

Faire Strompreise: Grundlagen und Handlungsbedarf

Erstellt für das Bundesministerium für Umwelt,
Naturschutz und Reaktorsicherheit

vorgelegt von:

Kevin Canty, Berlin
Dipl.-Volkswirt, MSc Econ (LSE)

(2009)

Gliederung

Vorab-Zusammenfassung wesentlicher Punkte	3
1. Einleitung	5
2. Preisbildung im Strommarkt und Endkundenpreise	8
2.1. Mechanismus der Preisbildung	8
2.2. Bedeutung der Börsenpreise für die Endpreise	9
2.3. Überhöhte Preise infolge von Marktmacht ?	10
2.3.1 London Economics-Studie zu Stromgroßhandelspreisen.....	11
2.3.2 Kritik an der Studie	13
2.4. Kritik an Preisbildungsergebnissen der Strombörse EEX	15
2.5. Strukturelle Preisüberhöhungstendenz bei Strombörsen ?	17
2.6. Lückenhafte Handelsaufsicht und unregelte Insiderproblematik	18
2.7. Maßnahmen der Europäischen Kommission (E.ON-Kraftwerksverkauf) ...	20
2.8. Maßnahmen des Bundeskartellamts (RWE-Stromauktion)	23
2.9. Die Kopplung der Endkundenpreise an Börsenpreise aus kartell- rechtlicher Sicht	25
2.10. Fazit	28
3. Perspektive Netz AG	29
3.1. Stand der Diskussion	29
3.2. Fortbestehende Interessenkonflikte	31
3.2.1 Grundsätzliche Logik der Interessenkonflikte bei vertikal integrierten Übertragungsnetzbetreibern	31
3.2.2 Beispiel: Kommissionsverfahren gegen E.ON	33
3.2.3 Verpflichtungszusage der E.ON AG zur Veräußerung des Übertragungsnetzes	34
3.3. Datenlücke als Fundamentalproblem.....	36
3.4. Ausgestaltung der Investitionsanreize.....	38
3.4.1 Zinssatz / Rendite	38
3.4.2 Investitionsbudgets (Anreizregulierung).....	41
3.4.3 "Zuckerbrot und Peitsche"?.....	41
3.5. Strategische Initiative: Zwei Vorschläge	43
3.5.1 Schaffung eines "Markt Monitoring"	43
3.5.2 Expertenkreis "Transportnetz 2020"	44
Quellenverzeichnis	46

ANMERKUNG ZUR ZITIERWEISE: Auf die im Quellenverzeichnis aufgeführten Aufsätze, Dokumente und Artikel wird im Fußnotentext lediglich in der Kurzform **Autorenname / Institution (Jahr der Veröffentlichung)** hingewiesen. Alle weiteren Details sind in diesen Fällen im Quellenverzeichnis aufgeführt.

Vorab-Zusammenfassung wesentlicher Punkte

- Die Ursachen für den Anstieg der Strompreise in Deutschland im Verlauf der letzten fünf Jahre sind vielfältig. Steigende Brennstoffpreise, steigende Anlagenkosten für Neubaukraftwerke und die Einpreisung der CO₂ Zertifikate seit 2005 zählen ebenso zu den Ursachen wie auch der grundlegende Wandel des Preisbildungsmechanismus seit der Liberalisierung hin zu einem grenzkostenbasierten Preismechanismus. Ob auch andere Effekte, wie beispielsweise die Ausübung von Marktmacht, eine Rolle gespielt haben, ist bislang nicht eindeutig zu ermitteln gewesen, wenngleich Indizien hierfür vorliegen. Eine im Auftrag der Europäischen Kommission von London Economics erstellte Studie zu ausgewählten europäischen Stromgroßhandelsmärkten in den Jahren 2003 bis 2005 (erstellt) ermittelte für Deutschland ein - jedenfalls seinerzeit - deutlich überhöhtes Preisniveau.
- Die Preise der Leipziger Strombörse haben für die Endkundenpreise in Deutschland inzwischen eine überragende Bedeutung. Es liegt in der Logik eines liquiden Stromgroßhandelsmarktes, dass die Preise für die Belieferung sowohl von Industriekunden wie von Haushaltskunden sich nicht nur stark am Börsenpreis orientieren, sondern auf diesen Börsenpreis hin konvergieren.
- Angesichts der besonderen Bedeutung der Börsenpreise für sämtliche Industrie-, Gewerbe- und Privatkunden in Deutschland ist das bestehende Defizit in der Aufsicht über den börslichen und außerbörslichen Stromhandel gravierend. Im Gegensatz zu den Wertpapiermärkten gibt es für den Stromspotmarkt keinerlei Verbotsvorschriften in Bezug auf Insiderhandel. Ebenso fehlen jegliche Ad-hoc-Publizitätspflichten für kursrelevante Informationen (z.B. ungeplante Kraftwerksausfälle). Hier besteht dringender Handlungsbedarf, zumal die Europäische Kommission in einem Verfahren gegen die E.ON AG jüngst festgestellt hat, dass Grund zur Annahme einer erheblichen und über Jahre andauernden Zurückhaltung von Stromerzeugungskapazität und mithin einer Beeinflussung des Spotmarktes u.a. durch Kapazitätszurückhaltung besteht.
- Die von den Kartellbehörden in einzelnen Verfahren initiierten Auflagen (Veräußerung von Erzeugungskapazitäten durch E.ON sowie Stromauktionen von RWE) lassen wenig spürbare Auswirkung auf den Strompreis erwarten. Eine separate Vermarktung von Erzeugungskapazitäten wird infolge der Logik des Einheitspreises stets auf den jeweils aktuellen Börsenpreis hinführen. Insoweit ist es auch unwahrscheinlich, dass --ceteris paribus-- Laufzeitverlängerungen für Kernkraftwerke einen Preiseffekt haben werden.

- Aus kartellrechtlicher Sicht erscheint eine Neubewertung der Marktabgrenzung im Erzeugungsbereich geboten, da ein wesentlicher Teil des Marktes (Grundlaststrom aus Braunkohle- und Kernkraftwerken) aus rechtlichen oder faktischen Gründen nachstoßendem Wettbewerb verschlossen ist. Es ist denkbar, dass eine diesbezügliche Prüfung zu einer Absenkung der von marktbeherrschenden Stromversorgern erhobenen Endkundenpreise führt.
- Die Perspektive einer deutschlandweiten Stromnetzgesellschaft ("Netz AG") hat das Potenzial, eine der wichtigsten Weichenstellungen für die Weiterentwicklung des deutschen Strommarktes zu werden. Der Grund dafür liegt in der Entkoppelung der angestammten Versorgungsgebiete der etablierten Stromunternehmen von dem jeweils kontrollierten Netzgebiet. Die bislang noch bestehenden Interessenkonflikte bei vertikal integrierten Übertragungsnetzbetreiber könnten in einer Netz AG (mit gegebenenfalls auch "Strommarkt-fremden" Anteilseignern infolge der Auflagen der Europäischen Kommission in dem Kartellverfahren gegen E.ON) zu Gunsten eines bedarfsgerechten Betriebs und Ausbaus maßgeblich relativiert werden.
- Die Ausgestaltung der Investitionsanreize durch die Bundesnetzagentur ist geeignet, in einer ersten Phase der Anreizregulierung für einen deutlichen Anstieg der Netzinvestitionen zu sorgen. Die kürzlich von der Bundesnetzagentur festgelegte kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung i.H.v. 9,29% liegt ca. 1,5 Prozentpunkte über dem entsprechenden europäischen Durchschnitt. Damit dürfte insbesondere für Investoren, die auf der Suche nach risikoarmen Anlagemöglichkeiten sind, hinreichend Anreiz gegeben sein, Investitionen in das Netz zu tätigen, zumal die *effektive* Eigenkapitalverzinsung spürbar über 9,29% liegen dürfte (sog. "Leverage-Effekt").
- Jenseits der Schaffung einer Netz AG erscheint es zur Flankierung einer nachhaltigen Entwicklung im Netzbereich dringend geboten, ein "Markt Monitoring" zu etablieren, da es bislang an einer zeitnahen Aufsicht über das (Handels-)Geschehen in den Übertragungsnetzen fehlt. Ferner sollte ein unabhängiger Expertenkreis für die strategische Entwicklung des deutschen Stromübertragungsnetzes gegründet werden: Trotz des notwendigen Ausbaus erneuerbarer Energien und dezentraler Erzeugungsanlagen fehlt es an --volkswirtschaftlich unabdingbaren-- Langfristperspektiven für (1) die strategische Netzentwicklung und (2) die mögliche zukünftigen Aufgaben des Übertragungsnetzes im Hinblick auf einen wettbewerblichen Ordnungsrahmen.

1. Einleitung

Das vorliegende Papier verfolgt zwei Ziele: Zum einen soll es als Einführung in die Diskussion um faire, also *unverfälschte* und wettbewerbsgerechte Preise im liberalisierten Strommarkt dienen. Zum anderen verfolgt es den Zweck, insoweit bestehenden (politischen) Handlungsbedarf aufzuzeigen. Das Papier versteht sich demnach sowohl als Einführung in relevante Hintergründe, als auch als Sammlung von Argumenten für die Diskussion um faire Preise im deutschen Strommarkt.

Zehn Jahre nach dem Beginn des Liberalisierungsprozesses hat sich angesichts jahrelang steigender Strom- und Gaspreise bei den Verbrauchern Ernüchterung breit gemacht. Gleichzeitig sind die Gewinne der Strom produzierenden Unternehmen so hoch wie selten zuvor. Dass die Unternehmensgewinne so hoch sind, liegt zu einem bedeutenden Teil daran, dass die kostenlos zugeteilten CO₂-Zertifikate von den Stromversorgern vollständig eingepreist wurden. Ein weiterer Grund ist in dem Grenzkosten-orientierten Preisbildungsmechanismus zu sehen: Preisbestimmend an der Börse sind im allgemeinen Spitzenlastkraftwerke, deren variable Kosten deutlich über den variablen Kosten von Grund- und Mittellastkraftwerken liegen. Weil aber ein Großteil der Grundlastkraftwerke bereits vollständig oder weitgehend abgeschrieben ist, kommt es für diesen bedeutenden Teil des Kraftwerksparks zu erheblichen Gewinnmargen ("Windfall").

Trotz eines kontinuierlichen und erheblichen Preisanstieges¹ einerseits und erheblicher beobachtbarer Gewinne der großen stromerzeugenden Versorgungsunternehmen andererseits, ist bislang kein annähernd erforderlicher Zuwachs an (konventionellen) Erzeugungskapazitäten zu beobachten. Auch dafür gibt es Gründe: Sowohl Brennstoffpreise als auch Anlagenkosten für Neubaukraftwerke sind in den letzten Jahren stark gestiegen. Allein seit 2007 sollen sich die Neubaukosten fast verdoppelt haben². Auch die andauernde Diskussion über eine Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken trägt zu einem gewissen Investitions-Attentismus bei.

¹ Der Börsenpreis für die Grundlast-Lieferung im Folgejahr ("Front-Jahr") betrug Anfang 2003 ca. 25 Euro/MWh (Lieferung in 2004) und beträgt Anfang Oktober 2008 ca. 75 Euro/MWh (Lieferung in 2009).

² vgl. Bundestag Drucksache 16/10029, Antwort der Bundesregierung vom 23.7.2008 auf eine kleine Anfrage der Fraktion Die Linke, S.9.

Jenseits dieser Umstände besteht indes in weiten Teilen der Verbraucherschaft eine starke Skepsis bezüglich des Zustandekommens der Strompreise³. Die Diskussion um etwaige Manipulationen an oder im Vorfeld der Leipziger Strombörse, die Verfahren der Europäischen Kommission gegen E.ON und RWE inkl. Durchsuchung der Konzernzentralen sowie die unverändert marktmächtige Stellung der etablierten Versorgungsunternehmen nähren in der Öffentlichkeit Zweifel, ob die Marktpreise im Sinne des Wettbewerbs auch "faire" Preise sind.

Vor diesem Hintergrund ist das vorliegende Papier wie folgt gegliedert:

Im ersten Teil wird die Preisbildung im Strommarkt thematisiert. Ausgangspunkt ist der Mechanismus der Preisbildung (2.1) sowie die Bedeutung der Börsepreise für die Endpreise der Kunden (2.2). Anschließend werden Aspekte der Diskussion um die Wirkung von Marktmacht im Hinblick auf die beobachtbaren Preissteigerungen erörtert (2.3) und die Kritik an den Preisbildungsergebnissen der Leipziger Strombörse und die Ergebnisse der Kommissionsverfahren gegen E.ON dargestellt (2.4). Erörtert wird danach die Frage, ob es möglicherweise eine strukturelle Überhöhungstendenz von Strombörse gibt (2.5). Ferner wird auf die unzureichende Handelsaufsicht und bestehende Regelungslücken im Zusammenhang mit Insider-Tatbeständen hingewiesen (2.6). Die nächsten beiden Abschnitte befassen sich mit der bevorstehenden Veräußerung von Erzeugungskapazitäten durch E.ON im Zusammenhang mit dem Kartellverfahren der Europäischen Kommission (2.7) sowie mit den ersten Ergebnisse der Stromauktion von RWE im Nachgang zu dem "CO₂-Verfahren" des Bundeskartellamts gegen RWE (2.8), wobei die diesbezüglichen Beobachtungen auch Indizien liefern zu der Frage, ob eine Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken zu Senkung des Stromgroßhandelspreises beitragen würde. Sodann wird die Stromendpreis-Koppelung aus kartellrechtlicher Sicht beleuchtet (2.9), bevor zum Abschluss des ersten Teils ein Fazit gezogen wird (2.10).

Der zweite Teil widmet sich der Perspektive einer deutschlandweiten Stromnetzgesellschaft ("Netz AG") für das Übertragungsnetz und erörtert verschiedene Einzelfragen. Nach einer kurzen Übersicht zum Stand der Diskussion (3.1) werden zunächst die (für den Fall unzureichender Entflechtung) fortbestehende Interessenkonflikte zwischen bedarfsgrechtem Betrieb und Ausbau des Übertragungsnetzes einer-

³ Ein fehlendes Vertrauen in die Preisbildungsmechanismen war eine wesentliche Erkenntnis der Sektoruntersuchung der Strom- und Gasmärkte der Europäischen Kommission, vgl. Europäische Kommission (2007), S. 9.

seits und den Interessen der mit dem Übertragungsnetzbetreiber verbundenen Erzeugungs- und Handelsgesellschaften andererseits dargestellt (3.2). Anschließend wird auf das Problem einer unzureichenden Verfügbarkeit von Daten hingewiesen (3.3), bevor dann die Ausgestaltung der Investitionsanreize nach gegenwärtiger Rechtslage erläutert wird (3.4). Den Abschluss bilden zwei Vorschläge für eine strategische Initiative im Bereich des Stromübertragungsnetzes (3.5).

2. Preisbildung im Strommarkt und Endkundenpreise

2.1. Mechanismus der Preisbildung

Der Mechanismus der Preisbildung auf dem Stromgroßhandelsmarkt hat sich mit der Liberalisierung des Strommarktes grundlegend gewandelt. Während in der Zeit vor der Liberalisierung die Preisbildung auf den *Durchschnittskosten* der Erzeugung basierte, gewann mit der Etablierung der Strombörse zunehmend eine Preisbildung auf Grundlage der *Grenzkosten* der Erzeugung an Bedeutung. Inzwischen spielt die Preisbildung auf Basis der Durchschnittskosten keine Rolle mehr.

Strombörsen erfüllen in liberalisierten Strommärkten eine wichtige Liquiditätsfunktion. Neue Anbieter, die nicht über hinreichende Erzeugungskapazitäten verfügen, um beispielsweise Verbrauchsschwankungen ihrer Kunden vollständig abzudecken, sind auf einen liquiden Großhandelsmarkt angewiesen. Die Etablierung der Strombörse European Energy Exchange (EEX) in Leipzig war und ist insoweit ein integraler Bestandteil des Liberalisierungsprozesses.

