeschlagene dritte Binnenmarktpaket setzt an diesen Strukturproblemen der Energiemärkte an. Mittels der Schaffung einer europäischen Regulierungsagentur und des Kooperationsnetzes der Netzbetreiber wird ein institutioneller Rahmen geschaffen, der darauf abzielt, die grenzüberschreitenden Kapazitätsengpässe und andere Handelshemmnisse zu beseitigen. Die Entflechtungsvorschläge und die Stärkung der nationalen Regulierungsbehörden sollen zudem den Netzbetrieb und Netzausbau im Interesse des Gesamtmarktes sicherstellen, notfalls unter Inkaufnahme der vertikalen Verflechtung, falls sich die Kompromisslinie des Rates durchsetzt. Jüngste Entwicklungen vor allem in Deutschland deuten jedoch darauf hin, dass letztlich die Energiekonzerne selbst die strategische Entscheidung treffen könnten, sich von ihren Netzen zu trennen und sich ausschließlich auf die wettbewerblichen Bereiche der Wertschöpfungskette zu konzentrieren.

In jedem Fall wäre zu wünschen, dass sich die Verabschiedung des dritten Binnenmarktpakets nicht unnötig verzögert, denn Unternehmen, Regulierungsbehörden und Gesetzgeber stehen bereits vor den nächsten großen Herausforderungen. Eine Reihe von Fragen gewinnen zunehmend an Bedeutung: Gibt es genügend Anreize zum Bau neuer Kraftwerke angesichts zunehmenden lokalen Widerstands? Sollten europaweit Transportentgelte oder Preiszonen eingeführt werden, um die Kraftwerksinvestitionen geografisch zu lenken? Unterläuft die Förderung erneuerbarer Energien die Marktliberalisierung, indem der Preismechanismus teilweise ausgehebelt wird? Welche Transparenzanforderungen sind an den Strom- und Gasmarkt zu stellen, um Marktmanipulationen auszuschließen? Es ist unschwer erkennbar, dass die Energiemärkte auch in Zukunft im Fokus von Wirtschaft und Politik bleiben werden.

Die Strom- und Gasmärkte zwischen Wettbewerbs- und Regulierungsaufsicht: Ist die bestehende Arbeitsteilung zwischen Kartellamt und Bundesnetzagentur sinnvoll?

Von *Franz Jürgen Säcker*, Berlin

I. Zum Verhältnis von Regulierungs- und Wettbewerbsrecht

Wie eine effiziente, funktionsfähige Arbeitsteilung zwischen Kartell- und Regulierungsbehörde im Energiesektor gestaltet sein sollte, ist eine Frage, die nicht ohne Vorverständigung über die Aufgaben einer Regulierungs- und einer davon separierten allgemeinen Kartellaufsicht beantwortet werden kann. Ich möchte deshalb mit einigen allgemeinen Bemerkungen dazu beginnen.

Rechts- und Wirtschaftswissenschaftler betrachten bei der Analyse der regulierungsbedürftigen Sektoren denselben Wirklichkeitsausschnitt mit dem Unterschied, dass wir Juristen als gesetzesunterworfenen Gesetzesanwendungsbehörde die Welt normativ mit den Augen bzw. durch die Brille des Gesetzgebers zu sehen haben, während die Ökonomen die Welt mit ihren eigenen Augen bzw. durch eine wirtschaftspolitisch eingefärbte Brille sehen.¹ Ingo Schmidt hat dies in der Diskussion um „more economic approach“ bei der Anwendung des Wettbewerbsrechts in die Worte gefasst: „More economic approach“ sei Aufgabe des abwägenden und entscheidenden Gesetzgebers, der Jurist habe sich schon im Interesse der Rechtssicherheit auf die Gesetzesanwendung zu beschränken und keine den Gesetzeszweck relativierenden ökonomischen Folgeabschätzungen vorzunehmen.² Der Wirtschaftsjurist als Wissenschaftler hat allerdings auch die Aufgabe, als Rechtspolitiker jenseits der Gesetzesanwendung an einer konsistenten und kohärenten Wirtschaftsrechtsordnung insgesamt mitzuwirken und etwa darauf hinzuweisen, dass es widersprüchlich ist, monopolistische Märkte wie den Briefzustellungsmarkt durch Abschaffung der Exklusivlizenz wettbewerbslich zu öffnen und gleichzeitig durch hohe Mindestlöhne bzw. Sozialklauseln im Postgesetz das Entstehen wirklichen Wettbewerbs zu behindern.³

¹ Vgl. dazu näher *Mestmäcker*, JuS 1963, 417 ff. (zum Aktienrecht).

² Vgl. *I. Schmidt*, in: Festschrift für Eickhof, 2008, S. 65 ff., 73 f.

³ Näher dazu *Säcker*, *The Independent System Operator*, 2007, S. 117 ff.

Je enger und spezifischer die staatliche Aufsicht über den zu regulierenden Sektor ist, umso leichter haben es Lobbyisten, Einfluss zu nehmen und umso eher wird durch Anwendung von sektorspezifischen Kriterien, die die besondere Schutzbedürftigkeit der Branche im angeblichen Gemeinwohlinteresse betonen, aus der Aufsichtsbehörde eine Nachsichtsbehörde. Es ist deshalb im Interesse einer möglichst unabhängigen Kontrolle rechts- und wirtschaftspolitisch sinnvoll, für die Erarbeitung allgemeiner Prinzipien zur Regulierung der Netzwirtschaften einzutreten und jede Sonderregelung einem verschärften Begründungszwang zu unterwerfen.⁴

Eine kohärente wissenschaftliche Dogmatik hat die Aufgabe, nicht an akzidentelle Einzelheiten anzuknüpfen, sondern gemeinsame Ordnungsstrukturen sichtbar zu machen. Es geht also nicht um eine blutleere, isolierende Abstraktion im Sinne der den Juristen vertrauten Begriffspyramiden, sondern um eine Ordnung stiftende, Grundsätze herausarbeitende Dogmatik.⁵ Bereits *Wittgenstein*⁶ hat vor der Gefahr enger Fachsprachen zur Verdunkelung der Gemeinsamkeit der Probleme als einer „Verhexung des Denkens durch die Mittel der Sprache“ gewarnt.

Bevor ich auf die speziellen Probleme der Energieaufsicht eingehe, möchte ich daher einige Bemerkungen zu der Frage machen, ob es überhaupt sachgerecht ist, eine Arbeitsteilung zwischen Kartellamt und Bundesnetzagentur für den Energiebereich vorzusehen, wie sie in § 111 EnWG enthalten ist, oder ob es nicht vernünftiger wäre, für alle Netzwirtschaften die Arbeitsteilung zwischen den Kartell- und Regulierungsbehörden gleichförmig zu regeln und die Aufgaben der Netzzugangs- und Entgeltkontrolle generell den Kartellbehörden zuzuweisen, wenn die Kontrollkriterien identisch sind. Normativ wäre dann ein allgemeines Regulierungsrecht der Netzwirtschaften in Ergänzung zum allgemeinen Wettbewerbsrecht zu schaffen.⁷ Allerdings ist das „Regulierungsrecht der Netzwirtschaften“ kein vorgegebener gesetzlicher Ordnungsbegriff, sondern ein rechtswissenschaftlicher Systembegriff, der der Herausarbeitung von Gemeinsamkeiten und, daran anknüpfend, der Bildung gemeinsamer Funktionsprinzipien für die bestehenden heterogenen sektorspezifischen Regulierungsgesetze dient. Rechtswissenschaftliche Dogmatik arbeitet genauso wie die wirtschafts- oder sozialwissenschaftliche Theoriebildung auf einer möglichst hohen Abstraktionsebene, auf der noch gehaltvolle Aussagen über die betrachteten Normbereiche möglich sind.⁸ Sie führt zusammen, was inhaltlich

⁴ Vgl. *Säcker/Böcker*, in: Picot (Hrsg.), 10 Jahre wettbewerbsorientierte Regulierung von Netzindustrien in Deutschland, 2008, S. 69, 70; *Masing*, Verhandlungen des 66. DJT, Bd. I, Kap. D, S. 108 ff.; *Burgi*, NJW 2006, 2439 ff.; vgl. auch *Säcker*, AöR 130 (2005), S. 180 ff.

⁵ *Säcker/Böcker*, in: Picot (Hrsg.), 10 Jahre wettbewerbsorientierte Regulierung von Netzindustrien in Deutschland, 2008, S. 69, 70. Ansätze einer solchen finden sich bereits bei *Kühling*, Sektorspezifische Regulierung in den Netzwirtschaften, 2004.

⁶ *Wittgenstein*, Philosophische Untersuchungen, 1960, § 109.

⁷ Zu den de lege lata bestehenden Unterschieden vgl. zusammenfassende Darstellung bei *Ludwigs*, WuW 2008, 534 ff.

⁸ Deshalb sind Regulierungsgesetze ohne zu regulierende Netze nicht Gegenstand der Betrachtung. Zwar teilen KWG, VAR und die Landesmediengesetze mit dem TKG, EnWG und

zusammen gehört, und macht zugleich kenntlich, was ohne Grund abweichend von allgemeinen Prinzipien geregelt ist. Sie liefert damit de lege lata einen Beitrag zu Rechtsklarheit und Transparenz des Normengefüges und de lege ferenda Hinweise an den Gesetzgeber, singuläre Ungereimtheiten zu korrigieren. Äußerlich betrachtet, sind die gesetzlichen Regelungen für Telekommunikation, Energie und Eisenbahnen so unterschiedlich ausgestaltet, dass die einzige Gemeinsamkeit in der Angewiesenheit auf die Netzinfrastruktur zur Erbringung der regulierten Leistungen zu liegen scheint.⁹ Bei näherer Analyse wird aber sichtbar, dass die Regulierungsinstrumente der drei Gesetze auf netzökonomischen Prinzipien basieren, die sich in allen drei Gesetzen – allerdings in unterschiedlicher sprachlicher Einkleidung¹⁰ – wiederfinden. Nicht nur das grundsätzliche Regulierungsziel ist gleich (Sicherung diskriminierungsfreien Netzzugangs zu angemessenen Bedingungen für alle, die von der Nutzung der Netze abhängig sind), sondern auch die *Methode*, mit der dieses Ziel erreicht werden soll (wettbewerbsanaloge Regulierung). Vor diesem Hintergrund stellt sich insbesondere nach der Zusammenführung dieser Sektoren unter der Aufsicht der Bundesnetzagentur¹¹ die Frage, ob nicht ein sektorübergreifendes Regulierungsgesetz geschaffen werden sollte, um eine Umwege und Holzwege vermeidende Regulierung der Netzwirtschaften anhand gemeinsamer Funktionsprinzipien aus einem Guss zu erreichen.¹²

Die wettbewerbsorientierte Regulierung ist im Bereich der Netzwirtschaften durch einen Netzzugang aller Petenten zu angemessenen Entgelten sicherzustellen, damit die Produkte, die auf die Netznutzung angewiesen sind, um den Kunden zu erreichen, unter kompetitiven und nicht unter monopolistischen Bedingungen angeboten werden können. Dies bedingt

- (1) einen freien neutralen Netzzugang für jedermann unabhängig von Konzerninteressen der Netzbetreiber und

AEG die Gemeinsamkeit, dass auch hier das allgemeine Wettbewerbsrecht (Art. 81 ff. EG, GWB) nicht ausreicht, um die spezifischen Gemeinwohlziele, die mit dem KWG, VAG und den Landesmediengesetzen verfolgt werden, ausreichend zu gewährleisten. Die Gemeinsamkeiten bewegen sich aber auf einem so hohen Abstraktionsniveau, dass eine gemeinsame Dogmatik konturenlos bliebe.

⁹ Zum Begriff der Netzinfrastruktur vgl. *Hermes*, Staatliche Infrastrukturverantwortung, 1998, S. 162 ff.; *Kühling*, Sektorspezifische Regulierung von Netzwirtschaften, 2004, S. 1 ff.

¹⁰ Daher existiert – als wichtiger Fingerzeig für die von der Rechtsdogmatik zu systematisierenden Sachfragen – auch nur eine alle Netzwirtschaften umspannende Netzökonomie; dazu *Knieps*, Netzökonomie, 2007. Der Wirklichkeitsausschnitt, den die empirischen Nachbarwissenschaften als Problemeinheit sehen, sollte daher von der den gleichen Wirklichkeitsausschnitt betrachtenden Rechtswissenschaft nicht künstlich aufgespalten werden, weil dies die Gefahr auslöst, gleichliegende Probleme ohne Grund unterschiedlich zu lösen.

¹¹ Vgl. Gesetz über die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 2009), geändert durch Art. 27 der Verordnung vom 31. Oktober 2006 (BGBl. I S. 2407).

¹² Vgl. dazu vor allem *Masing*, Verhandlungen des 66. DJT, Kap D, S. 108 ff.; *Burgi*, NJW 2006, 2439 ff.; *Säcker*, AöR 130 (2005), 180 ff.

(2) die Gewährleistung adäquater Rahmenbedingungen für Wettbewerb auf den Märkten der Produkthanbieter, die die Netze nutzen.

Da derzeit der Wettbewerb auf den Energiemärkten nicht ausreichend wirksam ist,¹³ sind ergänzende Maßnahmen wie z. B. ein bevorzugter Netzzugang neuer Kraftwerksbetreiber (s. § 6 Kraftwerksnetz-ZugangsVO) und eine verschärfte Preismissbrauchskontrolle (s. § 29 GWB) bis zum Wirksamwerden dieses Wettbewerbs m. E. vernünftige und funktionierende Instrumente der staatlichen Wettbewerbspolitik.¹⁴ Sie sind deutlich mehr als ein Placebo. Kein Unternehmen betrachtet die Eröffnung von Missbrauchsverfahren, die in der Presse großes Echo finden, als Meteoriteneinschlag auf einem fremden Stern. Es ist ein Blitzschlag zumindest in der Peripherie des eigenen Hauses.¹⁵

Notwendig für die Sicherung der Neutralität der Netzbetreiber ist in allen Netzwirtschaften ein buchhalterisches und ein effektives funktionelles (operationelles) Unbundling des Netzbetriebs vom Konzernganzen.¹⁶ Ein Ownership Unbundling ist dagegen nicht notwendig und auch nicht sinnvoll, wenn die Unabhängigkeit und Neutralität der Netzgesellschaft durch adäquate rechtliche Regeln sichergestellt wird.¹⁷ Daran hat es in der Vergangenheit gefehlt, wie die EG-Kommission zu Recht festgestellt hat.¹⁸

Die Vielfalt der Normierung ohne Rechtfertigung durch die Natur der Sache behandelt Gleiches ohne Not ungleich,¹⁹ statt gemeinsame Rechtssätze für gleiche

¹³ Vgl. BGH, Urteil vom 29.4. 2008, Az. KZR 2 / 07 – Erdgassondervertrag.

¹⁴ Vgl. dazu exemplarisch den am 9. 4. 2008 unter Anwesenheit des Präsidenten der BNetzA abgeschlossenen Vertrag zwischen Electrabel Deutschland AG und E.ON Netz GmbH. Zu § 29 GWB vgl. *Markert*, in: MünchKomm Europäisches und deutsches Wettbewerbsrecht, Bd. II, 2008, § 29 RdNr. 41 ff. einerseits, *Ehrlicke*, EuZW 2008, S. 717 ff. und *Klaue/Schwintowski*, Preisregulierung durch Kartellrecht, 2008, S. 14 ff. andererseits. Ehrlicke und Klaue/Schwintowski überzeichnen die Wirkung von § 29 GWB. Die Kritik richtet sich im Kern gegen das KEL-Konzept als Instrument zur Kontrolle von Monopolpreisen und degradiert die Mißbrauchskontrolle im Monopolbereich zu einem reinen Papiertiger. Der Glaube an den Newcomerwettbewerb, der durch hohe Monopolpreise angelockt werde, versetzt im Strom- und Gasbereich leider keine Berge.

¹⁵ Das zeigt sich darin, dass E.ON sich in einem „settlement“ nach Art. 9 VO Nr. 1 / 2003, um einer empfindlichen Geldbuße zu entgehen, von ihrem Elektrizitätsübertragungsnetz und RWE sich von ihrem Gasnetz trennte; vgl. Homepage der EG-Kommission <http://ec.europa.eu/comm/competition/antitrust/cases/decisions/39389/commitments.pdf>.

