

sein kann, in eine erneute Gesamtabwägung einzutreten.

Zur Erforderlichkeit einer erneuten Gesamtabwägung vgl. OVG NRW, Urteil vom 19. Juni 2007 – 8 A 2677/06 –, a.a.O.; Nds. OVG, Urteil vom 24. März 2003 – 1 LB 3571/01 –, ZNER 2003, 344 = BRS 66 Nr. 14; OVG Rh.-Pf., Urteil vom 2. Februar 2005 – 8 A 1177/04 –, NVwZ-RR 2005, 647.

Die vom Bezirksplanungsrat im Rahmen von Zielabweichungsverfahren (§ 24 LPlG NRW 2005) zugelassenen und von der Beklagten im Rahmen des landesplanungsrechtlichen Anpassungsverfahrens (§ 32 LPlG NRW 2005) sowie im Genehmigungsverfahren nach § 6 BauGB gebilligten Abweichungen zwischen dem Zuschnitt der GEP-Eignungsbereiche und den flächennutzungsplanmäßigen Konzentrationszonen sind indessen nicht als nachträgliche, eine erneute Gesamtabwägung erfordernde Eingriffe in das ursprüngliche regionalplanerische Planungskonzept zu werten; sie stellen – zumindest in der Mehrzahl – keine Abweichungen i.S.d. § 24 LPlG NRW 2005 dar. War nämlich die Bewältigung der im bauplanungsrechtlichen Außenbereich auftretenden Immissionsschutzprobleme nicht Gegenstand der regionalplanerischen Abwägung, sondern ausdrücklich den Gemeinden überlassen, steht eine Verkleinerung einer Eignungsfläche, die der Gewährleistung des Immissionsschutzes dient, von vornherein nicht im Widerspruch zu den Vorgaben der Regionalplanung, wenn und soweit sie sich innerhalb des Rahmens bewegen, den der Bezirksplanungsrat den Gemeinden eröffnet hat. Das ist in Bezug auf die Abstände, die zur Vermeidung unzumutbarer Beeinträchtigungen durch Schall und Schattenwurf sowie optisch bedrängender Wirkungen erforderlich sind, der Fall. Entsprechendes gilt für den auf der Ebene der Regionalplanung bewusst außer Betracht gelassenen Schutz kleinerer Waldstücke und die Sicherheitsbelange der im Plangebiet gelegenen Flugplätze. Ausgehend von dem durch die ausgewerteten Genehmigungs- und Zielabweichungsakten bestätigten und von der Klägerin nicht bezweifelten Vorbringen der Beklagten, dass die festgestellten Flächenreduzierungen ganz wesentlich auf der Berücksichtigung von Immissionsschutzabständen beruhen, ist die Steuerungskraft des Regionalplans trotz der Größe der in der gemeindlichen Konzentrationszonenplanung ausgeschiedenen Flächen unberührt geblieben.

Dabei kann offen bleiben, ob sich die Gemeinden auf die Berücksichtigung von nach § 35 Abs. 3 Satz 1 Nr. 3 BauGB gebotenen Schutzabständen beschränken müssen oder darüber hinaus auch Vorsorgeaspekte einbeziehen dürfen. Ebenfalls keiner Entscheidung bedarf, ob der Ansatz pauschaler Vorsorgeabstände von 500 m zu Wohngebäuden im Außenbereich – wie in wenigen Gemeinden geschehen – mit dem Anpassungsgebot nach § 1 Abs. 4 BauGB zu vereinbaren ist.

Vgl. dies verneinend: OVG NRW, Urteil vom 28. Januar 2005 – 7 D 35/03.NE –, a.a.O.

Denn die Gemeinden haben ganz überwiegend Schutzabstände zu Wohngebäuden von (nur) 200 bis 300 m zugrunde gelegt, die nach den Erfahrungen des Senats im Hinblick auf die Schallemissionen von Windfarmen nicht überhöht sind. Wie bereits erwähnt wurden nur vereinzelt Tabuzonen über größere Abstände festgelegt. Der Umstand, dass die darin möglicherweise zu sehenden Abweichungen von den Vorgaben des GEP nach § 24 LPlG NRW 2005 zugelassen worden sind, gibt keinen Anlass zu der Annahme, dass der Plangeber von seinem ursprünglichen Planungskonzept stillschweigend in einem Ausmaß abgerückt wäre, das die Steuerungskraft der Planung in Fragen stellen könnte (...)