Auf dem EEX-Spotmarkt kommt für die Preisbildung ein Einheitspreismechanismus in Form einer geschlossenen Auktion zur Anwendung. "Geschlossen" bedeutet, dass ein Bieter oder Nachfrager im Vorfeld der Preisfeststellung keine Kenntnis über die Angebote oder Nachfragen anderer Akteure erlangt. Das Verfahren ist vergleichsweise einfach: Anbieter und Nachfrager hinterlegen ihre jeweiligen Gebote bei der Börse. Aus den individuellen Geboten der prospektiven Verkäufer generiert die Börse eine Angebotsfunktion, indem sie die Gebote nach dem Preis (ansteigend) sortiert. Daraus entsteht jeweils für jede Stunde des Folgetages eine Angebotskurve. Gleichzeitig generiert die Börse aus den individuellen Nachfragen aller prospektiven Käufer eine kumulierte Nachfragekurve, deren Mengen ebenfalls nach dem Preis sortiert sind.

Der Schnittpunkt der Angebots- und Nachfragekurven bestimmt schließlich den "Markträumungspreis" für die jeweilige Stunde des Folgetages. Es verkaufen also alle jene Anbieter ihren Strom, deren Preisangebot *maximal* gleich dem Markträumungspreis war. Umgekehrt werden nur jene Nachfrager bedient, die bereit waren, *mindestens* den Markträumungspreis zu bieten.

2.2. Bedeutung der Börsenpreise für die Endpreise

Die an der Strombörse ermittelten Preise haben sich in den letzten Jahren zum maßgeblichen Benchmark für die Stromlieferverträge von Industriekunden entwickelt. Der Grund liegt darin, dass die Preise auf der Grundlage des "Phelix" (= Physical Electricity Index)⁴ die Referenzwerte für das Opportunitätskalkül eines Lieferanten darstellen: Ein Lieferant kann sich *heute* sicher sein, dass er seinen Strom *in Zukunft* zu dem an der Börse festgestellten Preis verkaufen kann. Will ein Industriekunde auf der Basis seines Lastprofils mit einem Lieferanten einen Stromliefervertrag abschließen, so wird der Lieferant rationalerweise keinem Preis zustimmen, der *unter* demjenigen Preis liegt, den er, der Lieferant, durch *Verkauf* der gleichen Menge an der Börse erzielen würde. Umgekehrt wird ein Industriekunde kaum einem Lieferpreis zustimmen, der im Durchschnitt *über* jenen Preisen liegt, die er durch *Kauf* an der Börse realisieren könnte. (Voraussetzung für eine solche Orientierung an den stündlichen EEX-Preisen ist, dass der Industriekunde über entsprechende eigene Handelskapazitäten verfügt, mittels derer er den Stromeinkauf an der Börse auch selbst bewerkstelligen kann bzw. könnte.)

Auch kleinere Industriekunden, deren Strombezug nicht ausreichend groß ist, um eine eigene Handelsabteilung vorzuhalten, schließen Lieferverträge explizit auf der Basis der EEX-Preise ab, indem der Lieferant das Lastprofil des Kunden mit den EEX-Grundlast-Preisen (Base) und mit den EEX-Spitzenlast-Preisen (Peak) bewertet. Zusammen mit den Netzentgelten und einem Aufschlag für Abwicklung, Beratung, Vertriebsmarge usw. resultiert daraus schließlich der dem Kunden angebotene Endpreis.

Die gleiche Bedeutung haben die EEX-Preise für kleine Industriekunden sowie Gewerbe- und Haushaltskunden. Auch hier kommt das Opportunitätskalkül zwischen Verkauf der Stromproduktion an der Börse einerseits und Belieferung der Vertriebsgesellschaft bzw. der Endkunden andererseits zum Tragen. Die Notierungen der EEX determinieren somit auch die Preise der Mittel- und Niederspannungskunden.

⁴ vgl. European Energy Exchange (2008).

2.3. Überhöhte Preise infolge von Marktmacht ?

Der Begriff Marktmacht (auf Anbieterseite) wird gemeinhin umschrieben als die Fähigkeit eines Anbieters (oder mehrerer Anbieter), den Marktpreis gewinnbringend auf ein Niveau zu heben, welches über jenem Preisniveau liegt, das sich bei wirksamem Wettbewerb einstellen würde. Einflussmöglichkeiten auf den Stromgroßhandelspreis hat ein marktmächtiges Unternehmen grundsätzlich durch die so genannte Kapazitätszurückhaltung. Zu unterscheiden ist dabei zwischen der *physischen* (tatsächlichen) Kapazitätszurückhaltung und der *ökonomischen* Kapazitätszurückhaltung.⁵

Bei der physischen Kapazitätszurückhaltung bringt ein marktmächtiger Erzeuger einen Teil seiner Erzeugungskapazitäten nicht an den Markt, um über eine Verknappung des Angebots eine Steigerung des erzielten Preises zu erreichen. Profitabel ist eine derartige Kapazitätszurückhaltung stets dann, wenn der zusätzliche Erlös aus der realisierten Preissteigerung den entgangenen Erlös infolge der zurückgehaltenen Erzeugung überwiegt.

Bei der ökonomischen Kapazitätszurückhaltung hingegen kommt es nicht direkt zu einem Entzug von Erzeugungskapazitäten, sondern zu einem Angebot von Erzeugungskapazitäten zu Preisen, die über den Grenzkosten liegen. Geschieht eine solche ökonomische Kapazitätszurückhaltung im Bereich des Schnittpunktes von Angebots- und Nachfragekurve, so kann dadurch der Markträumungspreis an der Börse unter Umständen über das wettbewerbliche Niveau hinaus angehoben werden.

In den letzten Jahren haben sich eine Reihe von Studien mit Marktmacht im Stromgroßhandelsmarkt auseinandergesetzt, insbesondere Müsgens (2006), Schwarz und Lang (2006) und Hirschhausen et al. (2007). Während im Ergebnis alle Studien die grundsätzliche Gefahr einer Preisbeeinflussung durch Marktmacht von Erzeugungsunternehmen bejahen, besteht Uneinigkeit darüber, ob bzw. in welchem *Ausmaß* die beobachtbaren Preiserhöhungen auf marktmächtiges Verhalten zurückzuführen sind. Das grundsätzliche Problem bei dem Versuch der Quantifizierung etwaiger Preissteigerungen infolge von Marktmachtausübung besteht jedoch darin, dass für die

⁵ Eine allgemeinverständliche Darstellung der grundsätzlichen Wirkungsweise der Kapazitätszurückhaltung findet sich z.B. bei Ockenfels (2007), S. 10-15.

Modellierung der Grenzkosten der Stromerzeugung in Deutschland so gut wie keine Daten über *tatsächliche* Erzeugungskosten verfügbar sind. Entsprechende Studien müssen sich insoweit stets sehr grober Annahmen bedienen, worunter notgedrungen die Aussagekraft der Studien leidet.

Eine Ausnahme in dieser Hinsicht ist die Studie von London Economics (2007) im Auftrag der Europäischen Kommission, in welcher für die Jahre 2003 bis 2005 die *tatsächlichen* Erzeugungsdaten zugrunde gelegt wurden. Die Untersuchung wird im nachfolgenden Abschnitt vorgestellt.

2.3.1. London Economics-Studie zu Stromgroßhandelspreisen

Die bislang detaillierteste Untersuchung zu den europäischen Stromgroßhandelsmärkten wurde von London Economics im Auftrag der Europäischen Kommission durchgeführt⁶ und im Frühjahr 2007 veröffentlicht. Die Studie untersucht die Wettbewerbsverhältnisse auf sechs europäischen Märkten (Belgien, Deutschland, Spanien, Frankreich, Niederlanden und Großbritannien). Insbesondere ermittelte sie für den Zeitraum 2003 bis 2005 auf stündlicher Basis die Differenz ("Mark-Up") zwischen einerseits dem *tatsächlichen* Marktpreis und andererseits dem *rechnerisch ermittelten* Marktpreis, der sich ergeben hätte, wenn der Wettbewerb auf den jeweiligen Märkten – so London Economics und die Kommission – einwandfrei funktioniert hätte. Als theoretischer Marktpreis wurden jeweils für jede Stunde vom 1.1.2003 bis 31.12.2005 die Grenzkosten der Erzeugung gemäß den tatsächlichen Kostendaten der Unternehmen entwickelt. Basis dafür waren mehr als eine Milliarde Daten, die der Kommission im Rahmen der Sector Inquiry⁷ von den jeweiligen Erzeugungsunternehmen bereitgestellt wurden.

Für Deutschland stellt die Studie für 2003 bis 2005 deutliche "Mark-Ups" fest mit folgenden Werten:

⁶ vgl. London Economics (2007).

⁷ vgl. Europäische Kommission (2007),

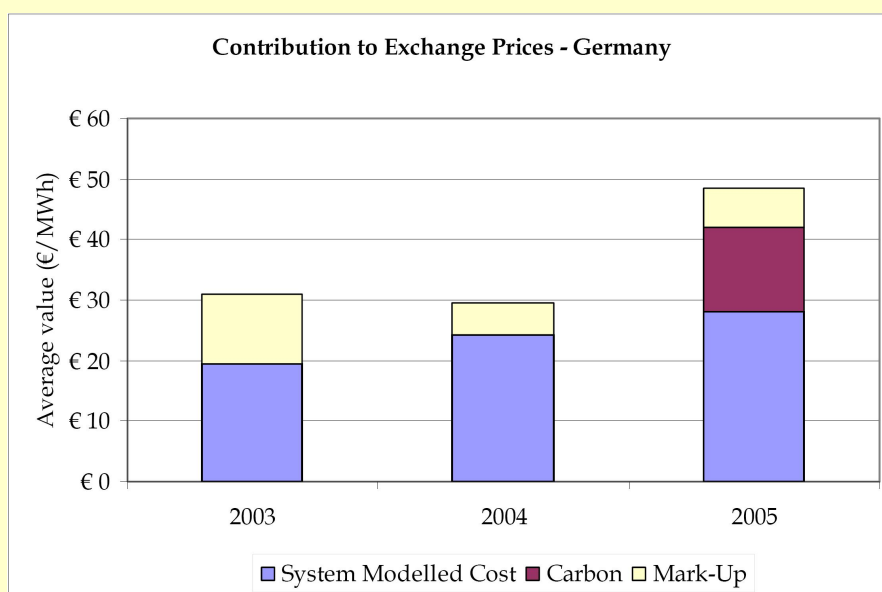
<http://ec.europa.eu/comm/competition/sectors/energy/inquiry/index.html>.

Beitrag der Grenzkosten, CO₂-Opportunitätskosten und Mark-ups zu den EEX-Preisen in Deutschland 2003 bis 2005 (Tabelle und Grafik)

Table 6.36: Contribution of Cost, Carbon and Mark-up to EEX Prices - Germany			
	2003	2004	2005
Sys Modelled MC	€ 19.46	€ 24.27	€ 28.17
Carbon	€ 0.00	€ 0.00	€ 13.86
Mark-Up	€ 11.42	€ 5.36	€ 6.39
Total	€ 30.88	€ 29.63	€ 48.42
EEX Price	€ 30.88	€ 29.63	€ 48.42

Note: Based on load weighted average prices and costs
Source: LE

Quelle: London Economics (2007), S. 315



Quelle: London Economics (2007), S. 316

Erläuterung: Die jeweiligen Sockel (blau; "System Modelled (Marginal) Cost") stellen die jeweiligen Grenzkosten der Erzeugung dar (basierend auf Unternehmensdaten). Die Gesamthöhe der jeweiligen Säulen wird durch den EEX-Preis bestimmt (durchschnittlicher Börsenpreis des jeweiligen Kalenderjahres). Die Differenz (gelb) ist der "Mark-Up". Der dunkelrote Block in 2005 stellt die CO₂ Opportunitätskosten ("Carbon") dar.

Bemerkenswert an den Ergebnissen der Studie ist nicht zuletzt die der "Mark-Ups" in allen drei Jahren (11,42 Euro / MWh, 5,36 Euro / MWh und 6,39 Euro / MWh).

Trifft dies zu, dann lägen die resultierenden volkswirtschaftlichen Mehrbelastungen im Bereich *mehrerer Milliarden Euro pro Jahr*.⁸

In einer Hinsicht ist die Studie heute noch uneingeschränkt "gültig": Sie zeigt, dass der Aufwand einer Überprüfung des Stromgroßhandelsmarkt immens ist. In Deutschland gibt es wohl keine mit dem Energiemarkt befasste Behörde, die in der Lage wäre, die Komplexität der von der Kommission in Auftrag gegebenen Studie zu bewältigen. Insoweit gibt es eine indirekte Erkenntnis: derartiges Know-how müsste in Deutschland dringend aufgebaut werden.

2.3.2. *Kritik an der Studie*

Kritiker der Studie⁹ wenden insbesondere einen Punkt ein: Es sei ein falsches Wettbewerbsbild, davon auszugehen, dass wirksamer Wettbewerb einem Erzeuger im Stromgroßhandelsmarkt stets nur die zusätzlichen Kosten der letzten produzierten Einheit (Grenzkosten)¹⁰ zugesteht – und niemals mehr¹¹. Tatsächlich sei es geradezu zwingend, dass die Spotpreise zuweilen *über* den Grenzkosten der letzten produzierten Einheit liegen müssen. Andernfalls hätten Erzeuger keine Möglichkeit, ihre Fixkosten¹² zu decken.

Eine empirisch fundierte Beurteilung dieses Phänomens ist jedoch (derzeit) nicht möglich, da es bislang noch keine entsprechenden, den gesamten Lebenszyklus von Kraftwerken umfassenden Daten gibt. In Anbetracht der Ausformung der "Merit-Order" in Deutschland¹³ ist eines jedoch offenkundig: Jene Kraftwerke am Anfang

⁸ Rückschlüsse auf die *heutige* Situation am Stromgroßhandelsmarkt lassen sich aus der Studie indes nicht ziehen, da die untersuchte Zeitspanne inzwischen drei bis fünf Jahre zurückliegt.

⁹ vgl. insb. das Gutachten Ockenfels (2007b), das im Auftrag der RWE AG erstellt wurde.

¹⁰ Kosten lassen sich grundsätzlich unterteilen in fixe Kosten ("Fixkosten") und "variable Kosten". Fixkosten umfassen alle jene Kosten, die unabhängig von der produzierten Menge anfallen (z.B. Kapitalkosten, Mietkosten). Umgekehrt sind variable Kosten (ausschließlich) abhängig von der produzierten Menge. Je mehr produziert wird, desto höher die variablen Kosten (und umgekehrt). Die "Grenzkosten" wiederum bezeichnen die (Stück)Kosten der Produktion der letzten produzierten Einheit. Unter der Annahme eines linearen Kostenverlaufs in Bezug auf die Produktionsmenge gilt:

$$\text{Variable Kosten [Euro]} = \text{Grenzkosten [Euro/MWh]} \times \text{Produktionsmenge [MWh]}.$$

¹¹ Die Wirtschaftstheorie besagt, dass bei perfektem Wettbewerb der Preis gleich den Grenzkosten der letzten produzierten Einheit ist. Im Kontext der Stromerzeugung bedeutet dies Folgendes: Das letzte Kraftwerk der "Merit-Order", das noch einen Zuschlag an der Börse erhält (Grenzkraftwerk), bietet mit seinen Grenzkosten an und deckt insoweit (lediglich) seine variablen Kosten. Die (anteiligen) Fixkosten jenes Kraftwerkes bleiben ungedeckt.

¹² vgl. Fußnote 10.