¹⁶ Beschluss über die englische Fassung der einzelnen Punkte des Maßnahmenpaketes für den Energiebinnenmarkt am 15. 12. 2008. Der aktuelle Stand der Gesetzgebung findet sich abrufbar im Internet unter <http://www.consilium.europa.eu> (Interinstitutionelles Dossier 2007 / 0198 COD).

¹⁷ Vgl. zum Strombereich *Säcker*, Der Independent System Operator, 2007, S. 39 f.; zum Gasbereich *Growitsch/Müller/Stronzik*, Ownership Unbundling in der Gaswirtschaft – Theoretische Grundlagen und empirische Evidenz, WIK Diskussionsbeitrag, 2008, Nr. 308.

¹⁸ DG Competition on Energy Sector Inquiry (SEC (2006) 1724) v. 10. Januar 2007, Anhang II.

Problemlagen aufzustellen. Eine einheitliche Dogmatik des Regulierungsrechts der Netzwirtschaften, die die inhaltlichen und verfahrensrechtlichen Gemeinsamkeiten der einzelnen Sektorengesetze herausarbeitet, ist m. E. das Gebot der Stunde. Wann diese Vorarbeiten so weit fortgeschritten sind, dass ein einheitliches sektorenübergreifendes Regulierungsgesetz entsteht, ist noch offen, wenngleich der Ruf danach schon vor dem 66. Deutschen Juristentag 2006 erhoben worden ist.²⁰ Die Entwicklung allgemeiner Regulierungsprinzipien darf sich allerdings nicht in der Systematisierung des Stoffes zum Zweck einer besseren Übersichtlichkeit erschöpfen.²¹ Eine „Systematisierung“ muss das „innere System“ der netzwirtschaftlichen Gesetze i. S. einer gemeinsamen Grundstruktur sichtbar machen. Gegen die Systematisierung spricht nicht die Tatsache, dass in der Vergangenheit verschiedene Generaldirektionen und Ministerialabteilungen des Bundeswirtschaftsministeriums mit separaten Zuständigkeiten sektorspezifische Gesetze gestaltet haben, ohne den Kontakt untereinander zu pflegen.

Natürlich gibt es sektorspezifische Besonderheiten.²² Dies hängt mit den unterschiedlichen technischen Voraussetzungen und den physikalischen Eigenschaften der durch die Netze transportierten Güter zusammen.²³ Während es im Telekommunikationsbereich vorwiegend darum geht, knappe Frequenzen auszunutzen und jedem Nutzungspetenten einen diskriminierungsfreien Netzzugang ohne „Regulierungspausen“ zugunsten der Incumbents zu sichern, geht es bei der Elektrizitätswirtschaft um die Gewährleistung einer gleich bleibenden Spannung bei Ein- und Ausspeisungen in einem bedarfsgerecht ausgebauten Netz. Dies wiederum ist anders beim Gas, das real transportiert werden muss und in einem Rohr zeitgleich nur in eine Richtung fließen kann. Im Eisenbahnbereich nutzen konkurrierende Unternehmen, fahrplanmäßig aufeinander abgestimmt, ein Schienennetz, dessen Trassen diskriminierungsfrei bereitgestellt werden müssen.²⁴

¹⁹ Im Bereich der Netzregulierung spricht für eine möglichst weitreichende Gleichbehandlung schon die Notwendigkeit, Planungssicherheit für potentielle Investoren zu schaffen; vgl. dazu *Henseler-Unger*, Verhandlungen des 66. DJT, Bd. II/1, Kap. O, S. 1, 17; Vgl. auch *Säcker/Böcker*, in: Picot (Hrsg.) 10 Jahre Wettbewerbsorientierte Regulierung von Netzindustrien in Deutschland, 2008, S. 69, 71.

²⁰ Vgl. dazu *Hermes*, Staatliche Infrastrukturverantwortung, 1998, S.; *Schneider*, Liberalisierung der Stromwirtschaft durch regulative Marktorganisation, 2001; *Kühling*, Sektorspezifische Regulierung in den Netzwirtschaften, 2004; *Säcker*, AöR 130 (2005), 180 ff.

²¹ Vgl. *Canaris*, JZ 1993, 377, 378.

²² Ausführlich zur Geschichte der „Infrastrukturen“ *Hermes*, Staatliche Infrastrukturverantwortung, 1998, S. 256; *Kühling*, Sektorspezifische Regulierung in den Netzwirtschaften, 2004, S. 65 ff.

²³ Vgl. zu den technischen Unterschieden der Netzwirtschaften auch *Masing*, Verhandlungen des 66. DJT, Kap. D, S. 17 ff.

²⁴ Der Postbereich wird hier ausgeklammert, weil nach Aufhebung der Exklusivlizenz der Deutschen Post AG zum 1. Januar 2008 ein Grund für den Fortbestand der Regulierung nicht ersichtlich ist. Das Wettbewerbsrecht, insbesondere § 19 Abs. 4 Nr. 1 und 4 GWB reicht hier nach einer Übergangsphase völlig aus.

In allen Fällen ist aber klar, dass die Herstellung eines wirksamen Wettbewerbs zwischen den an der Netznutzung interessierten Unternehmen durch die diskriminierungsfreie Öffnung der Netze und die Sicherstellung einer flächendeckenden Versorgung die übereinstimmende Zielsetzung des Regulierungsgesetzes ist.²⁵ Während die Regulierung im Energie- und Eisenbahnrecht mangels genereller Duplizierbarkeit der Netze eine dauerhafte Regulierung der Infrastruktur gebietet, ist es im Telekommunikationsbereich wegen der dort herrschenden dynamischen Strukturen (z. B. wegen der Mobilfunkalternative) möglich, immer stärker von der Sektoren- auf eine Einzelmarktregulierung überzugehen (vgl. § 9 ff. TKG), sobald „bottleneck“-Situationen²⁶ entschärft werden.

Bei näherer Betrachtung des TKG, EnWG und AEG fallen auch über die gemeinsame und überspannende Zielsetzung hinaus weitere gemeinsame Grundlagen mit dem Kartellrecht ins Auge, wie z. B. das gemeinsame Fundament im wettbewerbsrechtlichen Missbrauchsverbot des Art. 82 EG,²⁷ insbesondere in Gestalt der Zugangsrechte zu wesentlichen Infrastruktureinrichtungen als Kern der Wettbewerbsorientierung.

II. Gegenstand der Regulierung: Natürliches Monopol bei Gemeinschaftsgütern der öffentlichen Daseinsvorsorge

Der Gegenstand des Infrastrukturegulierungsrechts ist somit gekennzeichnet durch die Existenz dauerhafter, nicht nur prozeduraler oder momentaner Monopole. Von einem „natural monopoly“ spricht man, wenn ein einziges Unternehmen aufgrund von „economies of scale“ oder „economies of scope“ die Nachfrage nach seinen Dienstleistungen zu niedrigeren Preisen befriedigen kann, als dies mehrere Unternehmen tun könnten.²⁸ Da eine Duplizierung oder gar Multiplizierung der Netzinfrastrukturen mit volkswirtschaftlich unververtretbaren Kosten verbunden wäre, stellen die öffentlichen Elektrizitäts-, Gas-, Wasser-, Abwasser- und Schienennetze solche natürlichen Monopole dar. Das Wirtschaftsrecht betrachtet bislang nur die Strom- und Gasnetze, die terrestrischen Telekommunikationsnetze und die Eisenbahnschienenetze.²⁹ Eigentlich gehörten hierhin auch die Wasser- und Abwasserwirtschaft; dieser Bereich ist jedoch nach wie vor hoheitsrechtlich geordnet und

²⁵ Vgl. § 1 Abs. 1 EnWG, § 1 TKG, § 1 PostG, § 1 Abs. 1 AEG; vgl. *Masing*, Verhandlungen des 66. DJT, Kap. D, S. 60 ff.; *Burgi*, NJW 2006, 2439, der darin den ersten Ansatzpunkt für eine Kodifikation sehen will.

²⁶ Deutsch: Flaschenhalssituationen, dazu *Henseler-Unger*, Verhandlungen des 66. DJT, Bd. II/1, Kap. O, S. 14.

²⁷ Dazu *Masing*, Verhandlungen des 66. DJT, Bd. I, Kap. D, S. 120.

²⁸ Vgl. *Knieps*, Wettbewerbsökonomie, 2001, S. 21 ff.; ferner *Schneider*, Liberalisierung der Stromwirtschaft durch reguläre Marktorganisation, 1999, S. 132 ff.; *Arzt*, Strompreisaufsicht im Vergleich, 1991, S. 44 ff.; *Windisch*, Liberalisierung natürlicher Monopole im Bereich von Bahn, Post und Telekommunikation, 1987, S. 41 ff.

²⁹ Sie sind geregelt in EnWG, TKG und AEG und den entsprechenden Verordnungen.

entzieht sich daher noch dem regulativen Zugriff der Bundesnetzagentur.³⁰ Erst im Herbst 2007 hat es die hessische Landeskartellbehörde gewagt, ex post gegen überhöhte Wasserpreise hessischer Kommunen nach den gleichen Grundsätzen vorzugehen, nach denen vor der Siebten GWB-Novelle überhöhte Energiepreise bekämpft worden waren.³¹ Dagegen regt sich allerdings, wie nicht anders zu erwarten, erbitterter Widerstand der Monopolinhaber.

III. Wirtschaftspolitische Grundlagen der Netzinfrastrukturregulierung

Nach ihrer Zielsetzung wollen das Energie-, Telekommunikations- und Eisenbahnrecht den Wettbewerb fördern, um so die Funktionsbedingungen für interessenausgleichende Austauschverträge auf den von Vermachtung betroffenen Güter- und Dienstleistungsmärkten zu verbessern.³² Aus diesem Grunde gewähren alle Regulierungsgesetze dem Verbraucher einen unmittelbaren Unterlassungs- und Schadensersatzanspruch gegen einen Netzbetreiber im Falle der Ausbeutung, Behinderung oder Diskriminierung („private enforcement“) und erlauben sogar, wenngleich in unterschiedlichem Maße, Verbandsklagen zur Durchsetzung von Wettbewerber- und Verbraucherinteressen.³³ Ziel der Regulierungsgesetze ist die zügige Errichtung wettbewerbsorientierter Märkte, wie es in den EG-Rahmenrichtlinien einheitlich vorgegeben wird.³⁴ Die Regulierungsbehörden haben im Interesse der Verbraucher („consumer welfare“) deshalb die Aufgabe, für Nichtdiskriminierung, funktionstüchtigen Wettbewerb und effiziente Märkte zu sorgen.³⁵ Die Netzbetreiber haben ein sicheres, zuverlässiges und effizientes Netz zu unterhalten und ggf. auszubauen – eine Verpflichtung, die außer den Infrastrukturnetzbetreibern kein anderes privates Unternehmen zu erfüllen hat.

Effizienter Wettbewerb in sicheren Netzen setzt voraus, dass Netzbetreiber keine Monopolrenditen aus dem Netzgeschäft ziehen können, um ggf. im Wege der Quersubventionierung daraus Vorteile als Energie- oder Telekommunikationsdienstleister bzw. als Eisenbahnverkehrsunternehmen zu ziehen. Allerdings kann in Einzelfällen der durch das natürliche Monopol vermittelte überragende Verhaltensspielraum relativiert und modifiziert werden, wenn ein wirksamer Substitutionsgüterwettbewerb (z. B. Mobilfunk als Alternative zur Festnetztelefonie oder

³⁰ Dementsprechend lautet der Name dieser Behörde vollständig: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen.

³¹ Das OLG Frankfurt (Beschluss vom 18. 11. 2008, Akt.Z.: 11 W 23 / 07 [Kart]) hat inzwischen die Untersagungsverfügungen bestätigt.

³² Vgl. die Zielvorgaben in §§ 1, 2 Abs. 2 TKG, § 1 EnWG.

³³ Vgl. ausführlich *Säcker*, Die Einordnung der Verbandsklage ins System des Privatrechts, 2006.

³⁴ Vgl. § 1 Abs. 1 EnWG, § 1 TKG, § 1 Abs. 1 AEG; Vgl. auch *Burgi*, NJW 2006, 2439 ff.

³⁵ Art. 23 ElektrizitätsRL, Art. 25 GasRL.

Heizöl als Alternative zum Erdgas im Wärmemarkt) besteht.³⁶ Ein zweites Ferngastransportnetz *allein* ist – darin unterscheide ich mich von der Position von *Weizsäcker*³⁷ in einem Gutachten für ein Gasfernleitungsunternehmen – noch keine Garantie für effektiven Wettbewerb und bestreitbare Märkte.

Bei natürlichen Monopolen gibt es gegenüber der Regulierung durch Behörden allerdings als Allheilmittel das Gegenargument der Etatisten, dass der Staat, der ja auch Straßen und Binnenschiffahrtswege in eigener Regie betreibt, auch die Übertragungsnetze für Energie, Telekommunikation und Eisenbahnschienen in eigener Regie betreiben und diese Netze deshalb renationalisieren sollte. Alle im Land Nordrhein-Westfalen vergrabenen Energie-, Wasser- und Abwassernetze sollen weit mehr als 200 Mrd. Euro wert sein. Ernstlich ist dieser Weg zurück nicht zu empfehlen und auch nicht finanzierbar. Der Staat zieht sich heute aus Gründen der nur noch von Privaten zu erwartenden Effizienzverbesserung und Kostensenkung immer mehr aus der Erfüllungsverantwortung für gemeinwohlorientierte Dienstleistungen zurück. Er nimmt zunehmend – nicht zuletzt unter Berufung auf das Subsidiaritätsprinzip – nur noch eine Steuerungs- und Auffangverantwortung wahr, die erst relevant wird, wenn ein gemeinwohlabträgliches Ergebnis droht. In Konkretisierung dieses Konzepts wird der moderne Staat zum Gewährleistungsstaat.³⁸ Der erfüllende Wohlfahrts- und Interventionsstaat wird – so *Schuppert* – durch den ermöglichenden Gewährleistungsstaat überlagert und teilweise ersetzt.³⁹ Der Ruf nach public private partnerships kennzeichnet in signifikanter Weise diese Entwicklung.⁴⁰ Das Konzept des Gewährleistungsstaates bringt diesen Rollenwechsel des Staates sinnfällig zum Ausdruck und fungiert als Chiffre für die veränderte Rolle des Staates, die mit dieser veränderten „Architektur von Staatlichkeit“ einhergeht.⁴¹ Die Regulierungsgesetze sind Ausdruck dieser reduzierten Rolle des Staates, der zwar die Erfüllungsverantwortung aufgibt, gleichwohl aber seine sozialstaatliche Verpflichtung nicht los wird, die Versorgung der Bürger mit den daseinsnotwendigen Dienstleistungen im Wege der Wirtschaftsaufsicht sicherzustellen.⁴²

³⁶ *Säcker*, AöR 130 (2005), 180, 185.

³⁷ *von Weizsäcker*, Kurzgutachten im Auftrag von BEB vom 10. 8. 2007 zur Methode der Feststellung von Leistungswettbewerb auf der überregionalen Gas-Fernleitungsebene (nicht veröffentlicht); zutreffend dagegen BNetzA vom 22. 9. 2008 (Az.: BK-07-100) mit der Feststellung, dass die überregionalen Fernleitungsnetze ganz überwiegend keinem wirksamen aktuellen oder potentiellen Wettbewerb ausgesetzt sind.

³⁸ *Säcker/Böcker*, in: Picot (Hrsg.), 10 Jahre wettbewerbsorientierte Regulierung von Netzindustrien in Deutschland, 2008, S. 69, 73; *Schuppert*, Der moderne Staat als Gewährleistungsstaat, in: Schröter (Hrsg.), Empirische Policy und Verwaltungsforschung, 2001, S. 399; *Fehling*, AöR 121 (1996), 59 ff.

³⁹ *Schuppert*, Der moderne Staat als Gewährleistungsstaat, in: Schröter (Hrsg.), Empirische Policy und Verwaltungsforschung, 2001, S. 399.

⁴⁰ *Säcker/Wolf*, WRP 2007, 282 ff.

⁴¹ *Trute*, Gemeinwohlsicherung im Gewährleistungsstaat, in: Schuppert/Neidhardt (Hrsg.), Gemeinwohl: Auf der Suche nach Substanz, WZB-Jahrbuch 2002, S. 329.

⁴² *Kühling*, Sektorspezifische Regulierung in den Netzwirtschaften, 2004, S. 1 ff.