### 13. Abmahnung der RWE AG wegen Strompreisbildung

§§ 19 GWB, Art. 82 EG; § 32 GWB

1. Die RWE AG und die E.ON Energie AG bilden nach den Verhältnissen des Jahres 2005 ein marktbeherrschendes Duopol auf den Energiemärkten.
2. Die Strompreise der Betroffenen waren, soweit der Börsenwert der CO<sub>2</sub>-Zertifikate nach dem TEHG vollständig eingepreist wurde, in diesem Zeitraum im Sinne der § 19 GWB, Art. 82 EG missbräuchlich.
3. Nicht missbräuchlich war es lediglich, wenn ein Anteil von 25 % eingepreist wurde.

(Leitsätze der Redaktion)

Bundeskartellamt, Abmahnung vom 18.12.2007, B 8 – 88/05 – 2

#### Gründe

In dem o. g. Kartellverfahren ist die Beschlussabteilung zu der vorläufigen Einschätzung gekommen, dass jedenfalls im Zusammenhang mit dem Absatz von Strom-Grundlastbändern<sup>1</sup> und Strom-Vollversorgung<sup>2</sup> an Industriekunden<sup>3</sup> im bilateralen Geschäft<sup>4</sup> in Deutschland im Zeitraum vom 1. Januar bis 31. Dezember 2005 eine missbräuchliche Preisstellung Ihrer Mandantin RWE AG einschließlich ihrer im Sinne des § 36 Abs. 2 GWB verbundenen Unternehmen (im Folgenden zusammengefasst die Betroffene genannt) im Sinne von § 19 GWB sowie Art. 82 EG vorliegen. Die Beschlussabteilung beabsichtigt deshalb, im Hinblick auf diese Zuwiderhandlungen Verfügungen nach § 32 GWB zu treffen, und erwägt die Anordnung des Sofortvollzugs nach § 65 GWB. Mit diesem Schreiben wird der Betroffenen und - mit paralleler Post - den übrigen Verfahrensbeteiligten Gelegenheit zu rechtlichem Gehör gewährt.

#### Teil 1: Sachverhalt

Mitte des Jahres 2005 wurden beim Bundeskartellamt eine Reihe von Beschwerden im Hinblick auf die Einführung des Emissionshandels und dessen Auswirkung auf die Strompreisbildung eingereicht. Beschwervert hatten sich die folgenden Unternehmen und Unternehmensvereinigungen:

- der Stromgroßhändler IndependentPower GmbH & Co. KG, Hannover, mit Schreiben vom 18. Mai 2005,
- der Verband Nordwestdeutsche Textil- und Bekleidungsindustrie e. V., Münster, mit Schreiben vom 6. Juni 2005,
- der Verband Deutsche Kühlhäuser und Kühllogistikunternehmen e. V., Bonn, mit Schreiben vom 24. Juni 2005,
- der Bundesverband der deutschen Fischindustrie und des Fischgroßhandels e.V., Hamburg, mit Schreiben vom 18. Juli 2005,
- der Verband der Industriellen Energie und Kraftwirtschaft e.V., Essen (im Folgenden kurz: VIK) mit Schreiben vom 8. August 2005 und
- die Wirtschaftsvereinigung Metalle, Düsseldorf (im Folgenden kurz: WVM), mit Schreiben vom 11. November 2005.

Hintergrund der Beschwerden war ein (weiterer) starker Anstieg der Strompreise im Jahr 2005, der im Zusammenhang mit dem zum 1. Januar 2005 aufgenommenen Handel mit CO<sub>2</sub>-Zertifikaten gesehen wurde. Das System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der EU wurde - vorbereitet durch ein Grünbuch der Europäischen Kommission<sup>5</sup> - durch EU-Richtlinie<sup>6</sup> etabliert und in Deutschland vor allem durch das TEHG<sup>7</sup> sowie das ZuG 2007<sup>8</sup> umgesetzt.<sup>9</sup> Das ganze Instrumentarium dient der Erfüllung der im so genannten Kyoto-Protokoll<sup>10</sup> eingegangenen Verpflichtungen zur Reduktion von Treibhausgasen. Der Zweck der genannten Vorschriften ist die Schaffung der Grundlagen für den Handel mit Emissionsberechtigungen in einem gemeinschaftsweiten Emissionshandelssystem, um so durch die kosteneffiziente Verringerung