¹³ vgl. Europäische Kommission (2008), S. 8f., Randziffern 31 und 32.

der "Merit-Order" realisieren einen erheblichen Zusatzgewinn, da (1.) die Börsenpreise regelmäßig weit über den jeweiligen variablen Kosten dieser Kraftwerke liegen und (2.) diese Anlagen vielfach bereits vollständig abgeschrieben sind (und somit in diesen Fällen die Kapitalkosten gleich Null sind). Dass also bei den derzeitigen und im Forward-Markt absehbaren Börsenpreisen für die entsprechenden Erzeugungsunternehmen ein erheblicher "Windfall" anfällt, den insbesondere Kernkraftwerke und Braunkohlekraftwerke genießen, darf bei seriöser Analyse der Fixkostendeckung nicht unberücksichtigt bleiben.

Das Argument unzureichender Fixkostendeckung hat demnach keine Relevanz für die Grundlast-Kraftwerke, sondern im Wesentlichen nur für *Grenzkraftwerke* (also jene Kraftwerke, die in der Merit-Order im Bereich des Schnittpunktes mit den Nachfragekurven stehen). Denn die Preisfindung am Stromgroßhandelsmarkt nach dem Mechanismus des Einheitspreises führt – im Falle wirksamen Wettbewerbs – notwendigerweise dazu, dass Grenzkraftwerke nur ihre variablen Kosten verdienen.

Aus dieser auf Grenzkraftwerke beschränkten Problematik einer unzureichenden Fixkostendeckung nun den Schluss zu ziehen, die Großhandelspreise müssten *insgesamt* (also nicht lediglich nur für die Grenzkraftwerke, sondern für *alle* Anbieter) zuweilen über den Grenzkosten der letzten Einheit liegen, wäre offenkundig über das Ziel hinausgeschossen. Dadurch mag zwar das Fixkostenproblem der *Grenzkraftwerke* gelöst werden. Gleichzeitig führt es aber infolge der Einheitspreisbildung zu einer (möglicherweise erheblichen) Mehrbelastung der Nachfrager in Form eines Zusatzgewinns für alle *anderen* Kraftwerke, die in der Merit Order "günstiger" liegen.

Vor dem Hintergrund dieses "Kapitalkostenproblems" für Grenzkraftwerke wird verschiedentlich die Etablierung eines Kapazitätsmarktes propagiert¹⁴. Der Grundgedanke besteht darin, die Deckung der Fixkosten eines Kraftwerks von der börsenbasierten Preisfindung im Stromgroßhandelsmarkt zu entkoppeln. Der Kraftwerksbetreiber erhält nicht nur für seine Stromproduktion Geld (nämlich unverändert den jeweiligen Großhandelspreis), sondern auch für die Bereitstellung der Erzeugungskapazität. In ihrem Design erweisen sich derartige "Kapazitätsmärkte" als kom-

¹⁴ vgl. z.B. Joskow (2006), S. 15; Beispiel eines Kapazitätsmarktes ist der regionale Netzbetreiber ISO New England Inc. im Nordosten der USA (http://www.iso-ne.com/markets/othrmkts_data/fcm/index.html).

plex.¹⁵ Eine etwaige Schaffung solcher Märkte würde insoweit nicht nur besondere Sorgfalt in der Umsetzung erfordern, sondern auch hohe Anforderungen an das Personal der Bundesnetzagentur bei der Überwachung dieser Märkte stellen.

2.4. Kritik an Preisbildungsergebnissen der Strombörse EEX

Der Strompreisanstieg der letzten Jahre hatte unter anderem zur Folge, dass insbesondere die EEX-Strompreise, die faktisch als Referenzpreise für Stromlieferverträge dienen, in die Diskussion geraten sind. Vor allem wurden deren Robustheit und insoweit Eignung als Referenz infrage gestellt. Einen Höhepunkt erreichte die Diskussion Anfang 2007, als eine Folienpräsentation im Layout der EEX an die Öffentlichkeit gelangte, die vermutlich von einem ehemaligen Mitarbeiter¹⁶ der EEX und ohne deren Wissen erstellt und in Umlauf gebracht worden war. Darin wurde das Zustandekommen des EEX-Referenzpreises als das Ergebnis eines fragwürdigen, weil Insider-lastigen Prozesses dargestellt.¹⁷

Eine wesentliche Befürchtung von Verbraucherseite in den letzten Jahren bestand darin, dass durch gezielte Kapazitätszurückhaltung seitens der großen Stromerzeuger eine künstliche Angebotsverknappung herbeigeführt worden sein könnte und der Börsenpreis dadurch möglicherweise künstlich in die Höhe getrieben worden ist.¹⁸ Konkrete Hinweise auf eine solche Kapazitätszurückhaltung wurden erstmals im November 2007 durch einen Artikel in der Wochenzeitschrift *Der Spiegel* bekannt¹⁹, der eine Auswertung des Bundeskartellamts zu den Durchsuchungen im Mai 2006 u.a. bei E.ON publik machte. Den sichergestellten Unterlagen sei --so der Artikel-- zu entnehmen gewesen, dass E.ON den wirtschaftlichen Nutzen im Einzelnen kalkuliert (und niedergeschrieben) hatte und überdies offenbar aktiv eine Beeinflussung des Börsenpreises betrieben hat.

¹⁵ Der Ökonom Axel Ockenfels befürwortet Kapazitätsmärkte, da ein "klug gestalteter Kapazitätsmarkt" prinzipiell geeignet sei, sichere Stromversorgung zu gewährleisten, Preisbewegungen und Investitionsrisiken zu verringern sowie Marktmacht zu disziplinieren. Gleichzeitig aber warnt er vor einem unzureichenden Design: "Einige frühere Kapazitätsmärkte in anderen Ländern sind an ihrem schlechten Marktdesign gescheitert. Ein Kapazitätsmarkt etwa, der Versorgern bei Knappheit oder gar bei Stromausfällen Zahlungen als Investitionsbeihilfe verspricht, erreicht das Gegenteil von Versorgungssicherheit: Wer Kapazitätsengpässe und Stromausfälle belohnt, erzeugt sie auch", vgl. Ockenfels (2008b).

¹⁶ vgl. Financial Times Deutschland vom 27.2.2008, "Der Kurzschluss des Peter S."

¹⁷ vgl. Spiegel vom 12.3.2007, S. 76, <http://wissen.spiegel.de/wissen/dokument.html?id=50828229>.

¹⁸ vgl. Richmann und Loske (2006).

¹⁹ vgl. Spiegel vom 5.11.2007, S. 104, <http://wissen.spiegel.de/wissen/dokument.html?id=53513144>.

Ebendiese Vermutungen standen im Mittelpunkt eines unlängst im Wege einer "Verpflichtungszusage" von E.ON abgeschlossenen Verfahrens²⁰ der Europäischen Kommission. In der diesbezüglichen Kommissions-Entscheidung²¹ heißt es hierzu:

"Der vorläufigen Beurteilung der Kommission zufolge hat E.ON die Strategie verfolgt, verfügbare Erzeugungskapazitäten kurzfristig zurückzuhalten, um die Preise in die Höhe zu treiben."²²

Zur Dimension der Kapazitätszurückhaltung heißt es:

"Der Vorläufigen Beurteilung der Kommission zufolge besteht Grund zu der Annahme, dass zwischen 2002 und 2007 verfügbare Erzeugungskapazität über hunderte von Stunden, d.h. wiederholt und andauernd über mehrere Jahre, zurückgehalten worden sein könnte."²³

Im Hinblick auf die Auswirkungen einer kurzfristigen Kapazitätszurückhaltung am Spotmarkt auf die längerfristigen Märkten (Terminmärkte) weist die Kommission in ihrer Entscheidung darauf hin,

"dass der kurzfristige Effekt sich zu einem langfristigen Effekt entwickeln könnte, weil die langfristigen Märkte von den Trends der kurzfristigen Preise abhängen, was bedeutet, dass ein anhaltender Anstieg der kurzfristigen Preis an der EEX in Deutschland in ein bis drei Jahren zu einem Preisanstieg bei Terminprodukten führen könnte".²⁴

Die konkreten Ermittlungsergebnisse der Kommission, angesichts derer E.ON die Veräußerung eines Fünftels seiner Erzeugungskapazitäten angeboten hatte (vgl. nachfolgenden Abschnitt 2.7), sind jedoch öffentlich nicht bekannt. Infolge des von der Kommission angenommenen E.ON-Verpflichtungsangebotes ist faktisch ein Vergleich zustande gekommen mit der Folge, dass keine Entscheidung in der Sache ergehen wird. Insoweit ist auch nicht nachzuvollziehen oder konkret ermittelbar, welche *quantitativen* Auswirkungen die von der Kommission ermittelten Kapazitätszurückhaltungen auf das Strompreinsniveau dieser Jahre gehabt haben könnten.

²⁰ Grundlage ist Artikel 9 der Verordnung (EG) Nr. 1/2003.

²¹ vgl. Europäische Kommission (2008).

²² vgl. Europäische Kommission (2008), S. 10, Randziffer 36.

²³ vgl. Europäische Kommission (2008), S. 19, Randziffer 82.

²⁴ vgl. Europäische Kommission (2008), S. 10, Randziffer 38.

2.5. Strukturelle Preisüberhöhungstendenz bei Strombörsen ?

Neben der Beeinflussbarkeit des Börsenpreises durch *tatsächliche*, also physische Kapazitätszurückhaltung, besteht grundsätzlich auch die Gefahr einer so genannten *ökonomischen* Kapazitätszurückhaltung. Davon spricht man, wenn Anbieter ihre Börsengebote nicht an ihren jeweiligen Grenzkosten ausrichten, sondern teilweise oder insgesamt *höhere* Gebote machen. Das Ergebnis wäre, dass es zu einer "Anhebung" der Angebotskurve (Merit-Order) käme und infolgedessen zu einem insgesamt höheren Gleichgewichtspreis.

Forschungsergebnisse aus den USA²⁵ legen nahe, dass es an Strombörsen unter bestimmten Umständen zu einer besonderen Form der (anbieterübergreifenden) ökonomischen Kapazitätszurückhaltung kommen kann. Werden Auktionen in regelmäßigen Turnus durchgeführt (was generell auf Strombörsen zutrifft), dann kann es sein, dass sich im Zeitverlauf zwischen den Bietern eine stillschweigende Übereinkunft einstellt im Hinblick auf den zu bietenden Preis. Die bietenden Akteure "lernen" sozusagen das Bietverhalten der übrigen Teilnehmer und erkennen – ohne das hierfür eine ausdrückliche Absprache erforderlich wäre –, dass sie durch Aufschläge auf ihre Gebote (also ökonomische Zurückhaltung) Stück für Stück den sich einstellenden Gleichgewichtspreis anheben können.

Ob sich ein solcher "Überhöhungseffekt" in Anbetracht des konkreten Auktionsdesigns der Leipziger Strombörse möglich ist, bedarf einer gesonderten Untersuchung. Das von der EEX bei Axel Ockenfels (Universität Köln) zur Vorlage bei der sächsischen Börsenaufsicht in Auftrag gegebene Gutachten zu "Preisbildungsmechanismus im Auktionsverfahren für Stromstundenkontrakte an der EEX"²⁶ erörtert diesen konkreten Problembereich nicht. In dieser Hinsicht besteht insoweit besonderer Forschungsbedarf.

²⁵ vgl. Talukdar et al. (2005), dort insb. Kapitel 4, sowie Blumsack, Apt und Lave (2006) und Rassenti, Smith und Wilson (2003).

²⁶ vgl. Ockenfels et al. (2008a).

2.6. Lückenhafte Handelsaufsicht und unregelte Insiderproblematik

Ein als gravierend anzusehender Schwachpunkt des gegenwärtigen börsenbasierten Stromhandels ist die unzureichende Aufsicht über das Marktgeschehen. Denn während das Wertpapierhandelsgesetz das Börsengeschehen in Bezug auf Wertpapierhandel umfassend regelt und klare Verbotsvorschriften enthält, fehlen für den Stromspothandel *jegliche* Verbote in Bezug auf Insiderhandel. Insbesondere bestehen --anders als beispielsweise in Skandinavien--²⁷ keinerlei ad-hoc-Pflichten für die Börsenteilnehmer, geplante oder ungeplante Kraftwerksausfälle unverzüglich der Börse bekannt zu geben und mithin öffentlich zu machen.

Die Leipziger Strombörse European Energy Exchange (EEX) unterliegt der Börsenaufsicht durch das Sächsische Wirtschaftsministerium. Mangels eines gesetzlichen Insiderverbots hat die Börsenaufsicht aber keine rechtliche Handhabe, bei entsprechendem Verdacht Ermittlungen aufzunehmen. Demzufolge erstreckt sich auch die Aufsichtstätigkeit der bei der Börse angesiedelten Handelsüberwachungsstelle, deren Aufgaben nach § 7 Abs. 1 Börsengesetz die systematische und lückenlos Erfassung und Auswertung der Daten über den Börsenhandel und die Börsengeschäftsabwicklung umfassen, nicht auf etwaige Insidersachverhalte.

Im Aktienmarkt gibt es keine derartige Lücke. Nach § 14 Wertpapierhandelsgesetz sind (dort) Insidergeschäfte ausdrücklich verboten.²⁸ Für die Überwachung der Einhaltung ist die Bafin zuständig, bei der die Bereiche "Insiderüberwachung" und "Überwachung von Marktmanipulation" jeweils von eigenen Referaten abgedeckt werden. Eine Behörde, die sich mit möglicher Marktmanipulation im Strommarkt beschäftigt, gibt es bislang nicht. Ob das Bundeskartellamt dazu imstande wäre, ist angesichts fehlender Präzedenzfälle zumindest zweifelhaft.

Insoweit bleiben auch die Interdependenzen von Strom- und Gasgroßhandelsmarkt mit anderen Märkten wie beispielsweise den CO₂-Zertifikate-, Öl- oder Kohlemärkten

²⁷ Im skandinavischen Strommarkt "Nord Pool" ist Insiderhandel ausdrücklich untersagt, vgl. Europäische Kommission (2007), S. 194f, Randziffer 587.

²⁸ Eine Darstellung der kapitalmarktrechtlichen Sicht auf diese Problematik bietet ein im Auftrag des sächsischen Wirtschaftsministerium (gleichzeitig Börsenaufsichtsbehörde der EEX) erstelltes Gutachten, vgl. White & Case / NERA (2007).

ten und die unter Umständen resultierende erhöhte Anfälligkeit für Preismanipulation ohne staatliche Aufsicht. Dieses Aufsichtsdefizit ist besonders bedenklich im Hinblick auf die unstreitige Signalwirkung der CO₂ Zertifikatspreise auf die Strompreise der nächsten Jahre: Eine Manipulation der CO₂-Preise hätte unmittelbare Auswirkungen auf die Strompreise am Terminmarkt.

Die Bund-Länder-Arbeitsgruppe "Verbesserung der Markttransparenz im Stromgroßhandel / Strompreisbildung an der EEX", hat dieses Defizit im Oktober 2007 zwar festgestellt, indem sie ausdrücklich darauf hinweist, dass "[i]m Spotmarkt an Waren- bzw. Strombörsen (...) keine Vorschriften zur Sanktionierung von Insidergeschäften [existieren]".²⁹ Gleichzeitig wurde den Wirtschaftsministern der Länder aber empfohlen, die erkannten Probleme nicht auf nationaler Ebene anzugehen, da eine "Abstimmung eines entsprechenden Vorschlags auf europäischer Ebene vorzugswürdig"³⁰ sei. Beschlossen hat die Wirtschaftsministerkonferenz im November 2007 schließlich, die Bundesregierung aufzufordern, "so schnell wie möglich" für die "die Erweiterung der Vorschriften zur Sanktionierung von Insidergeschäften sowie die Einführung gesetzlicher Melde- bzw. Veröffentlichungspflichten der Handelsteilnehmer für ihre nicht über die Börse abgewickelten Geschäfte" zu sorgen.³¹

Auf europäischer Ebene existieren von Seiten der Kommission jedoch bislang keine Vorschläge über einheitliche Regeln zur Bekämpfung von Marktmanipulation und Insidergeschäften auf den Energiemärkten. Zwar haben die europäischen Energie- und Finanzmarkt-Regulierungsbehörden auf Initiative der Kommission jüngst ein Konsultationsverfahren durchgeführt und im Oktober 2008 konkrete Vorschläge zur Schaffung eines einheitlichen "*market abuse framework for energy markets*" unterbreitet.³² Angesichts des bevorstehenden Endes der europäischen Legislaturperiode (Mitte 2009) ist eine verbindliche Umsetzung eines solchen Rahmens in europäisches Recht jedoch in weiter Ferne.