Im Regulierungsrecht geht es somit um die Frage, wie der Staat seine Gewährleistungsverantwortung wahrnehmen, zugleich aber private Unternehmen ausreichend dafür interessieren kann, die Erfüllung öffentlicher Aufgaben staatsentlastend zu übernehmen.

Bei Einschaltung Privater, die eigennützigen und nicht gemeinnützigen Zielen verpflichtet sind, entfallen die gemeinwohlorientierte, rechtsstaatliche Monopolisierung der Gebundenheit des Amtswalters an das Gemeinwohl und die demokratische Legitimation des Handelnden. Daher kann die Gefahr nicht ausgeschlossen werden, dass durch den Rückzug des Staates Machtungleichgewichte zulasten der auf die Netznutzung angewiesenen Unternehmen und Verbraucher entstehen.⁴³ Um diese Gefahr zu bannen, muss der Staat durch Rechtsregeln sicherstellen, dass die Infrastrukturnetze, die keinem aktuellen oder potentiellen Wettbewerb und auch keiner Angebotssubstitution ausgesetzt sind, zu diskriminierungsfreien und wettbewerbsanalogen Bedingungen jedem Nutzungspetenten zur Verfügung stehen. Das sich daraus ergebende Recht der regulierenden Verwaltung wird in Deutschland als Privatisierungsfolgenrecht und im US-amerikanischen Recht als „after privatization law“ gekennzeichnet, das die Konsequenzen der Übertragung einer vormals hoheitlichen Tätigkeit auf Private zu bewältigen hat.⁴⁴ Das Privatisierungsfolgenrecht hat einerseits die Wettbewerbsorientierung der Aufgabenerfüllung durch Private, andererseits aber auch die Gemeinwohlorientierung der Dienstleistungen sicherzustellen. Diese bipolare Funktion des staatlichen Gesetzes für die Gewährleistung sowohl effizienter als auch zuverlässiger, sicherer Netzstrukturen wird mit dem Ausdruck „Regulierungsrecht“ begrifflich gekennzeichnet. Dieses stellt sich, soweit es der vertraglichen Koordinierung von Angebot und Nachfrage bezüglich Netztransmission, Netzdistribution und Gasspeicherung dient, als Privatrecht und, soweit es die gemeinwohlbezogene Sicherstellung der Grundversorgung betrifft, als öffentliches Recht dar.⁴⁵

Die staatliche Aufgabe der Netzinfrastrukturregulierung ist, wie gesagt, keine transitorische Übergangsaufgabe zur Begleitung des Prozesses der Transformation von Ausnahmebereichen wie Energie-, Eisenbahn- und elektronischen Netzen in eine marktwirtschaftliche Wettbewerbsordnung, sondern stellt sich als Daueraufgabe des modernen Staates dar, der zur Gewährleistung einer leistungsfähigen Infrastruktur verpflichtet ist, um, wie es das Bundesverfassungsgericht⁴⁶ ausgedrückt hat, „Gemeinschaftsinteressen höchsten Ranges“ zu befriedigen. Regulierungsrecht wird so zum gemeinwohlorientierten Widerlager des privaten Netzmonopols bei lebenswichtigen, nicht ausreichend duplizierbaren Gütern.

⁴³ Säcker; Der Independent System Operator, 2007, S. 6 f.; Trute, Gemeinwohlsicherung im Gewährleistungsstaat, in: Schuppert / Neidhardt (Hrsg.), Gemeinwohl: Auf der Suche nach Substanz, WZB-Jahrbuch 2002, S. 329.

⁴⁴ Ruffert, AöR 124 (1999), S. 237, 246.

⁴⁵ Näher dazu Säcker; Regulierungsrecht im Spannungsfeld zwischen öffentlicher und privater Rechtsdurchsetzung, 2009.

⁴⁶ BVerfGE 30, 292, 323 f.

IV. Regulierungsrecht und allgemeines Wettbewerbsrecht

Regulierungsrecht und Wettbewerbsrecht erscheinen als Zwillingsgeschwestern, die das gleiche Ziel verfolgen, nämlich einen fairen, gegen Missbrauch und Willkür gesicherten privatautonomen Interessenausgleich zwischen Netzbetreibern und Netznutzern sicherzustellen. Sie streben dieses Ziel aber auf verschiedenen Wegen an. Das Regulierungsrecht bedient sich, da es sonst nicht möglichen Wettbewerb der auf die Netznutzung angewiesenen Unternehmen um Kunden erst mittels Durchleitungsanordnung erzwingen muss, einer Ex-ante-Methodenregulierung (Anreizregulierung) bzw. der Technik der Ex-ante-Einzelgenehmigung. Das allgemeine Wettbewerbsrecht begnügt sich dagegen mit einer ex-post eingreifenden, den Missbrauch abstellenden Aufsicht (§§ 19, 29 GWB). Netzinfrastuktur-Regulierungsrecht ist also nicht absterbendes Sonderkartellrecht auf dem Wege zur kompetitiven Gestaltung der Nutzung infrastruktureller Netze, sondern ein eigenständiger Teil des modernen Wirtschaftsrechts. Es ist die juristische Ergänzung der Netz- und Regulierungsökonomie, deren Prinzipien durch die Logik der Netze, nicht durch die Logik der Güter, die in den Netzen transportiert werden, definiert sind. Daraus ergibt sich als Folgerung, das Regulierungsrecht wegen seiner den Wettbewerb erst eröffnenden Funktion nicht in das allgemeine Wettbewerbsrecht einzuarbeiten, sondern die Regulierung der Netzindustrien und die gezielte technologieneutrale Förderung nachhaltig wettbewerbsorientierter Märkte in einem eigenständigen Netzinfrastukturgesetz zu erfassen.⁴⁷

Die kartellrechtliche Missbrauchskontrolle (§§ 19, 20 GWB, Art. 82 EG) setzt lediglich Grenznormen für die eigennützige Ausübung privatautonomer unternehmerischer Gestaltungsfreiheit und setzt unangemessenen Preisen, die erheblich über dem hypothetischen Wettbewerbspreis liegen, Grenzen. Das Regulierungsrecht dagegen statuiert Richtnormen für eine gemeinwohlorientierte Ausübung der unternehmerischen Autonomie im Netzinfrasturbereich. Die Vorschriften etwa des Energierechts über Pflege und Ausbau der Netze durch zusätzliche Investitionen, über Systemverantwortung und Interoperabilität, über rechtliches, operationelles und buchhalterisches Unbundling sind ebenso wie die Normen über Netzanschlusspflichten, über die Gestaltung der Netzzugangsentgelte und über die Einspeisevergütungsverpflichtungen, die sich aus dem Energieumweltschutzrecht (CO₂-Vermeidung) ergeben, Ausdruck dieser Überlagerung unternehmerischen Verhaltens durch gemeinwohlorientierte Verhaltensanforderungen.⁴⁸ Die EG-Richtlinie über Maßnahmen zur Gewährleistung der Sicherheit der Elektrizitätsversorgung und von Infrastrukturinvestitionen formt ebenso wie die TK-Rahmenrichtlinie diese gewährleistungsstaatliche Aufgabe der Mitgliedstaaten für eine nachhaltige und effiziente Versorgung aller Bürger näher aus, u. a. durch Verpflich-

⁴⁷ Vgl. Säcker/Böcker, in: Picot (Hrsg.), 10 Jahre wettbewerbsorientierte Regulierung von Netzindustrien in Deutschland, 2008, S. 69, 70; Masing, Verhandlungen des 66. DJT, Bd. I, Kap. D, S. 108 ff.; Burgi, NJW 2006, 2439 ff.; Säcker, AöR 130 (2005), S. 180 ff.

⁴⁸ Säcker, Der Independent System Operator, 2007, S. 10.

tungen zum flächendeckenden Ausbau von Netzen für angemessene universelle Dienstleistungen der Daseinvorsorge.⁴⁹ Es geht also nicht lediglich um die singuläre Bekämpfung des Missbrauchs einer marktbeherrschenden Stellung, sondern um die kontinuierliche Konkretisierung der Gemeinwohlverpflichtung des Inhabers eines natürlichen Monopols.

Nur effizient agierende Unternehmen haben in einer funktionierenden Marktwirtschaft die Chance und, wirtschaftsethisch formuliert, das moralische Recht, dauerhaft auskömmliche Gewinne zu erzielen.⁵⁰ Es macht wettbewerbspolitisch daher keinen Sinn, die staatliche Regulierung natürlicher Monopole so zu reduzieren, dass sie nur noch ein Schattendasein als propagandistische Tröstung und öffentliche Legitimation für Monopolpreise führt, wie wir dies in der Vergangenheit bei der Energiepreisaufsicht nach der Bundestarifordnung Elektrizität erlebt haben.⁵¹

Wettbewerbsorientierter Maßstab für die Angemessenheit der Nutzungsentgelte sind die Kosten der effizienten Leistungsbereitstellung (sog. KEL-Konzept⁵²) bzw. energierechtlich ausgedrückt: die Kosten eines effizienten, strukturell vergleichbaren Netzbetreibers (§ 21 Abs. 2 EnWG). Der Staat, der natürliche Monopole, die keinem kompetitiven Erosionsprozess ausgesetzt sind, mit der Aufgabe der sozialstaatlichen Daseinsvorsorge in privater Hand zulässt, hat die Pflicht, durch Regulierung dieser Monopole den Wettbewerb nachhaltig zu fördern.

In diesem Förderauftrag geht das Regulierungsrecht über die wettbewerbsorientierte Missbrauchsaufsicht signifikant hinaus; denn deren Funktion beschränkt sich auf die Unterbindung wettbewerbsbeschränkender unternehmerischer Maßnahmen und die Beseitigung antikompetitiver Praktiken marktbeherrschender Unternehmen. Schutzobjekt des allgemeinen Wettbewerbsrechts ist der in der Wirklichkeit bestehende *reale* Wettbewerb, nicht aktive Wettbewerbsförderung durch wettbewerbschaffende Maßnahmen. Das Wettbewerbsrecht kennt keine altruistische Marktstrukturverantwortung marktbeherrschender Unternehmen und keine daran anknüpfende Rechtspflicht der Wettbewerbsbehörden zur aktiven Förderung mit unverzichtbarer Funktion für die Versorgung mit daseinsnotwendigen Gütern. Sie

⁴⁹ Vgl. Infrastrukturrichtlinie vom 18. 1. 2006 (ABl. L 33 vom 4. 2. 2006, S. 22 ff.); Rahmenrichtlinie vom 7. 3. 2002 (ABl. L 108 vom 24. 4. 2002, S. 33 ff., zuletzt geändert in ABl. L 171 vom 29. 6. 2007, S. 32 ff.).

⁵⁰ *Säcker*, Der Independent System Operator, 2007, S. 11; *Büdenbender*, RdE 2004, 284, 288; *ders.*, Kartellrechtliche Kontrolle der Netznutzungsentgelte nach dem Vergleichsmarktprinzip, 2004, S. 54 ff.

⁵¹ Vgl. dazu *Säcker*, Neues Energierecht, 2. Aufl. 2003, S. 326; vgl. dazu Die unabhängige Expertenkommission zum Abbau marktwidriger Regulierungen (Deregulierungskommission), Marktöffnung und Wettbewerb, 1991, RdNr. 298 ff.; auch die Monopolkommission kommt in ihrem 14. Hauptgutachten 2000/2001, Netzettbewerb durch Regulierung, zu dem Ergebnis, dass die Länder mit der Tarifpreisaufsicht überfordert sind (RdNr. 118 ff.); ebenso *Baur/Heuk-Merten*, RdE 2002, 193 ff.

⁵² Vgl. § 31 TKG; dazu *Groebel*, TKMR-Tagungsband 2004, 39, 41 ff.

kann deshalb auch den bedarfsgerechten Ausbau der Netze zur Versorgung der auf den Transport der Güter durch das Netz angewiesenen Unternehmen und Verbraucher anordnen. Eine solche staatlich erzwingbare Investitionsverpflichtung ist dem allgemeinen Wettbewerbsrecht völlig fremd.⁵³

V. Die Abgrenzung der Zuständigkeiten der Wettbewerbsbehörden und der Regulierungsbehörden

Aus der theoretisch unmittelbar einleuchtenden Beschränkung der staatlichen Netzagenturen auf die Regulierung der Infrastrukturnetze, soweit diese natürliche Monopole bilden, d. h. marktbeherrschende Stellungen implizieren⁵⁴, ergeben sich in der Praxis schwierige Abgrenzungsprobleme zu den Aufgaben der allgemeinen Wettbewerbsbehörden – und zwar nicht nur in Deutschland und Europa, sondern auch in den USA.

Der Federal Power Act sieht zwar vor, dass die Vorschriften des US-amerikanischen Kartellrechts, d. h. vor allem Section 2 Sherman Act, auch auf die Energie- und Telekommunikationsversorgungsunternehmen anzuwenden sind.⁵⁵ Immunität gegenüber dem Kartellrecht besteht aber insoweit, als eine unmittelbar bindende, klar artikulierte („clearly articulated“) staatliche Regulierungsentscheidung getroffen wird, die dem Unternehmen keinen Entscheidungsspielraum lässt (State-Action-Doktrin). Dies führt zu einer nicht unerheblichen Einschränkung des Anwendungsbereichs des Antitrustrechts. Ich habe darüber an anderer Stelle berichtet und möchte das hier nicht wiederholen.⁵⁶ In den Kategorien des deutschen und europäischen Wettbewerbsrechts gedacht, liegt in solchen Fällen ein *hoheitliches* Handeln des Staates vor (§ 130 Abs. 1 GWB), das im Prinzip nicht den auf die Kontrolle unternehmerischer Verhaltensspielräume ausgerichteten Wettbewerbsvorschriften unterworfen ist.⁵⁷ Ich will dies verdeutlichen:

⁵³ Säcker/Böcker, in: Picot (Hrsg.), 10 Jahre wettbewerbsorientierte Regulierung von Netzindustrien in Deutschland, 2008, S. 69, 74; vgl. auch Burgi, NJW 2006, 1439 ff.; Böge/Lange, WuW 2003, 870.

⁵⁴ Aus wettbewerbsrechtlicher Sicht macht es keinen Sinn, von einem „natürlichen Monopol“ auch dann zu sprechen, wenn der „Monopolist“ nach dem SSNIP-Test effektivem Wettbewerb durch konkurrierende Infrastrukturnetzanbieter oder durch Anbieter von Produkten ausgesetzt ist, die nicht auf die Inanspruchnahme des „monopolistischen“ Leistungsnetzes angewiesen sind. Von einem „natürlichen“ Monopol sollte daher nur dann gesprochen werden, wenn zugleich die Voraussetzungen des § 19 Abs. 2 S. 1 Nr. 2 GWB vorliegen. Zum Begriff des natürlichen Monopols vgl. *Knieps*, Wettbewerbsökonomie, S. 21 ff.; *Schneider*, Liberalisierung der Stromwirtschaft durch regulative Marktorganisation, 1999, S. 132. In der Abgrenzung des relevanten Produktmarktes besteht dagegen zwischen ökonomischer Sicht und juristischer Sicht im wesentlichen Einvernehmen; vgl. *Kerber/Schwalbe*, in: Münchner Kommentar zum Europäischen und Deutschen Wettbewerbsrecht, Bd. I, 2007, Einl. RdNr. 1145 ff.; einerseits, *Säcker*, The Concept of the Relevant Product Market, 2008, S. 29 ff. andererseits.

⁵⁵ 16 U.S.C. § 2603; § 601 (b) (1) des US-amerikanischen Telecommunication Act 1996.

⁵⁶ *Säcker*, AöR 130 (2005), 180, 191 ff.

Während im Telekommunikationsrecht *alle* Entscheidungen über Netze und Telekommunikationsdienstleistungen schon angesichts der Schwierigkeiten einer Trennung beider Bereiche von der Bundesnetzagentur getroffen werden, gilt im Energie- und im Eisenbahnrecht eine andere Regelung. Hier obliegt der Regulierungsbehörde in Form von Höchstpreisanordnungen nur die Genehmigung der Netznutzungsentgelte bzw. der Trassenentgelte.⁵⁸ Die Entscheidungen der Energieversorgungsunternehmen über Produktion und Vertrieb unterstehen dagegen ausschließlich der Ex-post-Kontrolle der allgemeinen Kartellbehörden. Diese sind an die von der Bundesnetzagentur festgelegten Preise für die Nutzung der Infrastruktur gebunden (§ 111 Abs. 3 EnWG); sie können lediglich die Produktions- und Vertriebsentgelte kontrollieren.