von Treibhausgasen zum weltweiten Klimaschutz beizutragen. Dies erfolgt zunächst nur bei dem Treibhausgas CO<sub>2</sub> und nur bei einem Teil der Verursacher, nämlich insbesondere Kraftwerken, aber auch Erdölraffinerien, Koksöfen, Eisen- und Stahlwerken sowie Anlagen der Zement-, Glas-, Kalk-, Ziegel-, Keramik-, Zellstoff- und Papierindustrie. Der erste Handelszeitraum umfasst die Jahre 2005 bis 2007, der zweite läuft von 2008 bis 2012. Die Verteilung der Zertifikate wird für jeden Handelszeitraum von jedem Land einzeln in so genannten Nationalen Allokationsplänen (NAP I und NAP II) festgelegt, die von der Europäischen Kommission genehmigt werden müssen. Die Verteilung der Zertifikate auf die Unternehmen erfolgt dergestalt, dass ihnen Zertifikate entsprechend ihrer Durchschnitts-Emissionen in 2000-2002 für den ersten Handelszeitraum und in 2000-2005 für den zweiten Handelszeitraum abzüglich eines Erfüllungsfaktors kostenfrei zugeteilt werden (grandfathering). Eine Sonderregel galt für Neuanlagen, denen ebenfalls eine gewisse Menge an Emissionszertifikaten gratis zugeteilt wird. Für Bestandsanlagen konnte der Zuteilungsantrag statt auf das grandfathering alternativ auf diese Neuanlagenregelung gestützt werden. Der NAP I sieht einen Erfüllungsfaktor von 97,09 %<sup>11</sup>, der NAP II in der Fassung vom 18. Juni 2006 von 98,75 % für die Industrie und 85 % für den Bereich der Energieumwandlung und -umformung vor<sup>12</sup>, wobei Deutschland nicht von der Möglichkeit Gebrauch gemacht hat, den entsprechenden Anteil an Zertifikaten zu versteigern. Grundsätzlich erfolgte die Zuteilung der Zertifikate aufgrund historischer Daten (§ 7 ZuG 2007; bei Anlagen die bis zum 31.12.2002 den Regelbetrieb aufgenommen haben) oder auf der Grundlage angemeldeter Emissionen (§ 8 ZuG 2007; bei Anlagen, die zwischen dem 01.01.2003 und dem 31.12.2004 den Regelbetrieb aufgenommen haben). Zu beachten ist, dass diejenigen Anlagenbetreiber, die Zertifikate aufgrund historischer Daten erhalten haben, diese nur behalten dürfen, wenn die Anlage mindestens 60% der Emissionen der Basisperiode produziert. Bei Unterschreiten dieser Grenze müssen die Zertifikate proportional zum Rückgang der Produktionsmenge gegenüber der Basisperiode zurückgegeben werden (§ 7 Abs. 9 ZuG 2007). Weitere Einzelheiten zu den genannten gesetzlichen Grundlagen des Emissionshandels, den Beschränkungen durch das ZuG 2007, den Ergebnissen der Zuteilung von Emissionsberechtigungen insbesondere an die Betroffene und den Änderungen des NAP II sowie der bilanz- und steuerrechtlichen Behandlung der Emissionsberechtigungen sind in dem von der Beschlussabteilung veröffentlichten Sachstandspapier vom 20. März 2006 unter Ziffer B. dargestellt.

Die Betroffene und der Konzern der in dem parallelen Verfahren B 8 - 88/05 - 1 betroffenen E.ON Energie AG sind vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen, die im Stromsektor bedeutende Erzeugungskapazitäten und erzeugte Strommengen aufweisen. Aufgrund des Auskunftsbeschlusses vom 2. Dezember 2005 (dort Frage 4.8.) machte die Betroffene hinsichtlich der produzierten Strommengen und den darauf entfallenden Umsatz, EBIT und EBITDA für die RWE Power AG folgende Angaben:

...  
In ihrem Lagebericht 2006<sup>13</sup> heißt es zur Entwicklung 2005/2006, dass RWE Power deutlich zulegen konnte und sich das betriebliche Ergebnis um 46 % auf 1.029 Mio. Euro (Januar bis September) erhöhte. Speziell das Ergebnis der Business Unit Stromerzeugung (inklusive RWE Trading und Harpen) lag demnach um 43 % über Vorjahr. Gemäß diesem Lagebericht stieg das betriebliche Ergebnis bei der Stromerzeugung bei RWE Power im Vergleich der 1. Quartale von 2005 und 2006 von 577 Mio. Euro auf 824 Mio. Euro d. h. um 42,8 %. Insgesamt verbuchte die Betroffene einen weiteren Gewinnzuwachs auf 5,36 Mrd. Euro (Januar bis September), der Pressangaben zufolge von den höheren Strompreisen getrieben worden ist.<sup>14</sup>

Nach dem Vortrag der beschwerdeführenden Unternehmen und Unternehmensvereinigungen kalkulieren die Betroffene, der E.ON-Konzern und andere Stromerzeuger den jeweils aktuellen Kurswert der ihnen nach dem ZuG 2007 von der Deutschen Emissionshan-

delstelle beim Umweltbundesamt (im Folgenden kurz: DEHSt) unentgeltlich zugeteilten Emissionsberechtigungen in ihre Stromverkaufspreise ein. Der dagegen gerichtete Vorwurf der Beschwerdeführer besteht im Kern darin, das „Einpreisen“ führe zu einem den Strompreis insgesamt aufblähenden „Opportunitätsgewinn“. Die unentgeltlich zugeteilten Emissionsberechtigungen stellten rein kalkulatorische Kosten dar, denen keine tatsächlichen Kosten gegenüberstünden. Die Praxis der Einpreisung sei nur angesichts eines auf den Strommärkten fehlenden wesentlichen Wettbewerbs möglich. Unternehmen in anderen Wirtschaftsbereichen, denen ebenfalls unentgeltlich Emissionsberechtigungen zugeteilt wurden, seien aufgrund eines dort funktionierenden Wettbewerbs nicht in der Lage, diese Berechtigungen als Opportunitätskosten in ihre Verkaufspreise einzupreisen. Im Gesetzgebungsverfahren habe man sich bewusst gegen eine unmittelbar auf die Kosten wirkende Versteigerung der Emissionsberechtigungen und für eine unentgeltliche Zuteilung entschieden. Tragende Argumente seien dabei gewesen, Kostenbelastungen für deutsche Unternehmen und Wettbewerbsverzerrungen im Verhältnis zum außereuropäischen Ausland zu vermeiden.

Nach Auffassung des nach § 54 Abs. 2 Nr. 3 GWB beigelegenen VIK bedroht die Strompreisentwicklung im Jahr 2005 zunehmend die dauerhafte Existenz der energieintensiven Unternehmen in Deutschland. Schon vor Beginn des Emissionshandels hätten die industriellen Stromverbraucher in Deutschland ein sehr hohes, ihre Wettbewerbsfähigkeit bedrohendes Strompreinsniveau beklagt, das schon seit Jahren sehr stark gestiegen sei. Die Einpreisung der Emissionsberechtigungen zu ihrem vollen Kurswert hätte im Jahr 2005 dann noch eine vollkommen neue und ungeahnte Dimension und Dynamik in diese Situation gebracht. 5 Mrd. Euro potenzielle „windfall profits“ pro Jahr für die deutschen Elektrizitätserzeuger als Folge dieser Einpreisung würden im Gegenzug etwa 2,3 Mrd. Euro potentieller „windfall losses“ über die Stromkosten für die deutsche Industrie bedeuten. Der Industrie gingen so Mittel verloren, die für Investitionen und den Erhalt von Arbeitsplätzen dringend benötigt würden. Hohe Stromkosten gepaart mit immensen Unsicherheiten über weitere Steigerungen setzten bei allen Investitionsentscheidungen in stromintensiven Unternehmen viele und gewichtige Minuspunkte hinter die deutschen Standorte. Bei den privaten Verbrauchern führten zudem stark gestiegene Stromkosten zu einer signifikanten Verringerung der Kaufkraft. Binnennachfrage und Konjunktur in Deutschland würden weiter gebremst, mit noch einmal negativen Folgen für Wirtschaft und Industrie. Die Praxis der Einpreisung von Emissionsberechtigungen wirke sich so nach Einschätzung des VIK als enorme Wachstumsbremse für den Standort Deutschland aus. Die Zusatzgewinne der Elektrizitätserzeuger könnten diese Nachteile volkswirtschaftlich in keiner Weise ausgleichen, zumal damit zu rechnen sei, dass sie in einem hohen Maße für Investitionen im Ausland genutzt werden sollen.