²⁹ vgl. Bund-Länder-Arbeitsgruppe (2007), S. 29: "Im Spotmarkt an Waren- bzw. Strombörsen existieren hingegen keine Vorschriften zur Sanktionierung von Insidergeschäften".

³⁰ ebenda.

³¹ vgl. Wirtschaftsministerkonferenz (2007): Beschluss zu Punkt 5.2 der Tagesordnung ("Verbesserung der Markttransparenz im Stromgroßhandel auch auf europäischer Ebene / Strompreisbildung an der EEX").

³² Die Vorschläge finden sich in dem Abschlussdokument der gemeinsamen Konsultation von European Regulators' Group for Electricity and Gas (ERGEG) und Committee of European Securities Regulators (CESR) vom 1.10.2008, vgl. ERGEG (2008a).

Die einzige nationale Gesetzesinitiative im Hinblick auf eine Verbesserung der Überwachung des Strom- und Gashandels --eine Ergänzung von § 7 Abs. 1 Börsengesetz³³ -- greift indes zu kurz, weil darin weder das fehlende Insiderverbot noch die fehlenden ad-hoc-Publizitätsregeln adressiert sind. Statt dessen sieht der Regierungsentwurf lediglich vor, dass die gesetzlich definierten Aufgaben der Handelsüberwachungsstelle sich nicht bloß auf den an der Börse ausgeführten Handel erstrecken sollen, sondern auch auf jene außerbörslichen Handelsgeschäfte, die nicht über die Börse geschlossen werden, sondern dort (nur) abgewickelt werden. Außerbörsliche Geschäfte, die *nicht* über die EEX abgewickelt werden, entziehen sich mithin weiter einer Aufsicht.

In Anbetracht der Bedeutung des Börsenpreises für das allgemeine Strompreisniveau in Deutschland muss dieses Fazit zu der Insiderproblematik und die bislang unterbliebenen gesetzgeberischen Initiative alarmieren. Ein einfaches Zahlenbeispiel reicht aus, um die volkswirtschaftliche Tragweite verzerrter Preise zu veranschaulichen: Würde infolge von Insideraktivität und / oder Marktmanipulation der Börsenpreis auch um nur 1% (= knapp 1 Euro/MWh bezogen auf die Forwardpreise 2009 am 1.10.2008³⁴) steigen, so hat dies auf den deutschen Jahresgesamtverbrauch (ca. 500 TWh) hochgerechnet bereits Mehrkosten in Höhe von 0,5 Milliarden Euro pro Jahr zur Folge. Mit anderen Worten: Jeder Prozentpunkt Überhöhung des Börsenpreises führt (jeweils) zu 500 Mio. Euro Mehrkosten für Stromverbraucher.

2.7. Maßnahmen der Europäischen Kommission (E.ON-Kraftwerksverkauf)

Die europäische Kommission führt derzeit gegen marktbeherrschende europäische Strom- und Gasversorgungsunternehmen eine Reihe von Verfahren, die verschiedene kartellrechtswidrige Verhaltensweisen zum Gegenstand haben. Entsprechend der Ergebnisse ihrer Sektoruntersuchung³⁵ ist die Kommission vor allem bestrebt, strukturelle Veränderungen in den Strom- und Gasmärkten herbeizuführen. Dies soll

³³ vgl. Regierungsentwurf vom 13.10.2008 zur Änderung des Börsengesetzes, Deutscher Bundestag, Drucksache 16/10536.

³⁴ Notierungen am 1.10.2008: Phelix Baseload Year Future, Cal-09: 78 Euro/MWh; Phelix Peakload Year Future, Cal-09: 111 Euro/MWh.

³⁵ vgl. Europäische Kommission (2007).

zum Einen durch die Entflechtungsvorschläge im dritten Richtlinienpaket geschehen, zum Anderen durch die laufenden Kartellverfahren. Die Kommission ist bestrebt, diese Verfahren mit der Durchsetzung struktureller Auflagen abzuschließen. Dies zeigt sich aktuell in den Verfahren gegen E.ON³⁶ und RWE³⁷.

Neben dem in Abschnitt 3.2.2 dargestellten Verfahren gegen E.ON wegen möglicher Kartellrechtsverstöße im Bereich Regelenergie, richtete sich ein weiteres Verfahren der Kommission gegen das Verhalten von E.ON im Stromgroßhandelsmarkt. In ihrer Entscheidung vom 26.11.2008³⁸ brachte die Kommission Ihre Vermutung zum Ausdruck, dass E.ON durch die Zurückhaltung von verfügbaren Erzeugungskapazitäten seine marktbeherrschende Stellung auf dem deutschen Elektrizitätsgroßhandelsmarkt missbräuchlich ausgenutzt habe. Die Vorwürfe betrafen im Kern zwei Punkte:

- *Kapazitätzurückhaltung*: E.ON habe möglicherweise den von bestimmten Kraftwerken erzeugten und damit verfügbaren und potenziell gewinnbringenden Strom absichtlich nicht zum Kauf angeboten, um die Strompreise zum Nachteil der Verbraucher in die Höhe zu treiben (vgl. Abschnitt 2.3 oben);
- *Marktabschottung*: E.ON habe seine beherrschende Stellung auf dem Stromgroßhandelsmarkt möglicherweise missbraucht, indem das Unternehmen Dritte von Neuinvestitionen in die Stromerzeugung abgehalten hat. Dazu heißt es in der Kommissions-Entscheidung vom 26.11.2008:

"In ihrer vorläufigen Beurteilung kam die Kommission zu dem Schluss, dass E.ON eine solche Strategie plante und erfolgreich umsetzte."³⁹

E.ON hat sich vor diesem Hintergrund und zeitgleich mit dem Verpflichtungsangebot zur Veräußerung des Stromübertragungsnetzes verpflichtet, als Gegenleistung für eine Verfahrenseinstellung Kraftwerkskapazitäten in Höhe von 4.800 MW zu veräußern. Die Erzeugungskapazitäten setzen sich zusammen aus einzelnen Kraft-

³⁶ vgl. GD Wettbewerb, Fälle COMP/39.388 und COMP/39.389, http://ec.europa.eu/competition/antitrust/cases/index/by_nr_78.html#i39_388 bzw. http://ec.europa.eu/competition/antitrust/cases/index/by_nr_78.html#i39_389.

³⁷ vgl. GD Wettbewerb, Fall COMP/39.402, http://ec.europa.eu/competition/antitrust/cases/index/by_nr_78.html#i39_402.

³⁸ vgl. Europäische Kommission (2008).

³⁹ vgl. Europäische Kommission (2008), S. 11, Randziffer 43;

werken, Kraftwerksanteilen sowie Bezugsrechten.⁴⁰ Insgesamt handelt es sich um ca. ein Fünftel der derzeit in Deutschland installierten E.ON-Erzeugungskapazitäten.

Im Einzelnen sieht das von der Kommission im November 2008 angenommene Verpflichtungsangebot vor, dass E.ON seine angebotenen Kapazitäten an einen oder mehrerer Käufer veräußern kann, die ihrerseits --analog zu den Bedingungen des Übertragungsnetz-Erwerbers-- folgende Bedingungen erfüllen müssen:

- Der Käufer muss von E.ON oder einem mit E.ON verbundenen Unternehmen unabhängig sein;
- Der Käufer muss ferner die Finanzkraft, die erwiesene Expertise und den Anreiz haben, die zu erwerbenden Erzeugungsanlagen als lebensfähiges ("viable") Geschäft zu betreiben ("maintain") und zu entwickeln;
- Der Käufer darf außerdem in der Einschätzung der Kommission *prima facie* keine wettbewerbsrechtliche Besorgnis auslösen;

Die in Rede stehenden Erzeugungskapazitäten kann E.ON alternativ auch im Wege einer "Swap-Transaktion" abgeben. Dabei würden Teile oder die Gesamtheit der 4.800 MW gegen Erzeugungskapazitäten eines ausländischen Erzeugers in gleicher oder ähnlicher Höhe außerhalb Deutschlands eingetauscht.

Wichtig anzumerken ist hinsichtlich der zum Verkauf stehenden 4.800 MW ferner, dass es sich bei der Mehrzahl der angebotenen Erzeugungskapazitäten um Kraftwerksbeteiligungen handelt, die E.ON derzeit mit anderen Unternehmen (darunter RWE, EnBW, Vattenfall) gemeinsam hält.⁴¹

Bewertend lässt sich sagen, dass die letzten beiden Punkte es wahrscheinlich machen, dass sich die wettbewerbliche und insbesondere preisliche Wirkung dieser Auflagen in Grenzen halten wird. Kommt es (lediglich) zu einem grenzüberschreitenden Austausch von Erzeugungskapazitäten, birgt dies die Gefahr, dass die Wettbewerbsbereitschaft in den jeweiligen Märkten von vorneherein gedämpft ist. Auch

⁴⁰ vgl. Verpflichtungsangebot der E.ON AG, Abschnitt "Schedule 1" (zusammenfassende Auflistung) bzw. "Schedule 3" (Beschreibung der Erzeugungskapazitäten im Einzelnen), vgl. Europäische Kommission (2008), Anlage zur englischen Fassung.

⁴¹ vgl. zusammenfassende Darstellung der angebotenen Erzeugungskapazitäten: http://www.eon.com/en/downloads/ZB_I_2008_Charts_Dr.Bernotat.pdf, Folien 5 und 6.

die Tatsache, dass der Erwerber der E.ON-Erzeugungskapazitäten in einer Mehrzahl der Anlagen nicht alleiniger Betreiber der jeweiligen Anlagen ist, sondern in eine bestehende Betriebsgesellschaft mit anderen (etablierten) Stromproduzenten eintritt, ist geeignet, von vorneherein den wettbewerblichen Spielraum einzuschränken. Der Industrieverbraucherverband VIK hat die vorgeschlagenen Auflagen dahingehend kritisiert, dass insbesondere die Swap-Transaktion einem "Nicht-Angriffspakt" der betreffenden Erzeuger Vorschub leisten könnte.⁴²

Alles in allem ist es nicht sehr wahrscheinlich, dass die Abspaltung der Erzeugungskapazitäten einen spürbaren Effekt auf das Preisniveau haben werden.

2.8. Maßnahmen des Bundeskartellamts (RWE-Stromauktion)

Die mögliche Wirkung einer Abspaltung von Kraftwerkskapazitäten eines (derzeit) marktbeherrschenden Erzeugungsunternehmens kann an dem Beispiel der jüngsten RWE-Stromauktionen veranschaulicht werden. Hintergrund dieser Stromauktionen ist die Verpflichtung von RWE vom September 2007 gegenüber dem Bundeskartellamt, im Gegenzug für die Einstellung des so genannten "CO₂-Verfahrens"⁴³ über vier Jahre hinweg eine Strommenge, die auf einer Leistung von insgesamt 1.600 MW basiert, an interessierte Industriekunden zu versteigern.

Entgegen der ausdrücklichen Erwartung des Bundeskartellamts, wonach das jeweilige Auktionsergebnis deutlich unter dem EEX-Preis liegen würde⁴⁴, lagen die Auktionsergebnisse der ersten Auktionen tatsächlich jedoch nahezu exakt bei den jeweiligen EEX-Tagespreisen. In der nachfolgenden Tabelle sind die Ergebnisse der ersten vier Auktionen dargelegt:

⁴² vgl. VIK-Pressemitteilung vom 24.7.2008 ("E.ON-Verpflichtungszusagen sind völlig unzureichend!"), http://www.vik.de/index.php?id=71&backPID=71&tt_news=156.

⁴³ <http://www.bundeskartellamt.de/wDeutsch/download/pdf/Kartell/Kartell07/B8-88-05-2.pdf>.

⁴⁴ so im Beschluss zur Annahme der RWE-Verpflichtungszusagen, Rz.13, S.8: "Anders als der bne und auch der VIK meinen, wird die Auktion jedoch nicht zum gleichen wirtschaftlichen Ergebnis für die Betroffene führen, wie der herkömmliche Verkauf. Hier deutet nämlich eine Reihe von verschiedenen Aspekten auf ein hinreichendes Delta zwischen dem Auktionsergebnis und dem Preisniveau anderweitiger Beschaffungsquellen der teilnehmenden Industriekunden, insbesondere dem Großhandelsmarktpreis für Baseload-Produkte am Handelsplatz EEX hin."

Ergebnisse RWE-Auktion (Baseload Produkt)

		1. Auktion	2. Auktion	3. Auktion	4. Auktion
		13.02.08	15.05.08	13.08.08	15.10.08
RWE-Auktion	€/MWh	60,94	69,25	78,70	73,35
EEX Preis	€/MWh	62,40	69,90	79,30	74,15
Differenz	€/MWh	-1,46	-0,65	-0,60	-0,80
	%	-2,34%	-0,93%	-0,76%	-1,08%

Quelle: Pressemitteilungen RWE, Presseberichte

Aus der Tabelle wird ersichtlich, dass RWE bislang keinen nennenswerten wirtschaftlichen Nachteil aus den Auktionen hatte⁴⁵. Trotz des vom Bundeskartellamt vermuteten Preismisbrauchs ist demnach eine wettbewerbliche Kompensationswirkung der RWE-Verpflichtungszusage faktisch ausgeblieben.

Interessant sind die realisierten Preise der RWE-Auktionen auch vor einem anderen Hintergrund: Sie sind ein starkes Indiz dafür, dass eine *Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken* --ceteris paribus-- ohne spürbare Wirkungen auf den Stromgroßhandelspreis bliebe. Denn bei der im deutschen Markt wirksamen börsenbasierten Einheitspreisbildung ist stets (und ausschließlich) der Schnittpunkt der börslichen Angebots- und Nachfragekurven Preis bestimmend. Die Tatsache, dass die spezifischen Erzeugungskosten der Kernkraftwerke (in €/ MWh) deutlich unter den Baseload-Preisen der Börse liegen, bleibt insoweit ohne Auswirkung auf die Preisbildung an der Börse.

⁴⁵ so auch unmittelbar die Marktsicht nach der ersten Auktion, vgl. Handelsblatt vom 15.2.2008: "RWE profitiert von Auflagen des Kartellamtes".

2.9. Die Kopplung der Endkundenpreise an Börsenpreise aus kartellrechtlicher Sicht

Die Börsenpreisbindung der Endkundenpreise ist aus kartellrechtlicher Perspektive bedeutsam, soweit marktbeherrschende Unternehmen zu den Lieferanten zählen. Dies trifft auf E.ON und RWE zu⁴⁶. Für marktbeherrschende Unternehmen gilt gemäß § 19 GWB sowie § 29 GWB, dass es ihnen untersagt ist, von ihren Kunden Preise zu fordern, die sich ihrer Höhe nach im Wettbewerb nicht einstellen würden. Zu fragen ist somit, ob die beobachteten Endverbraucher-Strompreise, die sich der Höhe und Entwicklung nach an den EEX-Börsenpreisen orientieren, das Ergebnis eines wirksamen Wettbewerbs sind. Ist dies zu verneinen, stellt sich die Frage nach den insoweit "wettbewerbsanalogen" Preisen.