*1. Die Überprüfung der Netznutzungsentgelte nach § 23a EnWG
i. V. mit §§ 21, 56 EnWG*

Netzzugangsentgelte, die die Obergrenze einer nach § 23a EnWG erteilten Genehmigung nicht überschreiten, gelten im Rahmen eines kartellbehördlichen Missbrauchsverfahrens gemäß § 30 Abs. 1 Satz 2 Nr. 5 HS 2 EnWG als sachlich gerechtfertigt. Hat die Bundesnetzagentur im Verfahren nach § 23a EnWG die Vereinbarkeit der Netznutzungsentgelte für inländische bzw. für grenzüberschreitende Energietransporte gemäß § 56 EnWG festgestellt, so gilt diese Feststellung auch im Rahmen eines späteren kartellbehördlichen Missbrauchsverfahrens. Nur die Bundesnetzagentur kann in einem späteren Verfahren⁵⁹ feststellen, dass die von ihr genehmigten Entgelte überhöht sind und das Unternehmen verpflichtet, den Missbrauch abzustellen und das missbräuchlich geforderte Entgelt auf das gemäß § 21 Abs. 2 EnWG gerechtfertigte Entgelt abzusenken. Da eine solche Verfügung nur für die Zukunft ergehen kann, hat die Regulierungsbehörde gemäß § 33 EnWG die Möglichkeit, den aus einem solchen Missbrauch in der Vergangenheit erzielten Gewinn abzuschöpfen.⁶⁰ Ebenso können die Kunden den zu viel gezahlten Betrag gemäß § 812 BGB zurückfordern, da der Vertrag seit dem Wirksamwerden des EnWG nur mit dem gemäß §§ 19, 20 GWB zulässigen und nicht mit einem missbräuchlich überhöhten Entgelt gültig ist.⁶¹

⁵⁷ Vgl. *Säcker*, in: Münchner Kommentar zum Europäischen und Deutschen Wettbewerbsrecht, Bd. II, 2008, § 130 RdNr. 2.

⁵⁸ Vgl. *Kühling*, Sektorspezifische Regulierung in den Netzwirtschaften, 2004, S. 65 ff., 133.

⁵⁹ Vgl. §§ 65, 30 Abs. 2 Satz 3 Nr. 1 i.V. mit Abs. 1 Satz 2 Nr. 1 EnWG. Zu den Kriterien des § 21 Abs. 2 EnWG vgl. *Säcker/Meintzenbach*, RdE 2009, S. 1 ff. m. w. N.

⁶⁰ Vgl. zutreffend BGH vom 14. 8. 2008, RdE 2008, 323. Eine rückwirkende Inkraftsetzung der Verfügung ist dagegen nicht zulässig; vgl. zutreffend OLG Düsseldorf (OLG Düsseldorf vom 30. 08. 2006, VI-3 Kart. 295/06; OLG Düsseldorf vom 29. 03. 2007, VI-3 Kart. 466/06; OLG Düsseldorf vom 09. 05. 2007, VI-3 Kart. 289/06 Vattenfall); näher *Derderer*, NVwZ 2008, 149 ff.; *Säcker*, RdE 2006, 65; *Scheil/Friedrich*, N&R 2006, 90, 94.

⁶¹ Vgl. *Säcker*, RdE 2006, 65; vgl. auch *Kühne*, RdE 2005, 241, 247 ff.

Die Entscheidung der Bundesnetzagentur ergeht gegenüber der Netzgesellschaft, die aufgrund der Vorschriften über das legal unbundling (§ 8 EnWG) von dem vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen juristisch getrennt ist. Hat die Netzgesellschaft der Konzern-Vertriebsgesellschaft überhöhte Netznutzungsentgelte in Rechnung gestellt und sind diese in die Kalkulation der in den Energielieferverträgen festgelegten „all-inclusive“-Preise eingegangen, so sind diese um den überhöhten Betrag zu senken. Senkt die Stromvertriebsgesellschaft ihre Preise nicht, so liegt hierin in aller Regel ein missbräuchliches Verhalten im Sinne von §§ 19, 29 GWB; denn die Vertriebsgesellschaft ist als Folge der Entscheidung der Bundesnetzagentur auf der Beschaffungsseite kostenmäßig entlastet, da sie ein geringeres Nutzungsentgelt für den Transport der Energie zahlen muss. Erhöhen sich allerdings gleichzeitig andere Kosten, die der Vertriebsgesellschaft zur Last fallen, so ist dies im Rahmen einer Saldierung von preissenkenden und preiserhöhenden Faktoren dem Kunden gegenüber zu berücksichtigen. Dies macht die Überprüfung der Strompreise für die Kartellbehörden so schwierig. So ist z. B. zu hören, dass die E.ON-Netzgesellschaften zwar die Netznutzungsentgelte am Ende der ersten Überprüfungsperiode um insgesamt ca. 600 Mio. Euro senken mussten, die Vertriebsgesellschaften aber nur einen relativ geringen Teil dieser Summe an die Stromkunden weitergegeben haben.

2. Überprüfung der Energiepreise gemäß Art. 82 EG, §§ 19, 29 GWB

Da die Regulierungsbehörden eine Kontrollbefugnis nur bzgl. der Netznutzungsentgelte haben, bleiben im Übrigen die Kartellbehörden zuständig. Im Rahmen eines Missbrauchsverfahrens kontrollieren die Kartellbehörden somit nur die Erzeugungs- und Handelspreiskomponente der Energiepreise. Die Kartellbehörden müssen dabei die Nutzungsentgelte als rechtmäßig zu Grunde legen (§ 111 Abs. 3 EnWG).⁶² Hat z. B. die Regulierungsbehörde eine deutlich überhöhte Gemeinkostenumlage oder unangemessen hohe „fees“ aus service agreements akzeptiert, die die Muttergesellschaft der Netztochter in Rechnung gestellt hat, was nicht selten vorkommen soll (z. B. zu hohe Werbekosten, Rechtsberatungskosten, Marketing-, EDV-Kosten), so muss die Kartellbehörde dies hinnehmen und in ihrem Missbrauchsverfahren nach §§ 19, 29 GWB von den mittels der Belastung der Netzgesellschaft verschlankten Overheadkosten der Mutter ausgehen.⁶³ Sie kann den Fehler oder die Nachlässigkeit der Regulierungsbehörde nicht korrigieren.

Soweit es sich allerdings um Energiepreise handelt, die den zwischenstaatlichen Handel berühren, kann die Kartellbehörde aufgrund ihrer uneingeschränkten Zuständigkeit zur Anwendung von Art. 82 EG im Inland ein umfassendes Miss-

⁶² Dazu Säcker, Der Independent System Operator, 2007, S. 33; vgl. auch Kahlenberg/BB 2005, 1509, 1513.

⁶³ § 111 Abs. 3 EnWG verweist zwar nicht auf § 29 GWB; die Norm gilt aber sinngemäß auch für § 29 GWB.

brauchsverfahren gegen ein Energieversorgungsunternehmen einleiten. Der Bundesgerichtshof hat in einem Urteil vom 10. 2. 2004⁶⁴ ein solches auf Art. 82 EG gestütztes zweigleisiges Verfahren für den Telekommunikationsbereich ausdrücklich gebilligt und trotz der Preisgenehmigung durch die Bundesnetzagentur der Klage eines Kunden gemäß § 823 Abs. 2 BGB i. V. mit Art. 82 EG Recht gegeben. Aus Gründen der Arbeitsteilung und aus Gründen der Konfliktvermeidung wird das Bundeskartellamt allerdings von sich aus wahrscheinlich keinen Fall, bei dem die Höhe des Netznutzungsentgeltes zwischen ihr und der Bundesnetzagentur intern umstritten ist, nach Art. 82 EG beurteilen. Das werden aber private Kläger, die sich gegen die Höhe des Gesamtstrompreises wenden, tun und diesen sowohl in seiner Komponente „Netznutzungsentgelt“ als auch in seiner Komponente „Erzeugungs- und Vertriebsentgelt“ angreifen. In diesem Rahmen kann es dann entsprechend dem zitierten Telekommunikationsurteil zur Überprüfung des Gesamtpreises aus kartellrechtlicher Sicht kommen.⁶⁵ Für den Alltag eines kartellrechtlichen Prüfungsverfahrens gilt daher, dass die Netznutzungsentgelte unter Wettbewerbsaspekten nicht nachgemessen werden. Es ist nicht zu prüfen, ob diese Entgelte ohne sachlich gerechtfertigten Grund von den Entgelten abweichen, die sich bei wirksamem Wettbewerb ergeben würden. Dies gilt sinngemäß auch für gerichtliche Preiskontrollen gemäß dem gesetzlichen Maßstab des billigen Ermessens (§ 315 BGB).⁶⁶

Soweit eine Preiskontrolle gemäß §§ 19, 29 GWB vorgenommen wird, ist nicht lediglich zu prüfen, ob die kritisierte Preiserhöhung durch gestiegene Kosten nach Abschluss des Vertrages gerechtfertigt ist, sondern es ist zu klären, ob das EVU aufgrund seiner Kosten- und Erlössituation insgesamt in der Strom- bzw. Gassparte gezwungen ist, seine Preise gegenüber den Sondervertragskunden oder gegenüber den Tarifkunden zu erhöhen. Bei einem hoch profitablen Preis in einem industriellen Sonderkundenvertrag ist die Weitergabe von Kostensteigerungen nicht ohne weiteres gerechtfertigt. Bei einem defizitären Preis, der die Kosten nicht deckt, entspricht die Weitergabe von Kosten – etwa auf der Grundlage einer vertraglichen Preisanpassungsklausel⁶⁷ – dagegen billigem Ermessen und ist auch nicht missbräuchlich i. S. von § 19 GWB.

Die Überprüfung gemäß § 19 GWB, Art. 82 EG hat – ebenso richtigerweise auch bei § 315 BGB⁶⁸ – ihren Bezugspunkt im wettbewerbsanalogen Preis. Es wer-

⁶⁴ BGH, WuW/E DE-R 1305 f.; näher dazu *Säcker*, AöR 130, 25, S. 180 ff. Dies deckt sich im Ergebnis mit der Feststellung des Bundesgerichtshofs im Urteil vom 05. 07. 2005 (BGHZ 163, S. 321, 322 f.), wonach sich die Rechtswirkungen der Genehmigung auf das Verhältnis der Behörde zum Genehmigungsempfänger beschränken; vgl. dazu *Säcker*, Neues Energierecht, 2. Aufl. 2003, S. 327 ff.

⁶⁵ Siehe Fn. 64.

⁶⁶ Vgl. zum Verhältnis von § 315 BGB zu den regulierungsrechtlichen Vorschriften bereits *Säcker*, ZNER 2007, 114 ff.; *ders.*, RdE 2006, 65 ff.; *ders.*, ZNER 2002, 211 ff.

⁶⁷ *Säcker*, RdE 2006, 65, 69 f.

⁶⁸ Vgl. BGH, N&R 2008 S. 132 ff. mit Anm. von *Säcker*.

den der geforderte Preis und – anhand des Vergleichsmarktkonzeptes – der bei wirksamem Wettbewerb im Markt durchsetzbare Preis miteinander verglichen. Sollte das Vergleichsverfahren mangels eines strukturell vergleichbaren, effizient handelnden Unternehmens im In- oder Ausland scheitern, so bleibt nichts anderes übrig, als nach einem Gewinnbegrenzungskonzept auf der Grundlage von analytischen Kostenmodellen vorzugehen, wie es bereits im TKG in § 35 Abs. 1 Nr. 2⁶⁹ und nunmehr auch in § 29 GWB verankert ist.⁷⁰ Dass ein solches Verfahren äußerst schwierig, aber meines Erachtens nicht undurchführbar ist, beweisen die Verfahren der Regulierungsbehörde im Telekommunikationsbereich.⁷¹ Wenn nicht nur ein Unternehmen einer Branche, sondern die gesamte Branche über viele Jahre hinweg als Folge einer Monopolsituation generell weit über dem Durchschnitt vergleichbarer Branchen liegende Gewinne erzielt, sind Aussagen über angemessene Gewinnhöhen zwar besonders schwierig zu treffen, aber durch Vergleich mit Nachbarbranchen nicht unmöglich. In diesen Fällen verweisen die Ökonomen hier gerne auf das Fingerspitzengefühl der Juristen, die über die Angemessenheit entscheiden sollen,⁷² während wir Juristen glücklich wären, wenn uns die Ökonomen sagen würden, was „angemessen“ ist.

Klar ist, dass angesichts des geringen Risikos, das mit der Investition in Energieversorgungsnetze verbunden ist und das im Rahmen der Anreizregulierung durch die §§ 22 ff. ARegV abgedeckt wird, die Marktrisikoprämie bei der Höhe der Eigenkapitalverzinsung trotz der Langfristigkeit der Kapitalbindung deutlich niedriger ausfallen muss als die Marktrisikoprämie, auf die der Investor in Kraftwerke oder das auch im Upstreambereich tätige Gasversorgungsunternehmen bei der Festlegung der Höhe der angemessenen Eigenkapitalverzinsung einen Anspruch hat. Die Investition z. B. in neue Kohle-Kraftwerke in Deutschland ist mit extremer Unsicherheit belastet. Niemand kann vorhersagen, wann ein Kohle-Kraftwerk, das im Norden Deutschlands gebaut wird, an das Übertragungsnetz vor dem Hintergrund des aktuellen Zwangs zur Erdverkabelung auch von 380 kV-Höchstspannungsleitungen in Stadtnähe angeschlossen werden kann und wie viele Betriebsstunden pro Jahr ein modernes Kraftwerk hat, wenn erst einmal die Stromerzeugung aus den Offshore-Windparks in der Nordsee mit gesetzlich statuiertem Einspeisevorrang anläuft. Grundlastkraftwerke werden dann zu Ausgleichskraftwerken, wenn keine marktrationale Engpassbewirtschaftung gelingt.⁷³ Diese Risiken müssen sich in einer entsprechend erhöhten Eigenkapitalrendite nieder-

⁶⁹ Vgl. dazu *Säcker/Böcker*, in: Picot (Hrsg.), 10 Jahre wettbewerborientierte Regulierung von Netzindustrien in Deutschland, 2007, S. 69, 89 f.

⁷⁰ Vgl. zu § 29 GWB *Stadler*, BB 2007, 60 ff.; *Kahlenberg/Haellmigk*, BB 2007, 174, 176 ff.; *Markert*, in: MünchKomm a. a. O. (Fn. 14) m. w. N.

⁷¹ Vgl. z. B. OVG Münster, K&R 2001, 424; VG Köln, N&R 2004, 81 ff.; dazu *Groebel/Seifert*, in: BerlKommTKG, 2006, § 35 RdNr. 35.

⁷² Vgl. dazu I. *Schmidt*, in: Festschrift für Eickhoff, 2008, S. 65 ff.

⁷³ Vgl. *Consentec*, Starkwindsituationen im Übertragungsnetz von Vattenfall Europe Transmission, Gutachten v. 20. Dezember 2007.

schlagen.⁷⁴ Es ist u. a. auch deshalb sinnvoll – darin unterscheide ich mich von der Position meines Kollegen *von Hirschhausen*⁷⁵ –, dass risikoarme Netzinvestitionen und risikohohe Kraftwerksinvestitionen im selben Konzern vereint bleiben, zumal der Stromproduzent aufgrund seines Interesses am Stromabsatz auch ein Interesse an sicheren und bedarfsgerecht ausgebauten Stromnetzen hat. Dies Beispiel zeigt, dass die bei analytischen Kostenmodellen, mit denen das KEL-Konzept arbeitet, einzusetzenden Parameter für Stromnetze und Stromproduktion sehr unterschiedlich sein können. Regulierungs- und Kartellbehörden können daher nicht ohne weiteres voneinander abschreiben.