Die WVM, die sich später ebenfalls zum Verfahren hat beiladen lassen, weist darauf hin, dass die Gesamtstromkosten in den besonders stromintensiven Produktionsbereichen der Branche mittlerweile mehr als 40 % der Kosten ausmachen. Bis zu 80 % davon entfielen allein auf den Großhandelsanteil, dessen Preis am Leipziger Handelsplatz European Energy Exchange (im Folgenden kurz: EEX) sich seit dem Jahr 2003 mehr als verdoppelt hat. Diese Stromkostenproblematik war nach Darstellung der WVM Hauptursache einer ersten Hüttenschließung im Aluminiumbereich. Angesichts des internationalen Wettbewerbs in dem die NE-Metallindustrie steht, könnten regionale Mehrkosten nicht an die Kunden weitergegeben werden, weshalb die hohen deutschen Strompreise unmittelbar ihre Standorte in Deutschland gefährdeten. Dies habe mittelfristig auch Konsequenzen für die weitere Wertschöpfungskette, zu der Bereiche wie die Autoindustrie oder der Flugzeugbau gehörten.

Nach Auffassung des zum Verfahren beigelegenen Bundesverbandes Neuer Energieanbieter (im Folgenden kurz: BNE) geht die Einpreisung der Emissionsberechtigungen auf Kosten der Wettbewerbsfähigkeit seiner Mitglieder im Verhältnis zu den vertikal

integrierten Stromerzeugern. Darüber hinaus plane ein Teil seiner Mitglieder, selbst Strom zu erzeugen. Im Hinblick auf die anstehenden Investitionsentscheidungen müsse vorhersehbar sein, ob die unentgeltlich zugeteilten Emissionsberechtigungen für die Bildung des Strompreises zukünftig relevant bleiben.

Auch die Stahl-, Chemische- und Zementindustrie weisen auf die teilweise erheblichen Auswirkungen wegen der Strommehrkosten hin. Auf die Ausführungen im Sachstandsrapport (dort unter Ziffer A. 3.) wird verwiesen.

Mit Schreiben vom 17. August 2005 teilte die Beschlussabteilung der Betroffenen - und unter dem Az. B 8 - 88/05 - 1 auch der E.ON Energie AG - mit, dass sie im Hinblick auf die o. g. Vorwürfe ein Kartellverwaltungsverfahren wegen des Verdachts des Missbrauchs einer marktbeherrschenden Stellung im Sinne von § 19 GWB und Artikel 82 EG im Zusammenhang mit CO<sub>2</sub>-Emissionshandel und Strompreisbildung eingeleitet hat.

Die Betroffene und der E.ON-Konzern betrachten den aktuellen Kurswert der für die Stromerzeugung benötigten Emissionsberechtigungen als notwendigen Bestandteil ihrer variablen Kosten und damit auch ihrer Grenzkosten. Sie stellen in ihren ersten Einlassungen<sup>15</sup> nicht in Abrede, dass in den von ihnen geforderten Strompreisen zumindest mittelbar der Kurs für Emissionsberechtigungen enthalten ist. Ihr Verhalten erklären sie mit folgenden betriebswirtschaftlichen und wettbewerbstheoretischen Überlegungen:

Bei wirksamem Wettbewerb und einem bestehenden Kraftwerkspark bilde sich der Preis für Strom auf Basis der kurzfristigen Grenzkosten. Ein betriebswirtschaftlich handelnder Stromerzeuger erzeuge eine zusätzliche Einheit Strom nur dann, wenn er dafür auf dem Markt einen Preis erzielen könne, der mindestens seinen Grenzkosten entspreche. Ein Stromerzeuger, der einen niedrigeren Preis akzeptiere, handele betriebswirtschaftlich nicht mehr rational. Bedingt durch die Einführung des Emissionshandels hätten sich die Kosten von Kohlendioxid emittierenden Kraftwerken verändert. Als notwendiger Bestandteil der Kosten sei nunmehr auch der Wert der für die Stromerzeugung eingesetzten Emissionsberechtigungen dann zu berücksichtigen, wenn ein CO<sub>2</sub>-emittierendes Kraftwerk dasjenige sei, das die zusätzliche Einheit Strom anbiete. Dies habe unabhängig davon zu gelten, ob die Emissionsberechtigung kostenlos zugeteilt oder hinzu gekauft sei. Der Wert des (durch den Verbrauch entgangenen) Nutzens einer Emissionsberechtigung bestimme sich nach dem Preis, den der Stromerzeuger hätte erzielen können, wenn er die Emissionsberechtigung im Zeitpunkt der Produktionsentscheidung verkauft hätte. Dieser Preis lasse sich dem Kurs entnehmen. Der Kurs spiegele den Wettbewerbspreis wider, da der Handelsmarkt für Emissionsberechtigungen ein Wettbewerbsmarkt sei.