(Es sei hier angemerkt, dass eine derartige Prüfung kartellrechtlich komplex ist, da es nicht lediglich um die Betrachtung nur *eines* sachlichen Marktes geht, sondern um die (verknüpfte) Betrachtung *dreier* Märkte: Den Stromgroßhandelsmarkt (Erzeugungsstufe) einerseits und die beiden Märkte für die Belieferung (a) von großen Gewerbe- und Industriekunden (Distributionsstufe) und (b) von Haushalts- und Gewerbekunden (Endkundenstufe) andererseits. Eine solche "verknüpfte" Marktabgrenzung ist kartellrechtlich unabdingbar; sie würde vorliegend aber den Rahmen dieses Papiers sprengen. Insoweit soll hier lediglich der Kerngedanke zur Wettbewerbskonformität indexierter Endpreise dargelegt werden.)

Eine notwendige Voraussetzung für wirksamen Wettbewerb ist, dass potentielle Wettbewerber die Möglichkeit eines ungehinderten Marktzutritts haben. Ein solcher ungehinderter Marktzutritt ist jedoch in zweierlei Hinsicht für den Stromgroßhandelsmarkt zu bezweifeln:

- *Erstens* besteht bereits eine Markteintrittsbarriere darin, dass der Marktzutritt aufgrund der mehrjährigen Planungs-, Genehmigungs- und Errichtungsphasen eines Kraftwerksprojekts stets nur mit deutlichem Zeitverzug möglich. Infolgedessen ist es potentiellen Wettbewerbern allenfalls mittelfristig

⁴⁶ vgl. Bundesgerichtshof (2008), Randziffer 10.

möglich, Produktionskapazitäten zu etablieren und mit den bestehenden Lieferanten in Wettbewerb zu treten.

- *Zweitens* bleibt potentiellen Wettbewerbern der Bau bestimmter Kraftwerkstypen von vorneherein aus rechtlichen Gründen (Kernkraft) sowie aus Gründen eines unzureichenden Brennstoffzugangs (fehlende Konzessionen für Braunkohleabbau⁴⁷) verschlossen. Da jedoch die Grenzkosten der Stromproduktion aus Kernkraftwerken und Braunkohlekraftwerke geringer sind als die Grenzkosten der Produktion aus Steinkohlekraftwerken und Gaskraftwerken, haben potentielle Wettbewerber von E.ON und RWE stets und unvermeidlich eine ungünstigere Kostenstruktur.

Bei näherer Betrachtung ergibt sich also, dass ein bestimmtes Marktsegment faktisch dem Zutritt von Wettbewerbern entzogen ist. Dieses Marktsegment ist --im ökonomischen Sprachgebrauch-- *nicht bestreitbar*. Ist dies aber der Fall, gewinnt dieses Marktsegment sowohl praktisch als auch kartellrechtlich monopolartige Eigenschaften, da nachstoßender Wettbewerb von Seiten Dritter ausgeschlossen ist.

In der Logik der Preisbildung im Stromgroßhandelsmarkt ließe sich somit argumentieren, dass der wettbewerbsanaloge Preis *für dieses Segment* des Erzeugungsmarktes am ehesten den Grenzkosten der zusammengenommenen Produktion aus Kernkraftwerken und Braunkohlekraftwerken entspräche. Im Hinblick auf die Endpreise der Kunden der marktbeherrschenden Lieferanten E.ON und RWE⁴⁸ könnte demnach eine Annäherung an den missbrauchsfreien, also wettbewerbsanalogen Preis darin bestehen, einen entsprechenden Mittelwert aus einerseits den Grenzkosten der Erzeugung insgesamt und andererseits den Grenzkosten (lediglich) der Kernkraft- und Braunkohlekraftwerke zu bilden. Auf diese Weise wäre gewährleistet, dass das faktisch abgeschottete Marktsegment der Erzeugung aus Kern- und Braunkohlekraftwerken nicht zu einer missbräuchlichen Überhöhung der Endpreise beiträgt.

⁴⁷ Wegen des vergleichsweise geringen Brennwertes von Braunkohle ist --im Gegensatz zu Steinkohle-- deren Transport über weite Strecken unwirtschaftlich, so dass die Förderung von Braunkohle stets kraftwerksnah geschehen muss. Aufgrund fehlender Konzessionen für Braunkohleabbau ist potentiellen Wettbewerbern in Deutschland jedoch der Abbau und somit die Nutzung dieses Brennstoffes für die Stromerzeugung nicht möglich.

⁴⁸ vgl. Oberlandesgericht Düsseldorf, Beschluss vom 6.6.2007, VI-2 Kart 7/04 (V), veröffentlicht in: WuW/E DE-R 2094 sowie zuletzt Bundesgerichtshof (2008).

Im Hinblick auf eine kartellrechtliche Überprüfung der Kopplung der Endverbraucherpreise an den Börsenpreis ist anzumerken, dass eine solche Prüfung in einem gewissen Spannungsverhältnis zu dem (grundsätzlich zu befürwortenden) System einer grenzkostenorientierten Strompreisbildung stünde. In wettbewerblicher Hinsicht besteht für eine Kartellbehörde insoweit ein Dilemma: Kommt sie zu dem Ergebnis, dass die Endverbraucherpreise eines marktbeherrschenden Lieferanten der Höhe nach *nicht* an EEX-Börsenpreise gekoppelt werden dürfen und diese Endpreise infolgedessen abzusenken sind, so kann dies wettbewerblich negative Folgen haben. Ist nämlich Wettbewerbern --anders als dem oder den marktbeherrschenden Lieferanten-- der Zugang zu bestimmten, günstigen Stromerzeugungskapazitäten versperrt (Braunkohle und Kernkraft), werden Wettbewerber einen solchen kartellbehördlich verfügbaren Preis möglicherweise nicht abbilden können. Das Ergebnis könnte sein, dass sie sich in ihrer Marktposition gegenüber dem oder den marktbeherrschenden Unternehmen geschwächt sähen.

Wettbewerbspolitisch gesehen handelt es sich bei diesem Dilemma auch um eine "Altlast", da beim Design der Liberalisierung in 1998 und in den Jahren danach die Ursachen für die heutige Situation nicht oder nur unzureichend adressiert worden sind. Dies betrifft sowohl die andauernde Marktbeherrschung des Stromgroßhandelmarktes durch E.ON und RWE⁴⁹ als auch den sich seit 1998 vollziehenden Übergang von einer *Durchschnittskosten*-basierten Preisbildung (kennzeichnend für Monopolmärkte) hin zu einer *Grenzkosten*-basierten Preisbildung (kennzeichnend für wettbewerblich geprägte Märkte.).

⁴⁹ vgl. Bundesgerichtshof (2008), S. 11, Randziffern 24 u. 25, wonach E.ON und RWE auf dem Markt für den Erstabsatz von in Deutschland erzeugtem oder nach Deutschland importiertem Strom ein marktbeherrschendes Duopol bilden.

2.10. Fazit

Für eine kritische Würdigung der Preisbildung im Strommarkt ist es erforderlich, zwischen dem grundsätzlichen Mechanismus der Preisbildung einerseits und der Umsetzung und der Überwachung dieses Mechanismus andererseits zu unterscheiden. In der öffentlichen Diskussion geschieht dies nur unzureichend.

Bei näherer Betrachtung zeigt sich, dass aus theoretischer Sicht gegen den grundsätzlichen Mechanismus der grenzkostenbasierten Preisbildung an der Strombörse wenig einzuwenden ist. Im Gegenteil: Dieser Mechanismus stellt -- in die Zukunft gerichtet -- ein wesentliches Element für funktionsfähigen Wettbewerb im Stromgroßhandelsmarkt dar.

Gleichzeitig jedoch unterliegen dieser Mechanismus und das entsprechende Handeln der Akteure einer unzureichenden Aufsicht. Infolgedessen kann bislang nicht ausgeschlossen werden, dass die beobachteten Preissteigerungen der letzten Jahre nicht auch das Ergebnis von missbräuchlicher Ausnutzung marktbeherrschender Stellung(en) und/oder Marktmanipulation waren. Das Verfahren der Kommission gegen E.ON in Sachen Kapazitätszurückhaltung ist ein starkes Indiz dafür, dass es kartellrechtswidriges Verhalten und möglicherweise Marktmanipulation gegeben hat.

Angesichts der inzwischen überragenden Bedeutung des Börsenpreises für die Bestimmung der Endkunden-Strompreise wäre es deswegen vordringlich, sowohl die identifizierten Gesetzeslücken (siehe Abschnitt 2.6) zu schließen, als auch für eine hinreichend starke und handlungsfähige behördliche Aufsicht zu sorgen.

Überdies erscheint im Falle marktbeherrschender Unternehmen eine kartellrechtliche Prüfung der Kopplung des Stromendpreises an den Börsenpreis geboten. Hintergrund ist, dass ein wesentliches Segment des Stromgroßhandelsmarktes (Erzeugung aus Braunkohle- und Atomkraftwerken) dauerhaft dem Marktzutritt Dritter verschlossen ist (siehe Abschnitt 2.9). Wirksamer Wettbewerb in diesem *Segment* ist so gut wie ausgeschlossen.

3. Perspektive Netz AG

Die Perspektive einer Zusammenführung der deutschen Stromübertragungsnetze in einer deutschlandweiten Stromnetzgesellschaft ("Netz AG") hat das Potenzial, eine der wichtigsten Weichenstellungen für die weitere Entwicklung des deutschen Strommarktes zu werden. Voraussetzung hierfür ist aber, dass eine solche Netz AG von wirtschaftlichen Interessen im Erzeugungs- und Vertriebsbereich *tatsächlich* unabhängig ist.

Die Herausforderungen an die Fortentwicklung des Übertragungsnetzes sind sowohl in räumlich-kapazitiver Hinsicht als auch im Hinblick auf künftige Funktionen des Stromnetzes erheblich. Die bevorstehende Veräußerung des Übertragungsnetzes der E.ON AG infolge des Kartellverfahrens der Kommission stellt insoweit eine ebenso einzigartige wie unverhoffte Chance dar, einen Paradigmenwechsel beim Betrieb des Übertragungsnetzes herbeizuführen.

Dieser Abschnitt beleuchtet verschiedene regulatorische Aspekte der "Perspektive Netz AG", unter anderem Investitionsanreize, und skizziert zwei Ideen: Die Schaffung eines "Markt Monitoring" sowie die Gründung eines Expertenkreises "Transportnetz 2020", beides um den absehbaren Paradigmenwechsel beim Übertragungsnetz zu forcieren.

3.1. Stand der Diskussion⁵⁰

Die aktuelle Diskussion um die Schaffung einer Netz AG nahm ihren Ausgang Anfang 2008, nachdem bekannt geworden war, dass E.ON die Veräußerung seines Stromübertragungsnetzes beabsichtigte. Ende Juli 2008 gab zudem auch Vattenfall offiziell bekannt, dass es sein deutsches Stromübertragungsnetz veräußern wolle.⁵¹ Während sich E.ON und Vattenfall gegenüber einer Netz AG aufgeschlossen ge-

⁵⁰ März 2009

⁵¹ vgl. Vattenfall-Pressemitteilung vom 25.7.2008 ("Vattenfall Europe spricht potenzielle Investoren für sein Höchstspannungsnetz an").

zeigt haben, lehnen EnBW und RWE eine Veräußerung ihrer Netze ab⁵². RWE bot indes an, die Systemführerschaft für das Übertragungsnetzes zu übernehmen.⁵³ Im Falle von EnBW hat die ablehnende Haltung nicht zuletzt regionalpolitische Hintergründe: Als kleinster Übertragungsnetzbetreiber fernab von den derzeit neuralgischen Netzteilen (Offshore-Anbindungen, Engpässe zwischen den Regelzonen von Vattenfall und E.ON) besteht die Befürchtung, in einer deutschlandweiten Netz AG als Region aus dem Blick zu geraten.⁵⁴

Die Bundesregierung machte ihrerseits im Januar 2009 deutlich, dass eine deutsche Gesellschaft für die Stromnetze nicht nur wünschenswert, sondern deren Zustandekommen gar "im nationalen Interesse" sei.⁵⁵ Unterstrichen hat dies im Februar 2009 die Bundeskanzlerin. Die Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien erfordere, dass eine "veränderte Netzstruktur geschaffen werden [muss]."⁵⁶ Es bedürfe einer "deutschen Netzagentur" für die Übertragungsnetze: "Wir müssen daran jetzt sehr intensiv arbeiten, weil nur dann wieder Investitionssicherheit geschaffen werden kann, wenn eine solche Agentur besteht."⁵⁷

Auch die Bundesnetzagentur hat die mögliche Etablierung einer Netz AG ausdrücklich befürwortet und insbesondere auf die wirtschaftlichen Vorteile der Zusammenführung der vier bestehenden Regelzonen zu einer nationalen Regelzone hingewiesen.⁵⁸ Im Einzelnen sieht sie Einsparpotenzial durch die Vermeidung des "gegeneinander Regeln" des jeweiligen Regelenergiebedarfs und die generelle Verringerung des Regelleistungsbedarfs. Auch der Stromhandel würde erleichtert, da Stromhänd-

⁵² vgl. Westdeutschen Allgemeinen vom 14.10.2008, Interview mit dem EnBW-Vorstandsvorsitzenden Hans-Peter Villis ("Wir wollen nicht verkaufen"), sowie Financial Times Deutschland (online) vom 25.9.2008, <http://www.ftd.de/politik/deutschland/418339.html>.

⁵³ vgl. RWE-Pressemitteilung vom 10.07.2008, <http://www.rwe.com/generator.aspx/presse/language=de/id=76858?pmid=4002273>.

⁵⁴ vgl. Wirtschaftswoche vom 3.5.2008, Interview mit Hans-Peter Villis, EnBW: "Bei einer Deutschen Netz AG würde man sich immer um die Frage streiten, wo Netze ausgebaut oder modernisiert werden. Die Kommunen legen großen Wert darauf, die Netze als ihren Standortvorteil zu erhalten. Und die Kommunen sind sowohl unsere Aktionäre als auch unsere Kunden."

⁵⁵ vgl. Kredit- und Bürgschaftsprogramm der Bundesregierung ("Konjunkturpaket 2"), Förderung von Investitionen, Innovation und Nachfrage in der Wirtschaft, Beschluss Ziffer 6 (<http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Wirtschaft/Konjunktur/konjunkturpaket-2.did=287864.html>).

⁵⁶ vgl. Statement der Bundeskanzlerin bei der 7. Klausurtagung Energie- und Umweltpolitik des CDU-Wirtschaftsrates am 13.2.2009 (http://www.wirtschaftsrat.de/externdata/energieklausurtagung_2009/statement_bk_merkel.pdf).

⁵⁷ ebenda.

⁵⁸ vgl. Pressemitteilung und dazugehöriger Sprechzettel von Matthias Kurth zur Pressekonferenz am 7.7.2008 (http://www.bundesnetzagentur.de/enid/Presse/Pressemitteilungen_d2.html#Energiebereich_-_Anreizregulierung).

ler nicht mehr mit allen vier Regelzonenbetreibern separat Verträge abschließen müssten, sondern nur noch mit einem Regelzonenbetreiber. Bei der Abschätzung des Einsparpotenzials geht die Bundesnetzagentur davon aus, dass sich diese auf "dreistellige Millionenbeträge"⁵⁹ belaufen würden.

3.2. Fortbestehende Interessenkonflikte

3.2.1. Grundsätzliche Logik der Interessenkonflikte bei vertikal integrierten Übertragungsnetzbetreibern

Die öffentliche Diskussion in Deutschland um das dritte Richtlinienpaket der europäischen Kommission ist geprägt vom Widerstand gegen ein *eigentumsrechtliches* Unbundling des Übertragungsnetzes von den übrigen Wertschöpfungsstufen im Strommarkt. Angesichts der durch Netzbetreiber umzusetzenden Unbundling-Vorschriften aus dem 2005 in Kraft getretenen Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) wird die grundsätzliche Erforderlichkeit einer weiteren Verschärfung in Abrede gestellt.