VI. Die Anwendung der Missbrauchskontrolle auf die Einpreisung des Wertes der CO₂-Zertifikate in den EEX-Börsenpreis

Wie schwierig die Durchführung der Missbrauchskontrolle ist, möchte ich abschließend am Beispiel der Einpreisung des Wertes der CO₂-Zertifikate auf den EEX-Börsenpreis darstellen.⁷⁶ Die CO₂-Emissionsrechte, die den Unternehmen durch die Deutsche Emissionshandelsstelle zugeteilt werden, erhöhen betriebswirtschaftlich zwangsläufig die Strompreise, die sich an der Leipziger Strombörse EEX bilden. Die in Deutschland am Netz befindlichen älteren Kohlekraftwerke, die für ihren Betrieb nach dem Grandfathering-Prinzip CO₂-Emissionsrechte aus der Zuteilung einsetzen müssen, werden an der Strombörse nur dann Strom anbieten, wenn sie als Preis mindestens ihre variablen Kosten (insbesondere ihre Brennstoffkosten) und den Gewinn aus dem potentiellen Verkauf der CO₂-Emissionsrechte Erlösen, die sie beim Einsatz ihres Kraftwerks zur Produktion der an der Börse angebotenen Strommenge als Folge des mit der Erzeugung verbundenen CO₂-Ausstoßes verlieren. Wenn sie nicht mindestens diesen Preis Erlösen, werden sie das Kraftwerk lieber vorübergehend abschalten und die Emissionszertifikate separat verkaufen, zumal deren Wert – von vorübergehenden Schwankungen abgesehen – langfristig steigen wird.⁷⁷

Dieses marktrationale Verhalten war bei Schaffung des CO₂-Emissionshandelsrechts vorhersehbar. Die vielleicht im Bundesumweltministerium gehegte Hoffnung auf rechtzeitige Minderung dieses Verteuerungseffektes durch verstärkten Bau und Einsatz von Gaskraftwerken mit deutlich geringerem CO₂-Ausstoß hat sich durch den rapiden Gaspreisanstieg der letzten Jahre als Illusion erwiesen.

⁷⁴ Hierzu *Ballwieser*, in: Picot (Hrsg.) 10 Jahre wettbewerbsorientierte Regulierung von Netzindustrien in Deutschland, 2008, S. 339 ff.

⁷⁵ *von Hirschhausen*, Infrastrukturpolitik: Mehr Wachstum durch Wettbewerb, Regulierung und Privatbeteiligung, in: Zimmermann (Hrsg.), Deutschland-was nun? Reformen für Wirtschaft und Gesellschaft, 2006, S. 251 ff.

⁷⁶ Vgl. dazu auch den Beschluss des BKartA vom 26. 9. 2007, Az. B8-88/05-2 (RWE-AG).

⁷⁷ *Säcker*, RdE 2006, 65, 74.

Gleichwohl vertritt das Bundeskartellamt⁷⁸ die Meinung, es sei in keiner Weise nachvollziehbar, dass die kostenlos erhaltenen Zertifikate als Begründung für höhere Strompreise herangezogen würden. Die Bundesregierung hat diese Zertifikate jedoch nicht aus altruistischen Motiven für die Jahre 2005–2007 verschenkt, sondern musste dies tun, da die Unternehmen über langfristig geltende, hoheitlich erteilte Betriebsgenehmigungen verfügten, die der Staat aus verfassungsrechtlichen Gründen nicht ohne Entschädigung einkassieren und neu gegen Entgelt vergeben konnte.⁷⁹ Zudem wären unzumutbare Wettbewerbsnachteile gegenüber europäischen Konkurrenzunternehmen entstanden. Die kostenlose Vergabe hätte auch nicht an die Bedingung geknüpft werden können, die Zertifikate nur im eigenen Betrieb einzusetzen. Im letzteren Falle hätten die CO₂-Emissionsrechte nämlich jede Anreizfunktion verloren, den CO₂-Ausstoß zur Erreichung der Ziele des Kyoto-Protokolls durch emissionsmindernde Investitionen zu senken.

Die Preissteigerungen beruhen auf einer *lege artis* durchgeführten betriebswirtschaftlichen Kostenkalkulation, die auch die Opportunitätskosten der Zertifikate einbezieht.⁸⁰ Würden sich die Strom anbietenden EVU anders verhalten, so verstießen sie gegen die Grundsätze wettbewerbsorientierter Preisbildung, die für sie seit der wettbewerblichen Öffnung der Energiemärkte gelten. Welches Unternehmen würde bei wettbewerbsorientierten Verhalten nicht den Wert der Zertifikate bei seiner Preisbildung berücksichtigen? Jedes Unternehmen würde die ihm zugeordneten Zertifikate selbstständig verwerten, wenn die einzige Alternative wäre, sie bei der Stromerzeugung ohne Gegenleistung entwerten zu müssen.

Aus der Sicht des Verbrauchers ist es naturgemäß ärgerlich, wenn durch falsche staatliche Rahmenbedingungen Profite in Milliardenhöhe entstehen, die die variablen Kosten der Stromerzeugung in die Höhe treiben. Ein Missbrauch einer marktbeherrschenden Stellung ist damit aber nicht verbunden; jedes Unternehmen würde sich bei Wettbewerb genau verhalten und seine Produkte nur dann anbieten, wenn es als Erlösuntergrenze mindestens seine variablen Kosten erlösen kann. Zu den variablen Kosten gehören auch die Vermögensminderungen, die sich aus der Entwertung der Zertifikate ergeben, die für die Erzeugung der angebotenen Strommenge eingesetzt werden müssen, wenn diese bei Verzicht auf das Angebot isoliert hätten verkauft werden können. Der sich aus dem Angebot dieses Unternehmens (sofern es damit als Grenzkraftwerk noch zum Zuge kommt) ergebende Börsenpreis ist ein standardisierter Tages-Wettbewerbspreis, der notwendigerweise allen Unternehmen zu Gute kommt, die an diesem Tage gleichfalls an der Börse Strom angeboten haben. Wenn auch bei wirksamem Wettbewerb die staatlich zugeteilten CO₂-Emissionszertifikate preisrelevant sind, so kann nichts anderes gelten, wenn

⁷⁸ BKartA, Beschluss vom 26. 9. 2007, Az. B8-88/05-2 (RWE-AG); ebenso *Markert*, ZNER 2007, 365, 366.

⁷⁹ *Säcker*; RdE 2006, 65, 74.

⁸⁰ FTD vom 22. 8. 2005. Dazu *Säcker*; RdE 2006, 65, 74; eingehend zu den Opportunitätskosten *Ockenfels*, et 2007, Heft 9, S. 12, 16 ff.

marktbeherrschende Unternehmen am Börsenhandel teilnehmen. Ihnen könnte ein missbräuchliches Verhalten nur vorgeworfen werden, wenn sie sich anders verhielten als bei wirksamem Wettbewerb.

Würde ein EVU entgegen aller betriebswirtschaftlichen Vernunft bei seinem Angebotspreis nicht mindestens seine variablen Kosten und den Wert der für die angebotene Strommenge von einem Grenzkraftwerk benötigten CO₂-Zertifikate berücksichtigen, so ergäbe sich eine Preisspaltung für ein homogenes Gut auf demselben relevanten Markt. Dies hätte zur Folge, dass die wegen des höheren realen Zertifikatsverbrauchs teurer anbietenden Kraftwerksbetreiber vom Markt verdrängt würden, wenn auch ohne diese Kraftwerke genügend Erzeugungskapazitäten bereit stünden.

Bei unzureichendem Stromangebot entspricht es dagegen der Knappheitssituation, dass Wettbewerber, deren Kraftwerke weniger Zertifikate zum Betrieb benötigen als Kohlekraftwerke, ihren Strom zu den Kosten der ungünstiger produzierenden Grenzkraftwerke anbieten.⁸¹ Der Börsenpreis an der EEX ist Ausdruck dieses kleinen betriebswirtschaftlichen Einmaleins. Eine behördliche Missbrauchsverfügung gegen die Einpreisung des Zertifikatewerts in den Angebotspreis an der Börse würde die Kraftwerke mit den höchsten CO₂-Belastungen in Knappheitssituationen geradezu belohnen. Eine Missbrauchsverfügung, die gespaltene Preise für ein homogenes Gut hoheitlich erzwingen würde, wäre mit den Prinzipien wettbewerbsorientierter Preisbildung unvereinbar.

VII. Zusammenfassung

Das Nebeneinander zweier Behörden mit separaten Aufgaben und Kompetenzen bei der Kontrolle der Energiepreise ist unter praktischen Gesichtspunkten wenig glücklich. Zwar ist es logisch nachvollziehbar, dass die Bundesnetzagentur gegenüber den Netzgesellschaften die Netznutzungsentgelte und das Bundeskartellamt gegenüber den Vertriebsgesellschaften die Preiskomponenten kontrolliert, die von der Bundesnetzagentur nicht geprüft werden. Zweckmäßig ist dies nicht. Auf der Ebene der gerichtlichen Kontrolle der Netznutzungsentgelte und der sonstigen Energiepreiskomponenten sind als Folge dieser gespaltenen Zuständigkeit zwei verschiedene Kartellsenate des OLG Düsseldorf zuständig. Erst auf der Ebene des Bundesgerichtshofs findet dann eine Zusammenführung des Rechtsschutzes statt. Im einstweiligen Verfügungsverfahren, wenn es um die vorläufige Vollziehbarkeit der Entscheidungen geht, ist beim OLG Düsseldorf Endstation, soweit es um Netznutzungsentgelte geht (vgl. § 75 Abs. 4 EnWG), während bei sofort vollziehbaren Entscheidungen des Bundeskartellamtes der Rechtsweg im einstweiligen Verfügungsverfahren nunmehr zweiinstanzlich ausgestaltet ist (vgl. § 63 Abs. 4 GWB)

⁸¹ Säcker, RdE 2006, 65, 74.

und bis zum Bundesgerichtshof führt. Gründe außerhalb eines gesetzgeberischen Zufallsprodukts gibt es dafür nicht.⁸²

Das Nebeneinander zweier Behörden zur Kontrolle der Energiepreise führt in der Praxis auch zu unterschiedlichen Beurteilungsmaßstäben trotz Identität der Maßstäbe in §§ 21, 30 EnWG und § 19 GWB. Die Regulierungsbehörde ist eher an analytischen Kostenmodellen orientiert⁸³; das Bundeskartellamt hat in der Praxis bislang ausschließlich das Vergleichsverfahren angewandt, hat aber durch § 29 GWB jetzt die Aufgabe, das legislativ neu vorgegebene Gewinnbegrenzungskonzept im Detail zu entwickeln.

Die doppelten Verfahren und der doppelte Rechtsweg schaffen überflüssige Bürokratiekosten. Eine einheitliche Kontrolle in der Hand einer Behörde mit einheitlichem Rechtsweg, die sowohl die kartellrechtliche Missbrauchskontrolle als auch die Regulierungsaufgabe wahrnimmt, wäre der bessere Lösungsweg gewesen. Eine Orientierung am weiterentwickelten Telekommunikationsrecht hätte hier m. E. gute Dienste geleistet. Die Zweispurigkeit des Verfahrens erklärt sich historisch aus der Unzufriedenheit der Energieversorgungsunternehmen mit der Praxis des Bundeskartellamtes. Sie erhofften sich von der Einschaltung der Bundesnetzagentur Vorteile gegenüber dem Bundeskartellamt. Heute ist indes angesichts des Beharrungsvermögens der Bürokratie eine Erweiterung der Aufgaben des Bundeskartellamtes um regulativ tätige Beschlussabteilungen praktisch kaum mehr möglich. Wir sehen anhand des nicht mehr begründbaren Fortbestands der Postregulierung nach Wegfall der Exklusivlizenz, dass das Bekenntnis der Politik zur Abschaffung der Regulierung bei fehlender Notwendigkeit nur ein Element von Sonntagsreden ist. In der Praxis denkt zurzeit niemand an die Abschaffung der Postregulierung oder gar an ein Ende der Bundesnetzagentur unter Überführung ihrer verbleibenden Aufgaben in ein erweitertes Bundeskartellamt. Bei Schaffung der Bundesnetzagentur sagte der damalige Bundeswirtschaftsminister *Rexrodt* der Bundesregulierungsbehörde ein höchstens fünf- bis zehnjähriges Leben voraus. Am 28. Februar 2008 – anlässlich des zehnjährigen Bestehens der Bundesnetzagentur – prophezeite die amtierende Bundeskanzlerin Merkel der Bundesnetzagentur ein ewiges Leben. Ich denke, sie hat Recht.

⁸² Vgl. dazu *Säcker / Schönborn / Wolf*, NVWZ 2006, 865 ff.

⁸³ Vgl. *Groebel / Seifert*, in: Säcker, *BerlKomm TKG*, 2. Aufl. 2009, § 35 RdNr. 25 ff.

VIK-Vorschlag zum EU-CO₂-Emissionshandel: Schwachstellen des derzeitigen EU-Vorschlags beseitigen

Umsetzung eines erheblich kostengünstigeren, dennoch ebenso wirkungsvollen Systems

Von *Alfred Richmann*, Essen¹

Die EU-Kommission hat am 23. Januar 2008 einen Vorschlag für die Ausgestaltung des EU-Emissionshandels vorgelegt, der einen Systemwechsel weg vom bisherigen System darstellt. Dieser Systemwechsel bedeutet den geplanten Übergang zu einer Vollversteigerung der CO₂-Zertifikate. Das soll für die Stromwirtschaft gleich ab Beginn der 3. Handelsperiode (2013–2020) gelten. Für die energieintensive Industrie ist vorgesehen, in einem schrittweisen Weg mit 20% Versteigerung 2013 zu starten, um 2020 bei der Vollversteigerung anzukommen.

Als Begründung für diesen Systemwechsel werden im Wesentlichen zwei Argumente angeführt:

1. Die Beseitigung der Windfall Profits der EVU (bisher in der 1. und 2. Handelsperiode aufgetreten).
2. Der Wunsch nach Internalisierung der externen Kosten, die mit dem CO₂-Ausstoß verbunden werden.

Nach VIK-Meinung führt dieser Vorschlag in eine völlig falsche Richtung, denn:

- Die Versteigerung bietet keine Klimaschutzpolitischen Zusatzvorteile.
- Sie schafft dagegen ein stark überteuertes System, das zu Lasten aller Stromverbraucher gehen wird.
- Und sie löst auch das Problem der Windfall Profits nicht.

VIK setzt dem Vorschlag der EU-Kommission einen Alternativvorschlag entgegen, der

- das Erreichen des CO₂-Minderungsziels sicher stellt,
- das Windfall Profit Problem löst und
- das Emissionshandelssystem auf die geringstmöglichen Kosten zurückführt.

¹ Geschäftsführer des VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V., Essen. Kontakt: www.vik.de oder Tel. 02 01 / 8 10 84-0.

Das VIK-System für den Emissionshandel basiert dabei auf den folgenden Grundelementen. Es teilt die CO₂-Zertifikate kostenlos an die beteiligten Anlagen aus, und zwar nach der Formel:

$$\text{Benchmark} \times \text{tatsächliche Produktion.}$$

Die Einhaltung des CO₂-Minderungsziels wird dabei durch eine mögliche Anpassung des Benchmarks in Folgejahren sichergestellt.

Damit baut VIK auf dem derzeitigen System auf. Denn Benchmarking ist heute schon die Zuteilungsgrundlage an die Stromindustrie in Deutschland. Die Basis der tatsächlichen Produktion war in Deutschland in der 1. Handelsperiode teilweise bereits etabliert und wurde inzwischen vom Europäischen Gerichtshof als mit dem System vereinbar bestätigt.

Es handelt sich bei der notwendigen Modifikation also allein darum, nicht mehr eine historische, prognostizierte Produktionsmenge als Berechtigungsgrundlage für die Zuteilung von CO₂-Emissionen zu nehmen, sondern durch einen Prognose-Ist-Abgleich nach Ablauf eines Jahres die tatsächlich erbrachte Produktionsleistung einer Anlage.

Diese Art der „Spitzabrechnung“ ist im Wirtschaftsleben völlig üblich und weit verbreitet, so z. B. bei der endgültigen Abrechnung von Nebenkostenvorauszahlungen von Mietern an die Vermieter, beim Lohnsteuerjahresausgleich oder bei der Einkommensteuererklärung.

Durch diese kleine Variante wird ein System geschaffen, in dem kein Platz mehr für Windfall Profits ist, das so den Strompreis erheblich niedriger halten kann, gleichzeitig aber die Einhaltung der Klimaschutzziele im Emissionshandelssektor sicherstellt.

Die CO₂-Versteigerung verteuert den Klimaschutz

VIK und sein europäischer Dachverband IFIEC Europe haben ein alternatives Modell zur Ausgabe der CO₂-Zertifikate entwickelt, das von ECOFYS, einem international anerkannten Beratungsunternehmen, auf seine Auswirkungen in ökonomischer und klimaschutzpolitischer Hinsicht überprüft wurde.