Wenig diskutiert wurden und werden indessen die auch bei einer Entflechtung nach EnWG 2005 fortbestehenden Interessenkonflikte, denen sich ein vertikal integrierter Netzbetreiber unverändert gegenüber sieht. Diese Interessenkonflikte betreffen die folgenden Sachverhalte:

⁵⁹ ebenda.

Aufgaben und Interessenkonflikte vertikal integrierter Übertragungsnetzbetreiber

einerseits andererseits
<ul style="list-style-type: none"> • Bedarfsgerechter Ausbau von Kuppelkapazitäten 	Berücksichtigung von Stromhandelsinteressen der verbundenen Erzeugungsgesellschaften: Zusätzliche Kuppelkapazitäten können Knappheiten entschärfen und mithin Erlös aus Erzeugung reduzieren;
<ul style="list-style-type: none"> • Diskriminierungsfreier Anschluss von Kraftwerken 	Minimierung des Verlustes von Marktanteilen ⁶⁰ der Kraftwerksschwestergesellschaften (<i>KraftNAV erschwert die Diskriminierung, eliminiert aber nicht den Anreiz</i>);
<ul style="list-style-type: none"> • Ausbau des Netzes für den Abtransport von Windenergie 	Ebenfalls: Anreiz zur Minimierung des Verlustes von Marktanteilen im Erzeugungsbereich;
<ul style="list-style-type: none"> • Kostenminimierendes Design der Regelenergiemärkte und der Beschaffung von Regelenergie 	Anreiz zur Schaffung von Abläufen (z.B. Auktionen) und Teilnahmebedingungen, die Marktanteile absichert sowie Erlös der verbundenen Erzeugungsgesellschaften maximiert (Beispiel: Regelenergieverfahren der Europäischen Kommission gegen E.ON, Entscheidung vom 26.11.2008) ⁶¹ ;
<ul style="list-style-type: none"> • Bedarfsgerechtes Engpassmanagement 	Anreiz zur Schaffung von Abläufen (z.B. Auktionen) und Teilnahmebedingungen, die Marktanteile absichert sowie Erlös der verbundenen Erzeugungsgesellschaften maximiert;

In all diesen Bereichen besteht unverändert Konfliktpotenzial zwischen volkswirtschaftlich gebotenen Maßnahmen einerseits und der (Gesamt-)Gewinnmaximierung des vertikal integrierten Unternehmens andererseits.

Die insoweit fortbestehenden Interessenkonflikte wirken sich auch auf das Verhältnis der Übertragungsnetzbetreiber zu ihrer Aufsichtsbehörde, der Bundesnetzagentur, aus. Denn die regulatorische Ausgestaltung des Strommarktes wirft unentwegt Fragen auf, die auch von Relevanz sind für die mit den Übertragungsnetzbetreibern verbundenen Erzeugungs-, Handels- und Vertriebsgesellschaften.

Diese Grundkonstellation hemmt die Behördenarbeit. Denn sie führt dazu, dass Behördenmitarbeiter sich stets gewahr sein müssen, dass ein Vorschlag eines Übertra-

⁶⁰ vgl. Bericht im Spiegel am 19.11.2007 über die Erkenntnisse des Bundeskartellamts aus den Durchsuchungen bei E.ON und RWE: "Einig war man sich offenbar auch, wenn es darum ging, lästige "Newcomer" auszubremsen - etwa die geplanten Gaskraftwerke in Hürth bei Köln und im Ostseebad Lubmin", (<http://wissen.spiegel.de/wissen/dokument/44/13/dokument.html?id=53513144>).

⁶¹ Die Europäische Kommission hat ermittelt, dass (1.) E.ON Netz Regelenergie überteuert bei dem eigenen verbundenen Unternehmen E.ON Sales and Trading gekauft hat anstatt sich andere Regelenergiearten (Tertiärregelenergie) aus einem stärker wettbewerbsorientierten Umfeld zu beschaffen und (2.) Grund zu der Annahme bestanden hat, dass E.ON die Einfuhr von Regelenergie in die E.ON Regelzone durch Stromerzeuger aus anderen Mitgliedsstaaten verhindert haben könnte, vgl. Europäische Kommission (2008), S. 13, Randziffern 51 und 52.

gungsnetzbetreiber zur Marktstruktur auch deswegen vorgeschlagen sein könnte, weil dies "positive externe Effekte" auf die mit ihm, dem Netzbetreiber, verbundenen Unternehmen hat. Ebenso verhält es sich mit Aussagen von Übertragungsnetzbetreibern, dass eine von der Behörde vorgesehene oder geplante Maßnahme aus technischen Gründen nicht machbar, nicht praktikabel oder nicht zielführend sei. Stets dann, wenn wirtschaftliche Interessen verbundener (Erzeugungs-)Unternehmen betroffen sind, wird sich unvermeidlich die Frage stellen, ob solche Einwände auch ohne Interessenkonflikt vorgebracht worden wären. Bei komplexen technischen Fragen ist die Behörde jedoch letztlich auf den Sachverstand der Übertragungsnetzbetreiber und die Zusammenarbeit mit ihnen angewiesen. Solange die benannten Interessenkonflikte --beispielsweise durch ein konsequent eigentumsrechtliches Unbundling-- nicht eliminiert sind, besteht die Gefahr, dass das Ergebnis der behördlichen Arbeit, also die Regulierung der Übertragungsnetzbetreiber, hinter dem volkswirtschaftlichen Optimum zurückbleibt.

3.2.2. *Beispiel: Kommissionsverfahren gegen E.ON*

Die aktuellen Verfahren der Kommission gegen E.ON und RWE⁶² weisen deutlich darauf hin, dass es zu konkreten Diskriminierungen neuer Anbieter durch vertikal integrierte Versorger gekommen ist. Zwar ist von den Inhalten der Verfahren bislang nicht viel bekannt. Das wenige aber, was die Kommission mitgeteilt hat, verbunden mit den kartellrechtlich beispiellos weit reichenden strukturellen Zugeständnissen von E.ON und RWE, um die Verfahren einzustellen, lässt bereits erahnen, dass es sich um sehr gravierende Wettbewerbsverstöße gehandelt haben muss.

Im Falle von E.ON und E.ON Netz ging es um folgende Vorwürfe⁶³:

- Überhöhte Kosten: Missbrauch der marktbeherrschenden Stellung im Netzgebiet, indem E.ON seine eigenen Kosten erhöht habe, um seine Stromerzeugungstochter zu begünstigen und die Kosten auf den Endverbraucher abzuwälzen

⁶² Mitteilung der der Kommission vom 10.5.2007 über die Verfahrenseinleitung (http://ec.europa.eu/comm/competition/antitrust/cases/decisions/39402/opening_proceedings.pdf).

⁶³ vgl. Europäische Kommission (2008), S. 13, Randziffern 51 und 52.

- **Diskriminierung:** Missbrauch der marktbeherrschenden Stellung im Netzgebiet indem E.ON Stromerzeuger aus anderen Mitgliedstaaten daran gehindert habe, Regelenergie auf den E.ON-Regelenergiemärkten zu verkaufen.

Sowohl die Größenordnung der von E.ON vorgeschlagenen strukturellen Maßnahme (Veräußerung des Stromübertragungsnetzes) als auch die am 26.11.2008 ergangene Kommissions-Entscheidung⁶⁴ deuten darauf hin, dass die Ermittlungen der Kommission glaubwürdiges und stichhaltiges Material zu Tage gefördert haben: Die Logik eines Vergleichs, wie er zwischen der Kommission und E.ON geschlossen wurde, legt nahe, dass die Veräußerungszusagen von E.ON nicht über das hinausgehen, was die Kommission der E.ON AG im Falle einer Entscheidung *in der Sache* hätte auferlegen können. Denn nach europäischem Recht können allenfalls solche strukturellen Maßnahmen auferlegt werden, "die gegenüber der festgestellten Zuwiderhandlung verhältnismäßig und für eine wirksame Abstellung der Zuwiderhandlung erforderlich sind."⁶⁵

3.2.3. *Verpflichtungszusage der E.ON AG zur Veräußerung des Übertragungsnetzes*

Mit ihrer Entscheidung vom 26.11.2008 hat die Europäische Kommission die von E.ON vorgelegte Verpflichtungszusage beschlossen. Die genaue Dauer des Veräußerungsprozesses für das Übertragungsnetz ist nicht bekannt, da dieser Zeitraum in der Veröffentlichung der Kommission als Geschäftsgeheimnis unkenntlich gemacht wurde.⁶⁶ E.ON selbst gab indes bekannt, dass das Übertragungsnetz innerhalb von zwei Jahren zu veräußern sei.⁶⁷

Im Hinblick auf den Verkauf des Übertragungsnetzes (ohne 110 kV-Leitungen) und die Bedingungen, die ein potentieller Käufer erfüllen muss, enthalten die Verpflichtungszusagen von E.ON u.a. die folgenden Punkte:

⁶⁴ vgl. Europäische Kommission (2008).

⁶⁵ vgl. Artikel 7 (1) der Verordnung (EG) Nr. 1/2003.

⁶⁶ Europäische Kommission (2008), Anhang der englischen Fassung, S. 5: "Transmission System Basis Divestiture Period: the period of [...] from the Effective Date."

⁶⁷ E.ON / Wulf Bernotat: "2008 First Quarter Results", Folienpräsentation vom 14.8.2008 http://www.eon.com/de/downloads/ZB_I_2008_Charts_Dr.Bernotat.pdf.

- Der Käufer muss von E.ON oder einem mit E.ON verbundenen Unternehmen unabhängig sein;
- Der Käufer muss ferner die Finanzkraft, die erwiesene Expertise und den Anreiz haben, das Übertragungsnetzgeschäft als lebensfähige ("viable") und zuverlässiger Einrichtung zu betreiben ("maintain") und zu entwickeln;
- Der Käufer darf außerdem in der Einschätzung der Kommission *prima facie* keine wettbewerbsrechtliche Besorgnis auslösen;

Daneben sind in der Vereinbarung eine Reihe gesellschaftsrechtlicher Konstellationen aufgeführt, die jeweils im Hinblick auf den Käufer ein Ausschlusskriterium darstellen. Diese Ausschlusskriterien betreffen allesamt die Verbindung und "Nähe" des potentiellen Käufers zu Unternehmen, die in den Bereichen Stromerzeugung und Stromvertrieb tätig sind. In der Gesamtheit führen diese Ausschlusskriterien dazu, dass der Käufer in keinerlei gesellschaftsrechtlichem oder faktischem Kontrollverhältnis mit einem in Erzeugung oder Versorgung tätigen Unternehmen stehen darf.

Begleitet wird der gesamte Veräußerungsprozess von einem Treuhänder⁶⁸, dem weitreichende Informations- und Handlungsrechte eingeräumt sind. Ist der Verkaufsprozesses bis zu einem bestimmten (geschwärzten) Zeitpunkt durch E.ON nicht abgeschlossen worden, so übernimmt der Treuhänder die Aufgabe der Veräußerung. Tritt dieser Fall ein, ist in der Vereinbarung ausdrücklich festgehalten, dass die Veräußerung dann ohne Zugrundelegung eines Mindestpreises stattfindet.

⁶⁸ Als Treuhänder ("Monitoring Trustee") ist das Bankhaus Sal. Oppenheim (Köln) tätig, vgl. Verlautbarung der Kommission vom 22.1.2009, vgl. http://ec.europa.eu/competition/antitrust/cases/decisions/39389/contact_details.pdf.

3.3. Datenlücke als Fundamentalproblem

Auch zehn Jahre nach Beginn der Marktöffnung ist es weiterhin schwierig, die Wettbewerbssituation auf dem Strommarkt nicht lediglich *qualitativ*, sondern tatsächlich *quantitativ* zu untersuchen und zu bewerten. Ein wesentlicher Grund für dieses Defizit liegt in der unzureichenden Verfügbarkeit einer Vielzahl von Daten, die für eine substantielle Untersuchung der Marktverhältnisse erforderlich wären.

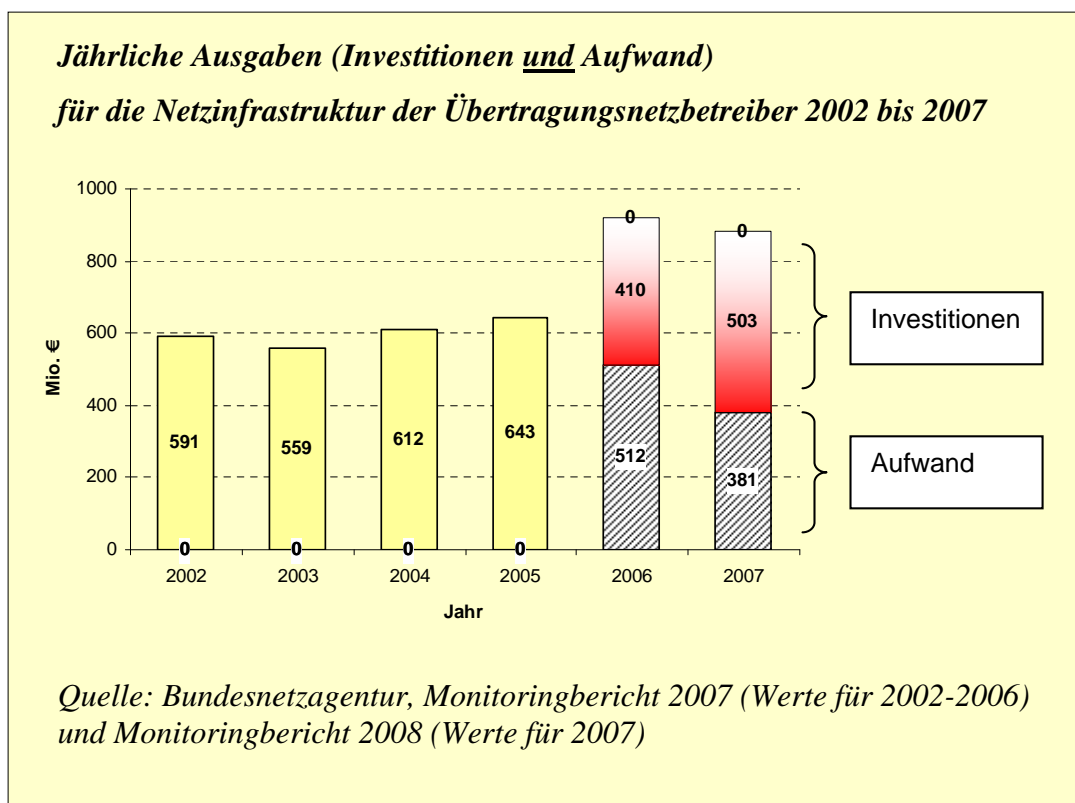
Die Bundesnetzagentur veröffentlicht jährlich einen umfangreichen "Monitoringbericht"⁶⁹ zu den Strom- und Gasmärkten. Bislang beinhalten diese Berichte jedoch keine systematischen Statistiken im Sinne einer kontinuierlichen und regelmäßigen Erfassung zentraler Daten. Darin liegt ein wesentliches Defizit: Die *Nicht-Verfügbarkeit von Zeitreihen* stellt eines der zentralen Hindernisse dar, die Marktentwicklung zu analysieren und zu bewerten. Besonders deutlich wird dies im Hinblick auf die Netzkosten (bzw. Umsatzerlöse) der Stromübertragungs- und -verteilungsnetze. Weder zu den Gesamtkosten der Übertragungsnetze noch zu den Kosten der Verteilnetze hat die Bundesnetzagentur bisher Angaben veröffentlicht. Eine Bezifferung der volkswirtschaftlich bedeutsamen jährlichen Kosten der Stromnetzinfrastuktur (und insoweit auch deren Entwicklung im Zeitablauf) steht somit noch aus.

Auch die Datenverfügbarkeit zur Investitionstätigkeit in den Übertragungs- und Verteilnetzen erweist sich bei näherer Betrachtung als unzureichend. Zwar publiziert die Bundesnetzagentur für den Übertragungsnetzbereich Zahlen zu den "Ausgaben für die Netzinfrastuktur" der Netzbetreiber sowie teilweise auch Investitionszahlen. Problematisch ist jedoch die fehlende Konstanz der zugrunde liegenden *Definition* des Begriffs "Investition": Angaben der Bundesnetzagentur zufolge basieren die von ihr durchgeführten Investitionsabfragen der Jahre 2006, 2007 und 2008 auf jeweils unterschiedlichen Definitionen⁷⁰. Eine Vergleichbarkeit dieser veröffentlichten Werte ist demnach nicht gewährleistet.

⁶⁹ vgl. http://www.bundesnetzagentur.de/enid/Presse/Berichte_3f.html.

⁷⁰ vgl. Monitoringbericht 2007, S. 178 (Fußnote 133) sowie Monitoringbericht 2008, S. 115 (Fußnote 89).

Die nachfolgende Grafik, welche die von der Bundesnetzagentur erhobenen "Ausgaben der Übertragungsnetzbetreiber für die Netzinfrastruktur"⁷¹ darstellt, erlaubt vor diesem Hintergrund keine abschließenden Rückschlüsse über das *tatsächliche* Investitionsverhalten der Übertragungsnetzbetreiber. Dies gilt insbesondere für den Anstieg der Investitionen von 410 Mio. Euro in 2005 auf 503 Mio. Euro in 2006, bei dem vor dem geschilderten Hintergrund vorerst nicht ausgeschlossen werden kann, dass er --möglicherweise maßgeblich-- auf die Änderungen der Definitionsbasis zurückzuführen ist.⁷²

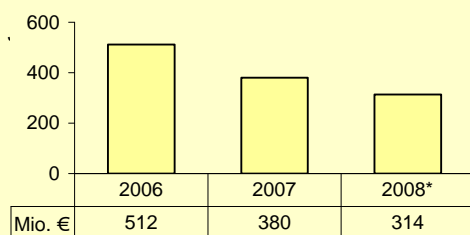


Jenseits der bestehenden definitorischen Unschärfen zeigt die isolierte Betrachtung der Zahlen für den Instandhaltungs- und Erneuerungsaufwand (also exkl. Investitionen) folgendes, bemerkenswertes Bild:

⁷¹ Nur für 2006 und 2007 sind diese Ausgaben unterteilt in Investitionen und Aufwand für Instandhaltung etc.

⁷² Informationen darüber, ob die jeweiligen Definitions-Änderungen eine signifikante *quantitative* Auswirkung auf die erhobenen Werte und auf den Gesamttrend haben, sind den Monitoringberichten nicht zu entnehmen.

***Übertragungsnetz: Instandhaltungs- und Erneuerungsaufwand
(ohne Investitionen) für die Netzinfrastruktur in Mio. €***



* Planwert (Unternehmensabgaben);

Quelle: Bundesnetzagentur, Monitoringberichte 2007 und 2008

Von 2006 auf 2007 sank der entsprechende Aufwand deutlich (ältere Werte liegen nicht vor) und den Planungen der Übertragungsnetzbetreiber zufolge werden die Aufwendungen in 2008 nochmals niedriger ausfallen.

Als Fazit kann festgehalten werden, dass insbesondere vor dem Hintergrund der intensiven öffentlichen Diskussion um erforderliche Investitionen in die Übertragungs- und Verteilnetze die bislang bestehenden Informationslücken zu Netzkosten und Netzinvestitionen möglichst umgehend geschlossen werden sollten. Davon würde auch die Bundesnetzagentur profitieren: Denn bei Verfügbarkeit einer umfassenden statistischen Zahlenbasis bestünde die Hoffnung, dass die oftmals nur *spekulative* energie- und wettbewerbspolitische Diskussion auf eine robustere Datengrundlage gestellt und damit *versachlicht* werden könnte.

3.4. Ausgestaltung der Investitionsanreize

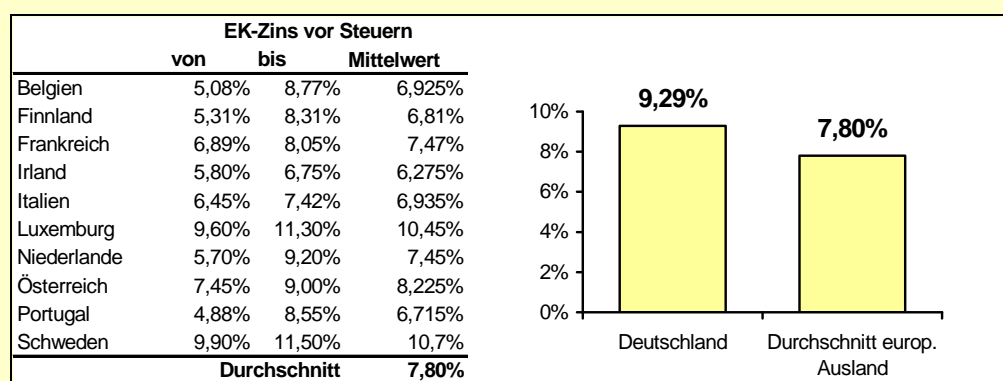
3.4.1. Zinssatz / Rendite

Ein auskömmlicher Eigenkapitalzinssatz ist integraler Bestandteil eines funktionsfähigen Anreizsystems für Investitionen in das Übertragungsnetz. Er ist notwendige, aber nicht hinreichende Bedingung für das Zustandekommen von Investitionen.

Betreibern von Stromversorgungsnetzen wurde bislang eine Eigenkapitalverzinsung in Höhe von 7,91% gesetzlich zugesichert⁷³. Dieser gilt bis Inkrafttreten der Anreizregulierung. Für den Zeitraum ab 1.1.2009 hat die Bundesnetzagentur unlängst eine Festlegung über die ab dann geltende Eigenkapitalverzinsung getroffen⁷⁴, die eine sehr spürbare Erhöhung des Eigenkapitalzinssatzes auf 9,29% vorsieht.⁷⁵

Verglichen mit den Eigenkapitalzinssätzen, die in anderen europäischen Ländern wirksam sind, wird deutlich, dass der Eigenkapitalzinssatz in Deutschland am oberen Ende der Skala liegt. Der direkte Vergleich mit dem *durchschnittlichen* Zinssatz in den Ländern, die der Beschluss der Bundesnetzagentur aufführt, ergibt einen Abstand von fast 1,5 Prozentpunkten.

Eigenkapitalverzinsung vor Steuern im Vergleich



(Anm.: Der Zinssatz für UK wurde für die Mittelwertbildung nicht berücksichtigt, da es sich lt. BNetzA um einen Nach-Steuer-Zinssatz handelt, vgl. Beschluss Fußnote 75)

Quelle: Bundesnetzagentur, Beschluss BK4-08-068, Tabelle auf S. 40/41

Den Angaben der Bundesnetzagentur zufolge wird die Anhebung des Zinssatzes

⁷³ Zur Erläuterung: Der gesetzliche Zinssatz für Altanlagen (erbaut vor 01.01.2006) in Höhe von real 6,5% ist nur scheinbar niedriger als der Zinssatz für Neuanlagen in Höhe von nominal 7,91%: Zu dem Realzins ist der Ausgleich für die Preissteigerung hinzuzurechnen. Bei Altanlagen wird diese Preissteigerung über die Gewährung von Abschreibung auf Tagesneuwerte berücksichtigt. In den Jahren seit 2004 lag die Preissteigerung bei ca. 1,4%. Effektiv beträgt also die Verzinsung des Eigenkapitals von Altanlagen nominal ebenfalls (ca.) 7,91% (Herleitung: 6,5% + 1,4 Prozentpunkte = 7,9%). Vgl. hierzu Bundesnetzagentur (2008), S. 45-47.

⁷⁴ vgl. Bundesnetzagentur (2008).

⁷⁵ Die in dem Beschluss der Bundesnetzagentur dargelegte rechnerische Ermittlung des Zinssatzes von 9,29 % (vgl. Bundesnetzagentur (2008)) ist allerdings möglicherweise fehlerhaft, da der Zinssatz bei korrekter Ermittlung niedriger (8,49%) ausfällt, vgl. Canty (2008).

von 7,91% auf 9,29% zu "Mehrerlösen" --also Mehrkosten aus Sicht der Endkunden-- i.H.v. 270 bis 300 Millionen €pro Jahr führen.⁷⁶

Die Festlegung des Zinssatzes in dieser Höhe gilt für das *gesamte* Eigenkapital. Weil diese Erhöhung somit nicht beschränkt ist auf die *Neuinvestitionen*, sondern auch für den gesamten *Altanlagenbestand* wirksam wird, ist diese Vorgehensweise aus Endkundensicht besonders kostenträchtig. Diese Mehrerlöse können Netzbetreiber in (neue) Netzanlagen re-investieren. Das Geld, das Netzkunden zuvor infolge des erhöhten Eigenkapitalzinssatzes zusätzlich an die Netzbetreiber entrichtet haben, wird in solchen Fällen bei dem Netzbetreiber zu Eigenkapital.

Die Anhebung des Eigenkapitalzinssatzes bewirkt im Übrigen unmittelbar auch eine Steigerung des Verkaufswertes eines Stromnetzes. Liegen die resultierenden jährlichen Mehreinnahmen eines Netzbetreibers beispielsweise in *zweistelliger* Millionenhöhe, so würde dies zu einer Höherbewertung des Stromnetzes in *dreistelliger* Millionenhöhe führen.⁷⁷

Die *effektive*, also handelsrechtlich-bilanzielle Eigenkapitalverzinsung, kann im Übrigen unter bestimmten Voraussetzungen noch spürbar oberhalb der nominell-kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung i.H.v. 9,29% liegen. Erreichbar wird ein höherer *effektiver* Eigenkapitalzins durch die Möglichkeit, die maximal zulässige Eigenkapitalquote von 40% für die Netzgesellschaft voll auszuschöpfen. Beschafft die Eigentümerin der Netzgesellschaft (in aller Regel eine Holdinggesellschaft) jenes Eigenkapital, das sie der Netzgesellschaft zur Verfügung stellt, in Teilen als *Fremdkapital* am Markt, dann ermöglicht die Differenz zwischen dem kalkulatorischen Eigenkapitalzins von 9,29% und dem günstigeren Fremdkapitalzinsen (sog. "Zins-Spread") einen entsprechenden Zusatzgewinn ("Leverage-Effekt"). Wie hoch der *effektive* Eigenkapitalzins im Ergebnis ist, hängt zum einen ab von der Größe des "Zins-Spreads" und zum anderen von dem Grad der Fremdfinanzierung (auf Holdingebene) des Eigenkapitals der Netzgesellschaft.

⁷⁶ Im Verlauf des Gesetzgebungsverfahrens zum EnWG 2005 hatte seinerzeit der VIK noch geschätzt, dass eine Anerkennung der Körperschaftsteuer zu Mehrbelastungen bei Endkunden in Höhe von 2 Milliarden €führen könnte, vgl.

http://www.vik.de/fileadmin/vik/Pressemitteilungen/PM050308/VIK_Kernpunkte.pdf, Seite 6.

⁷⁷ Annahme: Unternehmenswert beläuft sich auf das zehnfache des Unternehmensertrags.

3.4.2. *Investitionsbudgets (Anreizregulierung)*

Mit Beginn der Anreizregulierung am 1.1.2009 kommen auch die sogenannten Investitionsbudgets zum Tragen. Die Idee dahinter ist, dass Kapitalkosten für Netzerweiterungen oder Netzumstrukturierungen von der genehmigten Erlösobergrenze separat behandelt werden. Derartige Kapitalkosten, die für strategisch bedeutsame Projekte anfallen, sollen grundsätzlich über die Dauer einer Regulierungsperiode als nicht beeinflussbar kategorisiert werden. Dadurch wird gewährleistet, dass der Kapitalkostenrückfluss aus diesen Investitionen für den Übertragungsnetzbetreiber als gesichert gelten kann. Diese Absicherung des Kapitalflusses soll --so das Anreizkalkül-- Investitionsbereitschaft von vorneherein erhöhen.

Wie stark die Anreizwirkung der Investitionsbudgets auf die Investitionstätigkeit der Übertragungsnetzbetreiber sein wird, ist angesichts der Komplexität der Regelung kaum zu prognostizieren. Die Ausgestaltung der Investitionsbudgets wird allerdings zu einer Anhebung der Verzinsung des eingesetzten Kapitals --über den zugestandenem Eigenkapitalzinssatz hinaus-- führen. Die Bundesnetzagentur hat hierzu mitgeteilt, dass mit den zuletzt vorgenommenen Änderungen bei den Investitionsbudgets "die Renditeaussichten für diese Einzelprojekte nach ersten Berechnungen um rund 10% verbessert [werden]".⁷⁸ Bei den Änderungen handelt es sich u.a. um die Anerkennung von "Vorfinanzierungskosten" und der tatsächlichen Fremdkapitalzinsen (keine Beschränkung auf den 10-Jahres-Durchschnitt der festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten).⁷⁹

3.4.3. *"Zuckerbrot und Peitsche"?*

Über einen auskömmlichen Zinssatz und die Schaffung von Investitionsbudgets gehen die Investitionsanreize (bislang) nicht hinaus. Für den Beginn der Anreizregulierung mag dies genügen, da die Regel angesichts des allgemein angenommenen Investitionsbedarfs grundsätzlich denkbar einfach ist: Der Netzbetreiber investiert und diese Investition wird verzinst.

⁷⁸ vgl. Pressekonferenz der Bundesnetzagentur am 7.7.2008 über den "Sachstand zur Einführung der Anreizregulierung": <http://www.bundesnetzagentur.de/media/archive/13917.pdf>.

⁷⁹ Sprechzettel des Präsidenten der BNetzA zur Pressekonferenz am 7.7.2008: <http://www.bundesnetzagentur.de/media/archive/13919.pdf>, S. 6 und 7.

Für spätere Phasen der Regulierung wäre denkbar, dass die Verzinsung – ähnlich wie in Großbritannien seit 2006 – nicht alleine von der Höhe der Investition abhängt, sondern auch z.B. von den Preisen für das Engpassmanagement. Ausgehend von dem Gedanken, dass es zu den zentralen Aufgaben eines Übertragungsnetzbetreibers gehört, Engpässe im Netz möglichst gering zu halten, könnte der (Auktions-)Preis für Engpasskapazitäten als ein Indikator für die Größe des Engpasses genutzt werden und mithin signalisieren, inwieweit ein Übertragungsnetzbetreiber sein Netz frei von Engpässen hält. Steigende Preise würden tendenziell signalisieren, dass ein Netzbetreiber seiner Netzausbaupflicht nur unzureichend nachgekommen ist. Je größer der Engpass, desto höher die Preis für die Bereitstellung der Engpasskapazitäten und desto geringer die Eigenkapitalverzinsung. Oder umgekehrt: Sinken die Preise für Engpasskapazitäten, würde dies --bei gleichbleibender Transportmenge-- eine Reduktion der Engpässe signalisieren. Dies würde wiederum dem Netzbetreiber einen hinreichenden Ausbau bescheinigen und zu einer Erhöhung der Eigenkapitalverzinsung (also Belohnung des Netzbetreibers) führen.

Kommt es zu einer deutschlandweiten Netz AG unter Beteiligung von Finanzinvestoren, Versicherungen und/oder sonstigen Anlegern, dann besteht für diese Anteilseigner durchaus das Interesse, Netzinvestitionen vorzunehmen. Je mehr Investitionen sie tätigen, desto mehr Geld legen sie (risikoarm) zu einem angemessenen Zinssatz an. Ohne Investitionen aber gibt es keine (zusätzliche) Rendite.