Die wesentlichen Ergebnisse der Studie zeigen: Beim CO₂-Minderungsziel unterscheiden sich die VIK-Methode und der EU-Ansatz nicht. Die Anreize für Investitionen in CO₂-arme Technologien sind in beiden Systemen identisch, ebenso das Preissignal für den CO₂-Markt. Es bleibt vollkommen erhalten und gleich.

- Dagegen aber unterscheiden sich die ökonomischen Auswirkungen der beiden Methoden in erheblichem Maße (Bild 1)
 - der Strompreis könnte mit der VIK-Methode um 20 bis 30 €/MWh niedriger liegen als bei Versteigerung,

- die Kosteneinsparungen für alle Verbraucher in der EU beliefen sich auf 55 Mrd. € pro Jahr,
- anders als bei Versteigerung könnten auch die Windfall Profits der Kernkraftwerksbetreiber abgebaut werden; das sind bis zu 31 Mrd. € pro Jahr.

	EU – 27
Haushalte	32 Mrd. € pro Jahr
Industrie	23 Mrd. € pro Jahr
Insgesamt	55 Mrd. € pro Jahr

Bild 1: Kosteneinsparung durch das VIK-System

Konzentration auf das Wesentliche ist notwendig!

Um die Unterschiede zwischen der Preiswirkung des VIK-Systems im Vergleich mit der Versteigerung deutlicher zu machen, ist es sinnvoll, sich zunächst zu vergewissern, um was es bei dem Emissionshandel eigentlich geht. Entsprechend den Zielen der EU soll dieses Instrument dazu dienen, die herausfordernden Aufgaben einer 21%-igen Senkung der CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2020 gegenüber dem Stand von 2005 zu erreichen. Auch 2020 bleiben also noch CO₂-Emissionen in einer Größenordnung von 79% Prozent „erlaubt“, weil diese erst in der Zeit nach 2020 abzubauen sind (Bild 2).

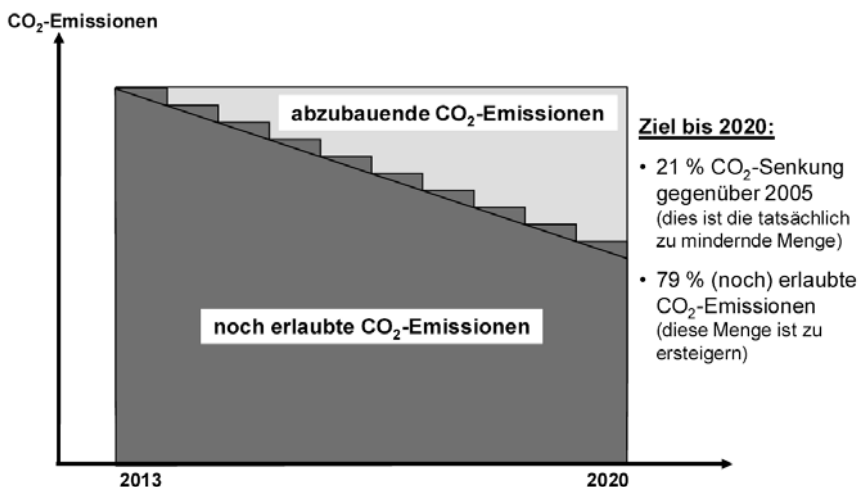


Bild 2: EU-Zielsetzung für den Emissionshandel bis 2020 (schematisch, nicht maßstabsgetreu)

Die geplante Versteigerung macht für die beteiligten Anlagen jedoch keinerlei Unterscheidung zwischen solchen „noch erlaubten“ und den „nicht erlaubten“, also abzubauenen Emissionen. Sie macht *alle* Emissionen ohne Unterschied zu einem erheblichen Kostenfaktor.

Das VIK-System dagegen konzentriert sich auf die bis 2020 abzubauenen 21% der Emissionen und beschränkt die Kostenwirkung des Gesamtsystems damit genau auf diesen Teilbereich. Denn nur der allein liegt im Zielfokus der EU-Klimaschutzpolitik. Es sollen bis 2020 eben nur 21% und nicht 100% der CO₂-Emissionen vermindert werden, wie bei einer Voll-Versteigerung fälschlicherweise unterstellt würde.

Völlig unnötige Kostensteigerung durch die Versteigerung

Ein Blick auf die entstehenden Belastungen der beteiligten Stromversorgungsunternehmen durch die Versteigerung macht die Unverhältnismäßigkeit der Kostenwirkungen deutlich (siehe Bild 3).

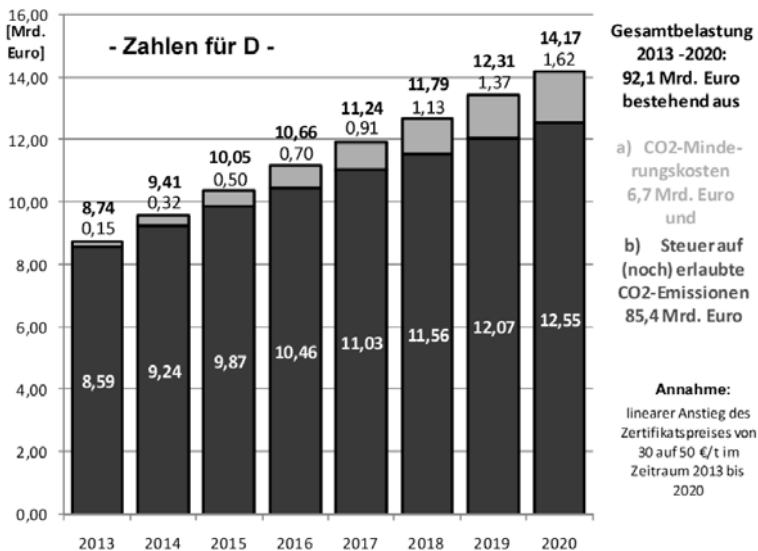


Bild 3: Belastung der EVU durch CO₂-Emissionshandel einschließlich 100 Prozent Auktion (2013 bis 2020)

Für die deutschen Stromerzeuger bedeutet die Versteigerung:

- a) Für das Erreichen des eigentlichen Minderungsziels von 2013 bis 2020 entsteht ihnen ein Aufwand von 6,7 Mrd. €.²

- b) Für die Ersteigerung von Zertifikaten für die „noch erlaubten“ Emissionen müssen sie während der 3. Handelsperiode dagegen eine Summe von 85,4 Mrd. € aufbringen.

Die eigentlichen Minderungskosten (6,7 Mrd. €) – nur diese kommen im VIK-System kosten- und preiswirksam zum Tragen – stehen zur Gesamtsumme (92,1 Mrd. €) im Verhältnis von 1 zu 14. (Diesen Zahlen liegt die moderate Annahme zugrunde, dass der CO₂-Preis über die 3. Handelsperiode linear von 30 auf 50 €/t CO₂ ansteigt.) Um die Klimaschutzwirkung des Systems sicherzustellen, ist der Aufwand in Höhe von 85,4 Mrd. € unnötig!

Der Systemwechsel zur Vollversteigerung wirkt wie eine neu eingeführte und zusätzliche CO₂-Input-Steuer, die für die EVU gewinnwirksam ist. Diese CO₂-Steuer kommt zu dem bisher bestehenden „Cap and Trade“-System hinzu, als *zusätzliches* Instrument. Auf diese neue Steuer werden die Stromerzeugungsunternehmen reagieren, indem sie sie – betriebswirtschaftlich völlig korrekt – auf ihre Kunden weiterwälzen.

Berechnung der CO₂-Auktionskosten³

CO₂-Emissionen in Deutschland ab 2012: 437,2 Mio (entsprechen 453 Mio t in 2010)
 Minderung 2012 bis 2020: ca. 14 % = 60,9 Mio t CO₂-Minderung (1,74% p.a. ab 2010)
 (entspricht Minderungsziel von 20% von 2005 bis 2020)
 ⇒ 376,4 t noch erlaubte CO₂-Emissionen 2020

	Industrie	Stromunternehmen
Anteil an CO ₂ -Emissionen 2012	ca. ein Drittel ca. 146 Mio t CO ₂	ca. zwei Drittel ca. 291 Mio t CO ₂
notwendige Minderung bis 2020	20,3 Mio t CO ₂	40,6 Mio t CO ₂
Kosten für notwendige Minderung (2013-2020)	3,3 Mrd. €	6,7 Mrd. €
noch erlaubte Emissionen 2020	125,5 Mio t CO ₂	250,9 Mio t CO ₂
Kosten für noch erlaubte Emissionen (2013-2020)	27,0 Mrd. €	85,4 Mrd. €
⇒ Überteuerungsfaktor ⁴	9	14

Bild 4: Berechnung der CO₂-Auktionskosten

Neben den Auswirkungen auf die Strompreise durch die Vollversteigerung an die Stromunternehmen wird die vorgesehene schrittweise Versteigerung an die deutsche Industrie ebenfalls weitere unnötige Mrd. Euro Kosten verursachen:

² Angenommen ist bei diesem Aufwand eine Amortisationszeit aller getroffenen Maßnahmen von 8 Jahren.

³ Annahme: linearer Anstieg des CO₂-Zertifikatspreises 2013 bis 2020 von 30 auf 50 €/Tonne CO₂.

⁴ Überteuerungsfaktor = Verhältnis der Gesamtkosten bei Auktion zu den eigentlichen Minderungskosten (Beispiel: 30,3 : 3,3 = 9).

Für das Erreichen des eigentlichen Minderungsziels von 2013 bis 2020 entsteht ein Aufwand von 3,3 Mrd. €. ⁵ Für die Ersteigerung von Zertifikaten für die „noch erlaubten“ Emissionen muss die deutsche Industrie während der 3. Handelsperiode allerdings eine Summe von 27,0 Mrd. € aufbringen. Die eigentlichen Minderungskosten stehen damit zur Gesamtsumme im Verhältnis von 1 zu 9 (siehe Bild 4).

Vollversteigerung – die Politik treibt den Strompreis

Es besteht kein Zweifel, dass die bei den Stromerzeugern entstehenden Auktionskosten direkt an alle Stromverbraucher, und damit auch an Industrie, Mittelstand und Gewerbe sowie die privaten Haushalte, weitergewälzt werden.

Letztlich ist die Möglichkeit des Weiterwälzens für die EU-Kommission ja sogar das Argument, warum sie in der Versteigerung (und ihren finanziellen Auswirkungen) kein Problem erkennen will. Dazu ein Zitat der EU-Kommission: „*Unter Berücksichtigung ihrer Möglichkeiten, die gestiegenen Kosten für Emissionszertifikate weiterzugeben, sollten für den Energiesektor Versteigerungen ab 2013 zur Regel werden.*“ (Quelle: MEMO-08-35 der EU-Kommission vom 23. 01. 2008). Anders ausgedrückt: Trotz gewaltiger Auktionslasten bleiben die Versorger – nach Meinung der EU-Kommission – per Saldo unbelastet! Die EU-Kommission nimmt also billigend in Kauf, dass die Versorger letztlich entlastet bleiben und dafür *allen* Endkunden sämtliche Anpassungslasten aufgebürdet werden – insgesamt sind das allein in Deutschland immerhin 122,4 Mrd. €.

Der Anteil, der davon bei der Industrie „landet“, liegt bei 73,6 Mrd. €. Das sind 60 Prozent der Gesamtsumme (Industriestrombedarf: 47% des deutschen Strombedarfs).

Dabei sind nur 10 Mrd. € von der Gesamtsumme in Höhe von 122,4 Mrd. € für das Funktionieren des Emissionshandelssystems tatsächlich notwendig, ganze 8%!

Doppelte Belastung der Kunden ist programmiert

Bei diesen Kosten ist ein zusätzlicher Effekt noch gar nicht berücksichtigt, und zwar die Reaktion der Stromerzeuger auf den Systemwechsel zur Vollversteigerung. Dieser Systemwechsel wird von einem Tag auf den anderen für die Stromerzeuger die eingepreisten Opportunitätskosten, d. h. ihre Windfall Profits, in tatsächliche Kosten umwandeln. Damit fallen für die Stromerzeuger erhebliche Gewinne weg, an die sie sich über acht Jahre lang (während der 1. und 2. Handelsperiode) gewöhnt haben und mit denen sie in ihren Investitionsplanungen kalkulieren.

⁵ Angenommen ist bei diesem Aufwand eine Amortisationszeit aller getroffenen Maßnahmen von 8 Jahren.

Auf diese gewohnte Gewinnmarge werden die Unternehmen aber nicht verzichten. Sie werden sie sich vielmehr auch für die Zukunft erhalten wollen und sie sich auf dem Weg weiter steigender Strompreise von ihren Kunden zurückholen (Überwälzung).

Als Konsequenz ergibt sich für die Verbraucher, dass sie im Falle der Auktion die Folgen des Emissionshandels in etwa doppelt zu zahlen haben: einmal als weitergewälzte Versteigerungskosten (aus Opportunitätskosten werden durch die CO₂-Steuer (= Auktion) reale Kosten) und zweitens als gewohnte Windfall-Profits-Gewinnmarge der Erzeuger.

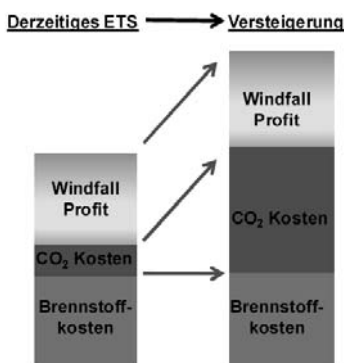


Bild 5: Überwälzung der Versteigerungsbelastung

Das CO₂-Handelssystem der EU und des VIK im Vergleich

Das vom VIK vorgeschlagene System führt – anders als die Versteigerung – gegenüber dem heutigen System zu erheblich niedrigeren Strompreisen und zur Beseitigung der Windfall Profits. Hierzu eine Erläuterung – zunächst wird das derzeitige System vorgestellt.

Während der 2. Handelsperiode erhält beispielsweise ein Braunkohlekraftwerk zu Beginn des Jahres eine Zertifikatmenge zugeteilt, die dem Kohlebenchmark in Höhe von 750 kg CO₂/MWh multipliziert mit der ex ante prognostizierten Produktionsmenge (= Prognose-Produktion) entspricht. Die tatsächlichen Emissionen liegen bei 1 t CO₂/MWh (VIK-Annahme).

Unabhängig davon wie sich in diesem Kraftwerk die tatsächliche Produktionsmenge in dem entsprechenden Jahr gegenüber der prognostizierten Menge entwickelt: Diese zugeteilte Zertifikatmenge steht der Anlage auf jeden Fall zur Verfügung. Nach Ablauf des Jahres wird diese Menge von der Deutschen Emissionshandelsstelle (DEHSt) mit den gemäß einem Monitoring ermittelten tatsächlichen

lichen Emissionen des Jahres abgerechnet. Hat die Anlage tatsächlich weniger produziert als ursprünglich prognostiziert, kann sie diese überschüssige Zertifikatsmenge dennoch behalten und am Markt zu Marktpreisen verkaufen.

Der VIK-Vorschlag

Das von VIK vorgeschlagene System geht zunächst genau entsprechend dem zuvor dargestellten Ablauf vor. Die Anlage erhält die identische Zuteilungsmenge wie im obigen Fall. Der Unterschied tritt nach Ablauf des Jahres im Zuge der Abrechnung mit der DEHSt auf. Hier wird nun gemäß der tatsächlichen Jahresproduktionsmenge der Anlage die Zuteilungsmenge korrigiert. Wer also weniger produziert hat als prognostiziert, muss die entsprechende Zertifikatsmenge (geringere Produktion mal Benchmark) wieder an die DEHSt zurückgeben; und zwar zum „Nulltarif“, zu dem er sie auch erhalten hatte. Wer mehr produziert hat, erhält die entsprechende kostenlose Zertifikatsmenge zusätzlich (siehe Bild 6).

Im Endeffekt steht damit jeder Anlage als kostenlos zugeteilte Zertifikate für jede erzeugte Produktionseinheit genau die Menge zur Verfügung, die dem Benchmark, d. h. dem geforderten Effizienzmaß, entspricht. Darüber hinaus muss die Anlage auf dem Markt zusätzliche Zertifikate zum Marktpreis in dem Umfang erwerben, in dem die Anlage schlechter arbeitet, als der Benchmark vorgibt. Ist die Anlage besser als der Benchmark, kann die Anlage eine entsprechende Anzahl von Zertifikaten am Markt verkaufen. Es besteht also der Anreiz, möglichst besser als der Benchmark zu werden oder es zu bleiben.

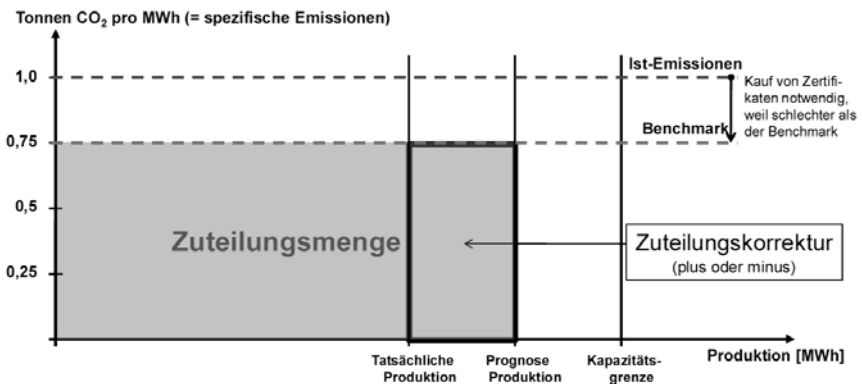


Bild 6: VIK-System: Zuteilung der CO₂-Zertifikate nach Benchmark und tatsächlicher Produktion

Durch die geschickte „Platzierung“ des Benchmarks haben also einige Anlagen – die effizienten – Zertifikate anzubieten und andere – die ineffizienten Anlagen –

müssen nachfragen. Dadurch entsteht ein sehr aktiver und liquider Zertifikatehandel, der zu einem Marktpreis für die Zertifikate führt.

Die entscheidend geänderte Opportunität

Durch diese kleine Änderung im Zuteilungsablauf bzw. in der Bezugsgröße der Zuteilung ändert sich die Strompreiswirksamkeit des Emissionshandels in ganz erheblichem Ausmaße. Die Ursache dafür ist, dass die Opportunitäten, die zur Einpreisung führen, in beiden Systemen sehr unterschiedlich sind.

Im derzeitigen System besteht für die beteiligten Erzeuger immer die Option: mit den kostenlosen Zertifikaten Strom zu erzeugen oder – falls kein Strom erzeugt wird – die kostenlosen Zertifikate am Markt zu verkaufen. Grundlage dieser Option ist die Tatsache, dass die kostenlosen Zertifikate den Unternehmen in *jedem* Fall zur Verfügung stehen, eben auch dann, wenn sie damit gar keinen Strom produzieren. Wegen dieser Opportunität haben alle kostenlos zugeteilten Zertifikate Opportunitätskosten genau in Höhe des Marktpreises der CO₂-Zertifikate. Und mit diesem Zertifikatemarktpreis gehen sie als Opportunitätskosten in die Kalkulation des Strompreises ein und führen in gleicher Höhe zu Windfall Profits.

Im VIK-System besteht dagegen eine entscheidend veränderte Opportunität. Diese stellt sich dar als: mit den kostenlosen Zertifikaten Strom zu erzeugen oder die kostenlos erhaltenen Zertifikate an die DEHSt zum Preis von Null zurückzugeben (falls kein Strom erzeugt wird). Die Opportunität besteht also in der Pflicht, der DEHSt unter diesem System bei Nichtproduktion die entsprechende Zertifikatmenge (Benchmark mal nicht getätigter Produktion im Vergleich zur Prognose) zurückzugeben, und zwar unentgeltlich. Das Energieversorgungsunternehmen hat im Falle von Nicht-Produktion nicht mehr wie bisher die Möglichkeit, die CO₂-Zertifikate in Höhe des Benchmarks am Markt (also zu einem Preis größer als Null) zu veräußern. Diese Opportunität ist ihm vollständig genommen. Also haben seine Opportunitätskosten nur noch eine Höhe von Null. Und damit sind sie für die Kalkulation des Strompreises nicht mehr relevant.

Für den Fall, dass eine Anlage mehr als die Prognose-Menge produziert, passiert im VIK-System Folgendes: Auch jetzt fallen für die Zertifikate unterhalb des Benchmarks für das Unternehmen Kosten in Höhe von Null Euro an. Denn genau diese Menge erhält das Unternehmen im Zuge des Prognose-Ist-Abgleichs von der DEHSt nachträglich kostenlos zugeteilt. So ist sichergestellt, dass auch beim letzten anbietenden Kraftwerk („Grenzkraftwerk“) dessen CO₂-Emissionen bis zur Höhe des Benchmarks weder „reale“ Kosten noch Opportunitätskosten verursachen und daher keine betriebswirtschaftliche Begründung liefern, den Strompreis – für den gesamten Markt – entsprechend zu erhöhen.

Im VIK-System muss die Anlage bei ihrer Einsatzplanung und Preiskalkulation (gleichgültig, ob mehr oder ob weniger als die prognostizierte Menge erzeugt wird) einzig und allein die CO₂-Kosten für zusätzliche, oberhalb des Benchmarks zu er-

werbende Zertifikate berücksichtigen. Und diese Zertifikate gehen korrekterweise mit ihren Marktpreisen vollständig in den Strompreis ein, denn diese Zertifikate spiegeln die tatsächlich abzubauenen Ineffizienzen im Vergleich mit dem Benchmark wider.

Auch im VIK-System ergeben sich also Opportunitätskosten, jedoch in Höhe von Null Euro für den CO₂-Anteil, der noch erlaubt ist, der hier unterhalb des Benchmarks liegt. Trotz kostenloser Zuteilung kann deshalb hierbei nicht mehr von „geschenkten“ Zertifikaten im Sinne eines Wertetransfers gesprochen werden. Denn deren Marktwert ist Null.

Die gesamte zugeteilte Zertifikatmenge kann trotzdem wie bisher weiterhin während des Jahres gehandelt werden, steht allerdings zum *endgültigen* Verkauf, d. h. als tatsächliche Überschussmenge, nur solchen Unternehmen zur Verfügung, die durch vermehrte Effizienzanstrengungen eine gegenüber dem Benchmark CO₂-ärmere Produktion erreichen können.

Im VIK-System ist dadurch das Problem der Windfall Profits vollständig gelöst.

Die erheblichen Kostenvorteile des VIK-Systems

Auf der Basis der in Deutschland in der 2. Handelsperiode geltenden Benchmarks hätte der Übergang vom derzeitigen System, das die prognostizierte Produktion als Maßstab nimmt, zu dem von VIK vorgeschlagenen System die folgende deutliche Strompreiswirkung bei den drei fossilen Kraftwerkstypen (siehe Bild 7):

	Braunkohle	Steinkohle	Gas
Annahme			
CO ₂ -Zertifikatspreis	40 €/t CO ₂	40 €/t CO ₂	40 €/t CO ₂
tatsächliche spezifische CO ₂ -Emissionen	1,0 t CO ₂ /MWh	0,8 t CO ₂ /MWh	0,42 t CO ₂ /MWh
spezifische Benchmark-CO ₂ -Emissionen	0,75 t CO ₂ /MWh	0,75 t CO ₂ /MWh	0,35 t CO ₂ /MWh
Heutige ETS-Variante ¹⁾			
Stromkostenanstieg um	40 €/MWh	32 €/MWh	16,8 €/MWh
VIK-ETS-Variante ²⁾			
Stromkostenanstieg um	10 €/MWh	2 €/MWh	2,8 €/MWh
Stromkostenanstieg in % der heutigen Variante	25 %	6 %	16,7 %
Differenz (= vermiedene WindfallProfits)	30 €/MWh	30 €/MWh	14 €/MWh
Berechnung des Strompreisanstiegs	1) 1,0 t CO ₂ /MWh x 40 €/t CO ₂	0,8 t CO ₂ /MWh x 40 €/t CO ₂	0,42 t CO ₂ /MWh x 40 €/t CO ₂
	2) 0,25 t CO ₂ /MWh x 40 €/t CO ₂ entspricht 1,0 t CO ₂ /MWh minus Benchmark von 0,75 t CO ₂ /MWh	0,05 t CO ₂ /MWh x 40 €/t CO ₂ entspricht 0,8 t CO ₂ /MWh minus Benchmark von 0,75 t CO ₂ /MWh	0,07 t CO ₂ /MWh x 40 €/t CO ₂ entspricht 0,42 t CO ₂ /MWh minus Benchmark von 0,35 t CO ₂ /MWh

Bild 7: Vorteil der VIK-Methode – Geringere CO₂-Einpreisung bei fossilen Kraftwerken

- Braunkohlekraftwerk: Nur 25% der Preissteigerung gegenüber dem heutigen System!
- Steinkohlekraftwerk: Nur 6% der Preiserhöhung gegenüber dem heutigen System!
- Gaskraftwerk: Nur 16,7% der Preissteigerung gegenüber dem heutigen System!

Stark steigende Strompreise im EU-System

Bild 8 zeigt die für den deutschen Strommarkt geltende Angebotskurve des derzeitigen Kraftwerksparks („Merit Order“) mit spezifischen Brennstoffkosten („Grenzkosten/GK“) und den durch den Emissionshandel induzierten Kostenblöcken.

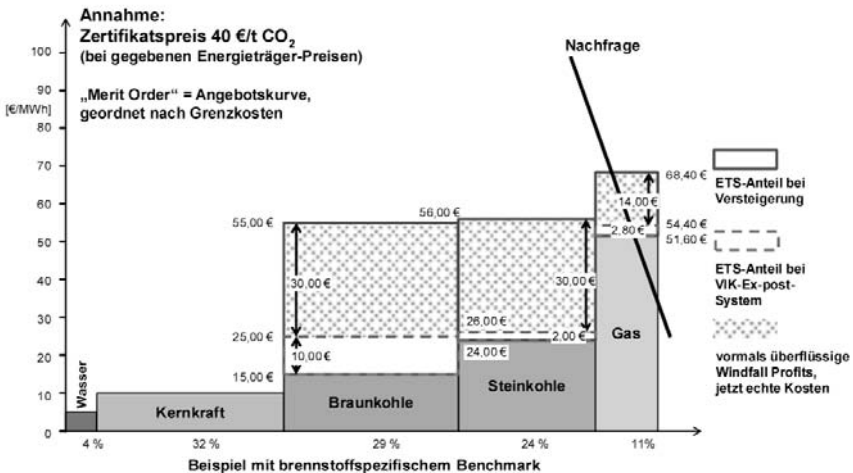


Bild 8: Gegenüberstellung des Systems der 3. Handelsperiode 2013 – 2020 versus VIK-System / 1. Schritt: Überwälzung der Versteigerungskosten

Die Entscheidung der EU-Kommission für einen Systemwechsel hin zur Vollversteigerung der Zertifikate führt dazu, dass die mit der VIK-Methode möglichen niedrigeren Preise nicht erzielt werden. Ganz im Gegenteil führt die Versteigerung dazu, dass sowohl die für die CO₂-Vermeidung notwendigen Kosten (in Bild 8 z. B. bei der Braunkohle der mit 10 € gekennzeichnete Block) als auch die ehemaligen, überflüssigen Windfall Profits, die nun zu echten (Versteigerungs-)Kosten werden (in Bild 8 z. B. bei der Braunkohle der mit 30 € bezeichnete Block), weiterhin ihre volle Preiswirksamkeit entfalten.

Es findet im ersten Schritt also auf jeden Fall eine Zementierung der derzeitigen, sehr starken Preiswirkung des Emissionshandels auf den Strompreis statt. Da in

der 3. Handelsperiode mit sehr viel höheren CO₂-Preisen gerechnet werden muss, wird dieser Einfluss weiter stark zunehmen.

Doch damit ist es nicht genug. Das über acht Jahre lang gewohnte Gewinnniveau aus den Windfall Profits, das über Nacht mit Einführung der Vollversteigerung – die der Neueinführung einer CO₂-Input-Steuer entspricht – bei den EVU komplett abgeschöpft werden soll, wird auch weiterhin seine Ausstrahlung in der 3. Handelsperiode haben. Es ist realistischer Weise davon auszugehen, dass die Erzeuger ihre gewohnten Gewinnansprüche im Umfang der ihnen auferlegten gewinnwirksamen CO₂-Steuer auch bei einer Versteigerung an die Kunden überwälzen werden. Auf die Verbraucher kommt also ein weiterer Kostenblock zu, der letztendlich eine fast doppelte Bezahlung der Kosten des Emissionshandels bedeutet, vgl. die obersten „vergoldeten“ Blöcke über der Braun-, Steinkohle und dem Gas in Bild 9.

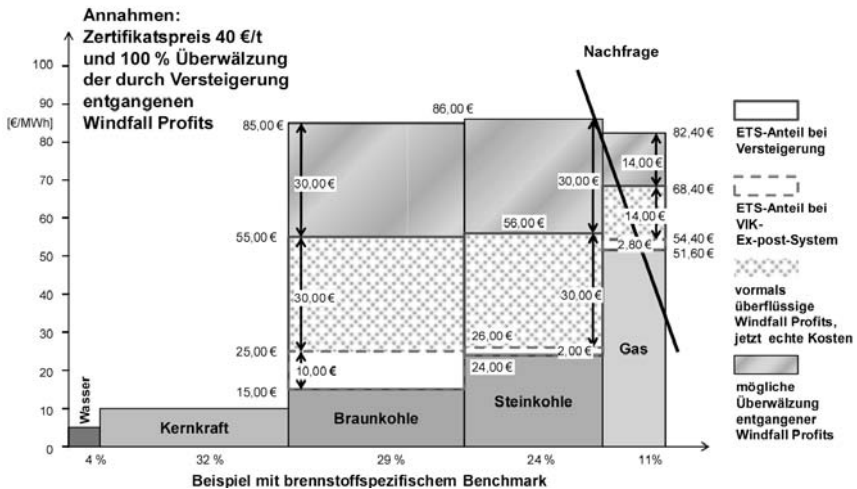


Bild 9: Gegenüberstellung des Systems der 3. Handelsperiode 2013 – 2020 versus VIK-System / 2. Schritt: Überwälzung des gewohnten EVU-Gewinnanspruchs

Die Darstellung in Bild 9 unterstellt eine 100%-ige Kostenüberwälzung. Das ist eine Maximalabschätzung. Die Überwälzung kann auch 90% oder 70% betragen, was immer noch sehr hoch wäre. Sicher ist aber: sie wird in keinem Fall 0% betragen. Die Höhe der Überwälzung hängt u. a. davon ab, wie „steil“ die Nachfragekurve ist, d. h. wie unelastisch die Stromnachfrage auf Preiserhöhungen reagiert. Da die Elastizität der Stromnachfrage tatsächlich sehr gering ist, wird der Überwälzungsgrad sehr hoch sein.

Auffallend ist, dass bei dieser Höhe des CO₂-Preises bereits die Braun- und Steinkohlekraftwerke in der Merit Order verschoben, also aus dem Markt heraus gedrängt werden – zugunsten des Erdgases.

EU-System kann Windfall Profits nicht beseitigen

Die EU-Kommission schlägt den Weg der Vollversteigerung vor allem ein, weil sie ihn als Ausweg aus dem Problem der Windfall Profits sieht. Tatsächlich ist damit das Problem der Windfall Profits aber nicht zu lösen! Denn die Opportunitätskosten der fossilen Kraftwerke werden im ersten Schritt zwar in tatsächliche Kosten umgewandelt und damit die Windfall Profits – auf den ersten Blick – abgebaut. Im zweiten Schritt allerdings erfolgt die oben beschriebene Überwälzung, so dass die Windfall Profits in hohem Maße bestehen bleiben.

Hinzu kommt: Die Extragewinne der nichtfossilen Kraftwerke – vor allem der Kernkraftwerke – bleiben in jedem Fall bestehen. Sie werden durch die Versteigerung sogar noch erhöht. Dieser durch die Auktion verursachte zusätzliche Strompreisauftrieb stärkt durch weitere Windfall Profits also eine kleine Gruppe von sehr marktmächtigen Stromerzeugern, die in der EU Kernkraftwerke betreiben. Das sind Extragewinne, die sie für eine weitere Stärkung ihrer Marktmacht, eine weitere Konzentration des Marktes und damit für eine weitere Schwächung des Wettbewerbs auf dem Strommarkt nutzen dürften.