Dennoch ist zu fragen, wie mit solchen Fällen umgegangen werden soll, bei denen die Investitionen unterbleiben. Insbesondere drohen Übertragungsnetzbetreibern keine erkennbaren Konsequenzen für den Fall, dass sie deutlich hinter ihren eigenen Planungen oder hinter dem von unabhängigen Experten für erforderlich gehaltenen Investitionsniveau zurückbleiben. Zudem ist es Dritten nach der einschlägigen Beschlusspraxis der Bundesnetzagentur⁸⁰ nicht möglich, im Wege eines Missbrauchsverfahrens einen möglicherweise unzureichenden Netzausbau zu rügen und den entsprechenden Netzbetreiber durch die Bundesnetzagentur zum Ausbau zu verpflichten.

⁸⁰ vgl Bundesnetzagentur, Beschlüsse BK7-08-05 und -06 vom 20.5.2008, <http://www.bundesnetzagentur.de/media/archive/13671.pdf>, <http://www.bundesnetzagentur.de/media/archive/13672.pdf>.

Dies zeigt ein strukturelles Defizit der Regulierung in Deutschland auf. Ohne eine strategische Perspektive und resultierende strategische Planung für den Netzausbau ist es umgekehrt kaum denkbar, ein Pönalen-System zu entwickeln, das neben den positiven Anreizen (Zuckerbrot) auch "negative" Anreize (Peitsche) etabliert.

Insgesamt hat das deutsche Regulierungsregime noch erhebliches Entwicklungspotential, wie die folgende Prüffragen⁸¹ verdeutlichen:

- Schafft das Regulierungssystem explizit Anreize für Investitionen in die *richtige* Kapazitätsmenge am *richtigen* Ort und zur *richtigen* Zeit?
- Und schafft die Regulierungsbehörde Anreize, dass ein volkswirtschaftlich sinnvoller Mix von operationalen ("weichen") Maßnahmen (z.B. Engpassmanagement oder Kapazitätsmärkte) und strukturellen ("harten") Maßnahmen (z.B. konkrete Investitionen in Netzausbau) erreicht wird?

Beide Fragen müssen derzeit noch verneint werden, da diese Punkte von dem aktuellen Regulierungssystem noch nicht adressiert werden.

3.5. Strategische Initiative: Zwei Vorschläge

3.5.1. Schaffung eines "Markt Monitoring"

Das Energiewirtschaftsgesetz sieht in §§ 12 und 13 eine Reihe von Maßnahmen (allem voran Berichtspflichten) vor, die dem sicheren Betrieb der Übertragungsnetze und der diesbezüglichen Überwachung dienen sollen.

In Deutschland gibt es indes keine Aufsichtsinstanz, die in der Lage wäre, das Marktgeschehen zeitnah zu verfolgen und zu beurteilen. Vor dem Hintergrund des "Echtzeit"-Charakters des Strommarktes und des Betriebs eines Übertragungsnetzes ist das Fehlen einer solchen Stelle ein wesentliches strategisches Defizit.

Die absehbare Neustrukturierung des deutschen Übertragungsnetzes zu einer Netz AG schafft einen geeigneten Anlass, eine solche unabhängige Stelle als Markt

⁸¹ Diese Prüffragen sind dem Papier von Perner, Riechman und Roberts (2007) entnommen.

Monitoring zu etablieren.⁸² Deren Tätigkeitsbereich könnte sich auf folgende Aufgaben erstrecken:

- die Angebots- und Nachfragesituation im Übertragungsnetz zeitnah zu verfolgen und zu bewerten,
- sich entwickelnde Engpässe frühzeitig zu identifizieren und Maßnahmen zur Abhilfe zu erarbeiten,
- regelmäßig Marktdaten zum Übertragungsnetz und dessen Nutzung zu erheben und zu veröffentlichen sowie
- das Geschehen auf dem Stromgroßhandelsmarkt zu verfolgen und im Hinblick auf mögliche Marktmachteeffekte zu analysieren.

Ein solches zielgerichtetes, gleichzeitig kritisches und pro-aktives Market-Monitoring gibt bislang nicht.

3.5.2. *Expertenkreis "Transportnetz 2020"*

Die Schaffung einer Netz AG bietet darüber hinaus die Gelegenheit, eine strategische Perspektive der Funktionen des Übertragungsnetzes im liberalisierten Strommarkt zu entwickeln. Angesichts absehbarer und möglicherweise weit reichender Veränderungen im Hinblick darauf, wie und wo elektrische Energie in Zukunft erzeugt wird, ist es von fundamentaler volkswirtschaftlicher Bedeutung, dass das Übertragungsnetz als Rückgrat der Elektrizitätsversorgung eine strategische Offenheit bewahrt. Es fehlt in Deutschland jedoch an einer Instanz, die sich hierüber unabhängig Gedanken gemacht.

Es wäre daher aus einer Gemeinwohlperspektive wünschenswert, wenn eine solche strategische und vor allem unabhängige Instanz baldmöglichst entstünde. Denkbar wäre die Einrichtung eines Expertenkreises unter dem programmatischen Titel "Transportnetze 2020". Ziele dieses Expertenkreises sollte sein,

⁸² so auch Hirschhausen (2007).

- die strategischen Herausforderungen an den Betrieb eines Übertragungsnetzes zu identifizieren,
- Perspektiven für eine funktionale Weiterentwicklung der Rolle des Übertragungsnetzes im liberalisierten Strommarkt zu erarbeiten und
- insbesondere einhergehende Fragen der institutionellen Ausgestaltung eines neuen Übertragungsnetzes zu erörtern und entsprechende Vorschläge zu erarbeiten.

Dieser Expertenkreis sollte sich als "Denkfabrik" verstehen. Bei der Zusammensetzung des Expertenkreises ist zu beachten, dass es sich um ein neutrales Gremium handelt, das die oben genannten Interessen als übergeordnet versteht. Wichtig für den Erfolg eines solchen Expertengremiums ist eine hinreichende finanzielle Ausstattung, um erforderliche Untersuchungen vornehmen zu können. Angesichts der Größenordnung der im deutschen Übertragungsnetz erlösten Netzentgelte in Höhe von derzeit 2 - 3 Milliarden € pro Jahr erscheint es sinnvoll und auch politisch durchsetzbar, die Finanzierung beispielsweise über einen entsprechenden minimalen Aufschlag auf den Arbeitspreis der Netzentgelte zu gewährleisten.

Quellenverzeichnis

Blumsack, Seth A., Jay Apt und Lester B. Lave (2006): "Lessons from the Failure of U.S. Electricity Restructuring"; erschienen in: *The Electricity Journal*, Volume 19, Heft 2, März 2006, S. 15-32;

http://web.mit.edu/ipc/sloan05/Electricity_Restructuring.pdf

Bund-Länder-Arbeitsgruppe (2007): "Bericht der Bund-Länder-Arbeitsgruppe "Verbesserung der Markttransparenz im Stromgroßhandel / Strompreisbildung an der EEX" zu Tagesordnungspunkt 5.2 der Wirtschaftsministerkonferenz am 19./20. November 2007 in Darmstadt;

<http://www.bundesrat.de/DE/gremien-konf/fachministerkonf/wmk/Sitzungen/07-11-19-20-WMK/07-11-19-20-bericht-bla-verbesserung-markttransparenz-5-2,templateId=raw,property=publicationFile.pdf/07-11-19-20-bericht-bla-verbesserung-markttransparenz-5-2.pdf>

Bundesgerichtshof (2008): Beschluss KVR 60/07 vom 11.11.2008 in der Kartellverwaltungssache E.ON/Stadtwerke Eschwege;

<http://juris.bundesgerichtshof.de/cgi-bin/rechtsprechung/document.py?Gericht=bgh&Art=en&nr=46093>

Bundesnetzagentur (2008), Beschluss BK4-08-068 vom 7.7.2008 zur Festlegung von Eigenkapitalzinssätzen für Alt- und Neuanlagen für Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen und Betreiber von Gasversorgungsnetzen für die erste Regulierungsperiode in der Anreizregulierung;

<http://www.bundesnetzagentur.de/media/archive/13939.pdf>

Came, Sharon und Max Dupuy (2005): "Pricing in Wholesale Electricity Markets", Policy Perspective Paper 05/03, New Zealand Treasury, Juni 2005;

<http://www.treasury.govt.nz/publications/research-policy/ppp/2005/05-03>

Canty, Kevin (2009): "Ist nach der Steuer vor der Steuer? Die Berücksichtigung der Körperschaftsteuer bei der Festlegung des Eigenkapitalzinssatzes für Strom- und Gasnetze durch die Bundesnetzagentur (Beschluss BK4-08-068 vom 7.7.2008)", erschienen in: *EWeRK*, Jahrgang 8 Nr. 4, S. 19-21;

http://www.infracomp.de/resources/2008_EWERK_4_2008_Canty.pdf

ERGEG und CESR (2008a): "Market Abuse: CESR and ERGEG advice to the European Commission in the context of the Third Energy Package ", Ref. E08-FIS-07-04, 1.Oktober 2008;

http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_ERGEG_PAPERS/Cross-Sectoral/2008/E08-FIS-07-04_%20MAD%20Advice.pdf

ERGEG und CESR (2008b): "Record-Keeping, Transparency and Exchange of Information: CESR and ERGEG advice to the European Commission in the context of the Third Energy Package", Ref. C08-FIS-07-03, 17. Dezember 2008;

http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_ERGEG_PAPERS/Cross-Sectoral/2008/C08-FIS-07-03_Recordkeeping_2008-12-17.pdf

Europäische Kommission (2007): DG Competition Report on Energy Sector Inquiry, Brüssel, 10. Januar 2007;

http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/inquiry/full_report_part1.pdf

http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/inquiry/full_report_part2.pdf

http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/inquiry/full_report_part3.pdf

http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/inquiry/full_report_part4.pdf

Europäische Kommission (2008): Entscheidung vom 26.11.2008 in den Sachen COMP/39.388 – Deutscher Stromgroßhandelsmarkt und COMP/39.389 - Deutscher Regelenenergiemarkt;

<http://ec.europa.eu/competition/antitrust/cases/decisions/39388/de.pdf>

(Die Verpflichtungszusagen sind nur in der englischen Fassung der Entscheidung enthalten:

<http://ec.europa.eu/competition/antitrust/cases/decisions/39389/en.pdf>)

European Energy Exchange (2008): "EEX Produktbroschüre Strom", Leipzig, 14.7.2008;

http://www.eex.com/en/document/4429/Konzept_Strom_Release_01C.pdf

Hirschhausen, Christian von (2007): "Bekämpfung von Preismissbrauch benötigt Marktmonitoring", Stellungnahme vom 30. Oktober 2007 zum Gesetzentwurf der Bundesregierung "Entwurf eines Gesetzes zur Bekämpfung von Preismissbrauch im Bereich der Energieversorgung und des Lebensmittelhandels", Ausschussdrucksache 16(9)846;

http://www.bundestag.de/ausschuesse/a09/anhoerungen/archiv/11_anhoerung/stellungnahmen/16_9_846_s tellungn_gwb_prof_dr_c_v_hirschhausen.pdf

Hirschhausen, Christian von, Hannes Weigt und Georg Zachmann (2007): "Preisbildung und Marktmacht auf den Elektrizitätsmärkten in Deutschland - Grundlegende Mechanismen und empirische Evidenz", Gutachten im Auftrag des VIK;

http://www.vik.de/fileadmin/vik/Pressemitteilungen/PM070118/VIK_Gutachten.pdf

Johnston, David Cay (2006): "Flaws Seen in Markets for Utilities", The New York Times, 21.11.2006;

<http://www.nytimes.com/2006/11/21/business/21utility.html>

Joskow, Paul (2006): "Markets for Power in the United States: An Interim Assessment" erschienen in: The Energy Journal, Vol. 27, No.1;

<http://econ-www.mit.edu/files/1184>

London Economics (2007): "Structure and Performance of Six European Wholesale Electricity Markets in 2003, 2004 and 2005", Februar 2007;

<http://ec.europa.eu/comm/competition/sectors/energy/inquiry/index.html#study>

Müsgens, F. (2006). "Quantifying Market Power in the German Wholesale Electricity Market Using a Dynamic Multi-Regional Dispatch Model", erschienen in: *Journal of Industrial Economics*, 54 (4), 471;

<http://www.tilburguniversity.nl/tilec/events/seminar/muesgens.pdf>

Ockenfels, Axel (2007a): "Strombörse und Marktmacht, Gutachten für das Ministerium für Wissenschaft, Wirtschaft und Verkehr des Landes Schleswig Holstein", Köln, 20. Januar 2007;

http://ockenfels.uni-koeln.de/uploads/tx_ockmedia/2007-05-14-et_01.pdf

- Ockenfels, Axel (2007b): "Marktmachtmessung im deutschen Strommarkt in Theorie und Praxis. Kritische Anmerkungen zur London Economics-Studie", erschienen in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 57(9), 2007, S.12-29;
http://ockenfels.uni-koeln.de/uploads/tx_ockmedia/2007-09-03-et.pdf
- Ockenfels, Axel et al. (2008a): "Strommarktdesign Preisbildungsmechanismus im Auktionsverfahren für Stromstundenkontrakte an der EEX, Gutachten im Auftrag der European Energy Exchange AG zur Vorlage an die Sächsische Börsenaufsicht", Köln, 11. März 2008;
http://ockenfels.uni-koeln.de/uploads/tx_ockmedia/Gutachten_EEX_Ockenfels.pdf
- Ockenfels, Axel (2008b): "Geht in Deutschland das Licht aus?", erschienen in: *Frankfurter Allgemeine Zeitung* am 16.8.2008, Seite 11;
http://ockenfels.uni-koeln.de/uploads/tx_ockmedia/2008-08-16_FAZ_03.pdf
- Perner, Jens, Christoph Riechmann und Dan Robert (2007): "Transmission Investment – how to get the incentives right", Conference on Applied Infrastructure Research (infraday) 2007;
<http://www.infraday.tu-berlin.de/index.php?id=1315>
- Rassenti, Stephen, Vernon Smith und Bart Wilson (2003): "Controlling Market Power and Price Spikes in Electricity Networks: Demand-Side Bidding", Proceedings of the National Academy of Sciences, Vol. 100, No. 5 (2003), S. 2998 – 3003;
<http://www.pnas.org/content/100/5/2998.full.pdf>
- Richmann, Alfred und Annette Loske (2006): "Gibt es strategisches Verhalten auf dem Strom-Spotmarkt?" VIK-Mitteilungen 6/2006, S. 128-131;
- Schwarz, Hans-Günter und Christoph Lang (2006): "The Rise in German Wholesale Electricity Prices: Fundamental Factors, Exercise of Market Power, or Both?" IWE Working Paper Nr. 02, Institut für Wirtschaftswissenschaft, Universität Erlangen-Nürnberg;
<http://www.economics.phil.uni-erlangen.de/forschung/energie/abstracts/MarketPower.pdf>
- Talukdar, Sarosh (Project Leader) et al. (2005): "Software Agents for Market Design and Analysis", Final Project Report, Power Systems Engineering Research Center (PSERC), Publication 05-37;
http://www.pserc.org/cgi-pserc/getbig/publicatio/reports/2005report/talukdar_biddingagents_finalreport_m6.pdf
- White & Case / NERA (2007): "Verbesserung der Transparenz auf dem Stromgroßhandelsmarkt aus ökonomischer sowie energie- und kapitalmarktrechtlicher Sicht", Gutachten im Auftrag des Sächsischen Staatsministeriums für Wirtschaft und Arbeit, 10.Januar 2007;
<http://www.smwa.sachsen.de/set/431/Gutachten%20Transparenz%20Stromgro%C3%9Fhandelsmarkt.pdf>
- Wirtschaftsministerkonferenz (2007) Beschluss-Sammlung der Wirtschaftsministerkonferenz am 19./20. November 2007 in Darmstadt;
<http://www.bundesrat.de/DE/gremien-konf/fachministerkonf/wmk/Sitzungen/07-11-19-20-WMK/07-11-19-20-beschluesse.templateId=raw.property=publicationFile.pdf/07-11-19-20-beschluesse.pdf>