Ziel der CO₂-Emissionsminderung ist gewährleistet

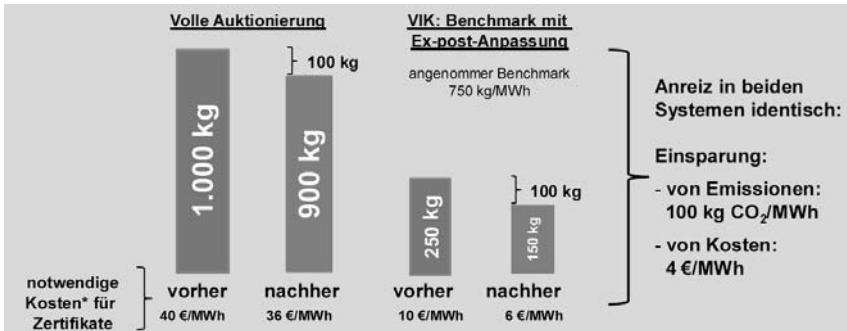
Das VIK-System stellt die Zielerreichung (Cap) bei der CO₂-Vermeidung genauso sicher wie jedes andere System. Es findet zunächst ein Ausgleich der CO₂-Mengen statt, die bei der Prognose/Ist-Anpassung einerseits zurückgenommen und andererseits zusätzlich ausgeteilt werden. Sollte sich dennoch insgesamt ein Ungleichgewicht ergeben, so würde dieses im Folgejahr durch die Anpassung des Benchmarks ausgeglichen. So würde, genau wie in einem Versteigerungssystem, eine verstärkte Knappheit im Markt entstehen. Ein solcher Fall läge etwa bei einer erfreulich gut verlaufenden Konjunktur vor, die zunächst mit steigenden CO₂-Emissionen evtl. kurzfristig oberhalb des Caps verbunden wäre, anschließend aber erhöhte Effizienzanstrengungen erforderlich machte, um das frühere „Mehr“ an CO₂ wieder auszugleichen.

Anreize zur Effizienz- und Emissionsverbesserung gleich gut

Die kostenlose Zuteilung im VIK-System bietet die gleichen Anreize zu Investitionen für Effizienz- und Emissionsverbesserungen wie eine Versteigerung (siehe Bild 10). Am Beispiel eines Kraftwerks, das seine spezifischen Ist-Emissionen von 1.000 kg CO₂/MWh auf 900 kg CO₂/MWh durch eine Investition verbessern möchte, kann dies eindeutig belegt werden.

Unter einem Vollversteigerungssystem hätte diese Anlage durch die Investition den Vorteil, nicht mehr für jeweils 1 t CO₂-Emissionen, sondern nur für 900 kg

CO₂-Zertifikate ersteigern zu müssen. Das ist ein Kostenvorteil von 0,1 t CO₂, multipliziert mit dem jeweiligen Zertifikatspreis. Das ist bei 40 €/t CO₂ ein Effizienzanzreiz in Höhe von genau 4 €/MWh.



* Bei CO₂-Zertifikatspreis von 40 €/t CO₂.

Bild 10: Die Anreize im VIK-System für CO₂-armen Lösungen

Im VIK-System errechnet sich exakt der gleiche erzielbare Kostenvorteil bzw. Effizienzanzreiz. Denn bei einem angenommenen Benchmark von 750 kg CO₂/MWh muss diese Anlage nicht mehr Zertifikate für 250 kg CO₂/MWh, sondern nur noch für 150 kg CO₂/MWh auf dem Zertifikatemarkt zukaufen. Das ist ein Kostenvorteil von 0,1 t CO₂, multipliziert mit dem jeweiligen Zertifikatspreis, d. h. ein Effizienzanzreiz in Höhe von 4 €/MWh bei einem Preis von 40 €/t CO₂.

Die Investitionsbewertung wird also in beiden Systemen genau zu dem gleichen Ergebnis bei der Frage führen, ob sich die Investition lohnt oder nicht. Der Anreiz, durch geeignete Investitionen die Effizienz zu erhöhen, ist damit in beiden Systemen gleich groß.

Ausschlaggebend für diese Entscheidung „Make or buy“ ist der erzielbare Kostenvorteil bei den gemäß Zielsetzung bis 2020 abzubauenen CO₂-Emissionen, nicht aber die „darunterliegende“ Kostenbasis der bis 2020 „noch erlaubten“ CO₂-Emissionen. Das CO₂-Preissignal, das durch den Emissionshandel ermittelt und ausgestrahlt wird, hat deshalb in beiden Zuteilungssystemen die gleiche Wirkung auf die Investitionsentscheidung „Make or buy“.

Dennoch ist eine entsprechende Investitionstätigkeit im VIK-System erheblich wahrscheinlicher, weil hier die hohen Versteigerungskosten entfallen und dem investitionswilligen Unternehmen dadurch nicht umfangreiche Finanzmittel entzogen werden, die es dringend z. B. für die CO₂-mindernden Investitionen benötigt.

Wichtiges Ergebnis dieser Effizienzbetrachtung ist deshalb, dass die *volle* Kostspflichtigkeit der Zertifikate durch die Versteigerung (was als die vollständige Internalisierung externer Kosten bezeichnet werden kann) kein Mehr an Anreizen

zu Effizienzinvestitionen bei Industrie und EVUs erzielt. Die *teilweise* Internalisierung externer Kosten wie im VIK-System ist klimapolitisch, d. h. zur Erreichung der Klimaziele bis 2020, völlig ausreichend und wirtschaftspolitisch sogar geboten.

Gravierende Umwelt- und Standortnachteile durch Vollversteigerung

Der hohe Strompreis zieht im Industriesektor zudem Produktionsverlagerungen und damit „carbon leakage“ nach sich. Aber auch hier muss festgestellt werden: Durch „carbon leakage“ wird in der EU insgesamt keine Tonne CO₂ mehr vermindert, denn diese Abwanderungen werden im ersten Schritt nur einen bestimmten Teil der Verminderungsaufgabe, die sich die EU gestellt hat, erfüllen helfen. Die CO₂-Einsparungen durch Produktionsverlagerungen ersetzen im zweiten Schritt nur die CO₂-Verminderungen, die aus echten Effizienzmaßnahmen erwachsen wären, nun aber nicht mehr notwendig sind, weil ein Teil der Industrie abwandert. Denn die Anzahl der ausgegebenen CO₂-Zertifikate ändert sich bei „carbon leakage“ nicht. Nur ihr Preis sinkt, weil Zertifikate-Nachfrager abwandern. Und ein sinkender Preis führt zu einer veränderten Entscheidungsgrundlage bei der Frage „Make or buy“. Unternehmen, die bei hohem CO₂-Preis noch investieren und dadurch selber CO₂ vermeiden würden, verzichten im Fall sinkender CO₂-Zertifikatepreise auf ihre Investition und kaufen das für ihre Produktion notwendige Zertifikat zu niedrigerem Preis am Markt hinzu. Das ist die innere Logik des Emissionshandels.

Produktionsverlagerungen sollten auf keinen Fall das Ziel des Emissionshandels bzw. der Klimaschutzpolitik sein, sondern Effizienzverbesserungen am Standort EU und Deutschland müssen das Ziel sein. Denn sonst würden Deutschland und der EU Wohlstand, Wissen und Arbeitsplätze verloren gehen („employment leakage“ und „wealth leakage“). Zudem würde die globale CO₂-Bilanz dadurch eher verschlechtert. „Employment and wealth leakages“ sind genauso wichtig wie „carbon leakage“.

Private Haushalte bei der Versteigerung außerordentlich benachteiligt

Ein erheblich höherer Strompreis – in einem Versteigerungssystem im Vergleich mit dem VIK-System – könnte Stromverbrauchssenkungen im Haushaltsbereich (und in anderen Bereichen außerhalb des Emissionshandels) bewirken, so ein Argument der Auktions-Befürworter. Hierbei muss aber bedacht werden, dass diese Verbrauchssenkungen wegen der geringen Elastizität der Stromnachfrage in den Haushalten auch bei sehr starken Preiserhöhungen (und bei sehr hohen Strompreisen) nur sehr gering sind und extrem teuer erkaufte werden.

32 Mrd. € Mehrkosten stehen nur 7,7 Mio t CO₂-Mehremissionen entgegen.

Die ECOFYS-Studie spricht hier von möglichen Kosteneinsparungen für die EU-Haushalte von 32 Mrd. € im Jahr, durch die lediglich ein Mehr an CO₂-Emissionen in Höhe von 7,7 Mio Tonnen entstehen würde. Diese 7,7 Mio Tonnen CO₂ ließen sich mit zielgerichteten Maßnahmen zu Kosten von 40 €/t CO₂ wesentlich kostengünstiger und damit sinnvoller senken: 7,7 Mio Tonnen CO₂ multipliziert mit 40 €/t CO₂ macht gerade einmal 300 Mio €. Das ist gerade 1 Prozent der Kosten, die bei der Vollversteigerung entstehen werden.

Zielgerichtete Maßnahmen könnten die 7,7 Mio t CO₂-Emissionen also genauso gut, aber zu sehr viel geringeren Kosten verringern. Das „Gießkannenprinzip“ der Vollversteigerung schadet den Verbrauchern!

Diskussionszusammenfassung

Von *Peter Oberender* und *Christoph Reiß*, Bayreuth

Vor dem Hintergrund der jüngsten Vorschläge der Kommission zur eigentumsrechtlichen Trennung der Stromnetze von der Erzeugungs- und Verteilungsstufe entzündeten sich naturgemäß heftige Diskussionen an der adäquaten Form der Netzregulierung. Wie *Christof Schoser* in seinem Beitrag in diesem Band entwickelt hat, stützt sich die Kommission bei ihrem Vorschlag insbesondere auf empirische Untersuchungen, die ergeben hätten, dass in Ländern, in denen bereits eine Eigentumstrennung stattgefunden habe, tendenziell niedrigere Netzentgelte bei gleichzeitig größerer Investitionsbereitschaft herrschten. Einige Tagungsteilnehmer zogen die Robustheit dieser Studien in Zweifel, insbesondere dann, wenn für andere Länderspezifika kontrolliert wird. Zudem wurde der marginale Nutzen des Übergangs von einer Anreizregulierung hin zu einer Eigentumstrennung bestritten: Wegen der bereits bestehenden relativ starken Regulierung der Netzentgelte wären die zu erwartenden Preissenkungen, sofern überhaupt vorhanden, relativ gering gegenüber den auch verfassungsrechtlichen Problemen einer zwangsweisen vertikalen Disintegration.

Herausfordernd für die Netzregulierung sei es hingegen, nicht nur die bislang im Vordergrund stehende statische, sondern auch die dynamische Komponente im Auge zu behalten und so korrekte Anreize zum Ausbau und Umbau der Netze zu setzen. Dies werde umso erforderlicher, als eine wie auch immer geartete Trennung zwischen Produktion und Netz bzw. Verteilung zwangsläufig zur Externalisierung von zwischen den Stufen bestehenden Komplementaritäten führe. Während etwa der Bau neuer Gas- und Kohlekraftwerke wegen der geringeren Transportkosten aus betriebswirtschaftlicher Sicht an Küstenstandorten optimal sein könne, müsse selbiges nicht für die Gesamtbetrachtung nach Berücksichtigung der längeren Strom-Transportwege in die Ballungszentren gelten. Gleichmaßen stelle die Anbindung von Offshore-Windparks gewaltige Herausforderungen an das Stromnetz. Eine allgemeine, undifferenzierte Umlage der Netz-Investitionskosten auf die Durchleitungsentgelte führe also möglicherweise zu ineffizienter geographischer Allokation.

Die Dichotomie zwischen statischen und dynamischen Aspekten prägte auch die Diskussionen um den zweiten Schwerpunktbereich der Tagung: den Wettbewerb auf der Erzeugungsstufe. Unter statischen Gesichtspunkten kreiste die Debatte dabei vor allem – ausgehend von der im Referat von *Georg Erdmann* demonstrierten ausgeprägten Konvexität der Strom-Angebotsfunktion (merit order) – um die Mög-

lichkeiten und Grenzen strategischer Kapazitätszurückhaltung durch marktmächtige Stromerzeuger. Wie bereits an den Beiträgen von *Georg Erdmann* und *Christian von Hirschhausen* in diesem Band erkennbar, lässt sich diese Frage unterschiedlich beantworten, etwa je nachdem, welche – auch normative – Ausgangsposition gewählt wird, welcher Betrachtungszeitraum zugrunde gelegt wird und welche Kostengrößen als Bezugsgrößen dienen bzw. ob und welche Opportunitätskosten mit einbezogen werden. Unbestritten resultiere zwar aus der „merit order-Struktur“ zusammen mit der relativ unelastischen Nachfrage ein potentiell großer Hebel für Kapazitätszurückhaltungspolitik. Allerdings sei fraglich, so das Gegenargument, ob technische Gegebenheiten eine Ausnutzung dieser Spielräume immer erlaubten, zumal Kraftwerke mit besonders niedrigen Grenzkosten wie Kernkraftwerke nicht leicht vom Netz genommen werden könnten. Als weitgehend schwarzes Loch müsse zudem der Markt für Regelenergie betrachtet werden; in Ermangelung belastbarer diesbezüglicher Daten könne diese Frage somit nicht abschließend beantwortet werden.

Die hohen Markteintrittshürden erleichtern auf jeden Fall die Kapazitätspolitik und stabilisieren das Erzeugeroligopol. So erfordere der Bau neuer Kraftwerke hohe, irreversible Investitionen und treffe häufig auf den Widerstand der lokalen Bevölkerung, was entsprechend lange Genehmigungsverfahren zur Folge habe und das Investitionsrisiko extrem erhöhe. Der „einfache“ Ausweg, mittels einer „vorbeugenden“ Wettbewerbspolitik über ein Herabsetzen der Markteintrittshürden die Gefahr von Wettbewerbsbeschränkungen zu reduzieren, ist folglich auf den Energiemärkten wenig praktikabel. Ein mögliches Substitut könnte allenfalls der Ausbau der Grenzkuppelstellen zum Ausland darstellen. Das grundsätzliche Problem, eines Mangels von Kraftwerkskapazität beim Auslaufen der Kernenergienutzung kann allerdings auch hierdurch nicht behoben werden.

Schließlich wurde der stark politisierte Charakter des Strompreises in den sich an die Vorträge von Staatsminister *Alois Rhiel* und *Alfred Richmann* anschließenden Diskussionen deutlich. Wenn auch die Ausgangshypothesen beider Referenten von vielen Tagungsteilnehmern geteilt wurden, galt dies nicht unbedingt für die daraus gezogenen Schlussfolgerungen. Weder die Einführung einer Art Sonder-Wettbewerbsrecht für die Energiebranche noch der interessante, aber dennoch wage mutige CO₂-Zertifikate-Vorschlags des VIK stießen auf ungeteilte Zustimmung der anwesenden Wissenschaftler. So machten gerade diese beiden Referate exemplarisch die unterschiedlichen Blickwinkel zwischen Wissenschaft und Politik deutlich. Sowohl der Politiker als auch der Vertreter der Großverbraucher war letztlich weniger am Energiemarktwettbewerb per se als an einem möglichst niedrigen Strompreis als Ergebnis interessiert. Wettbewerb sei eine wichtige Voraussetzung zur Erreichung dieses Ziels. Erweise sich der Energiepreis immer noch als „zu hoch“, so wurde deutlich, müsse dem durch die Schaffung von gezielten Sonderregeln pragmatisch abgeholfen werden, ohne die gegen diskretionäre Regulierungen in der Wissenschaft gehegten Skrupel bezüglich deren nichtintendierter Nebenwirkungen übermäßig zu beachten.

Auffällig, wenngleich wenig verwunderlich für den wissenschaftlichen Beobachter ist ferner, dass alle diese „politischen“ Vorschläge sich auf ein statisches Optimierungsproblem beziehen; die dynamische Perspektive kommt dagegen kaum zur Entfaltung. Herausforderung für Wissenschaft und Praxis ist es deshalb, beide Perspektiven zu vereinen und einen kohärenten Wettbewerbsrahmen, der sowohl statischen als auch dynamischen Erfordernissen gerecht wird, zu entwerfen und verständlich zu kommunizieren. Dass der Weg dorthin von Versuch und Irrtum geprägt sein wird, dürfte offensichtlich sein. Die Jahrestagung 2008 wird deswegen sicher nicht das letzte Mal gewesen sein, dass sich die *Arbeitsgruppe Wettbewerb* dem Thema „Energie“ gewidmet hat.