Im Einzelnen tragen die Betroffene und die E.ON Energie AG Folgendes vor: Die E.ON Energie AG verneint ihre marktbeherrschende Stellung und den Marktmissbrauchsvorwurf mit folgender Argumentation:

- Der Strommarkt erfülle alle Voraussetzungen eines Commodity Marktes. Auch im Strommarkt bilde sich der Marktpreis anhand der Grenzkosten der jeweils noch zur Bedarfdeckung benötigten Produktionseinheit.
- Der Marktpreis von Emissionsberechtigungen werde Bestandteil der Grenzkosten eines Stromerzeugers und wirke sich auf den Strompreis aus.
- E.ON Energie AG und RWE AG hätten auf dem Stromhandelsmarkt und dem Emissionshandelsmarkt keine marktbeherrschende Stellung.

Die Berücksichtigung des Wertes der Emissionsberechtigungen bei der Vermarktung von Strom sei Voraussetzung für die Funktionsfähigkeit des Emissionshandels als umweltpolitisches Instrument sowie für eine wirtschaftlich optimale Zielerreichung.

Die Auswirkungen des Emissionshandels auf die europaweiten Strompreise wurden von der EU-Kommission und der Bundesregierung gesehen und akzeptiert. Den europäischen und nationalen

Entscheidungsträgern wären die Auswirkungen auf die Stromhandelspreise bekannt gewesen. Die Berücksichtigung des Wertes der Emissionsberechtigungen in den Strompreisen durch die Stromerzeuger wurde als betriebswirtschaftlich rationales Vorgehen vorhergesehen und von der EU-Kommission selbst offiziell empfohlen.

Die Betroffene verneint ebenfalls ihre marktbeherrschende Stellung und den Marktmissbrauchsvorwurf mit folgender Argumentation:

- Der RWE-Konzern und der E.ON-Konzern bildeten auf dem Stromgroßkundenmarkt in Deutschland kein marktbeherrschendes Duopol.
- Emissionsberechtigungen würden europaweit, und zwar auf einem hinreichend liquiden und transparenten Markt gehandelt. Die Preisbildung an der EEX Leipzig entspreche den Mechanismen anderer freier bzw. liberalisierter Märkte.
- Der Missbrauchsvorwurf hinsichtlich überhöhter Stromgroßhandelspreise aufgrund der Einpreisung treffe nicht zu, da die Preisbildung im Stromgroßhandel den Mechanismen freier bzw. liberalisierter Märkte und die Preisbildung auf Grenzkostenbasis einem rationalem Wettbewerbsverhalten entspreche.
- Die unentgeltliche Zuteilung der Emissionsberechtigungen stehe dieser Wertung nicht entgegen. Im Übrigen erwarte der RWE-Konzern eine substanzielle Unterdeckung an Emissionsberechtigungen in der ersten Handelsperiode (2005 - 2007).
- Schließlich sei der Emissionshandel ein vom Gesetzgeber gewollter Lenkungseffekt bei der Strompreisbildung. Die Berücksichtigung des Handelspreises für Emissionsberechtigungen in den Strompreisen nach den Prinzipien marktrationalen Verhaltens sei Voraussetzung für die Funktionsfähigkeit des Emissionshandels als umweltpolitisches Steuerungsinstrument. Mit Schreiben vom 28. Februar 2006 führt die Betroffene weiter aus:

„Das Ansteigen der Strompreise insbesondere im letzten Jahr ist ein paneuropäisches Phänomen, das nicht auf die Weiterverteil- und Großkundenmärkte beschränkt ist, schon gar nicht auf die Weiterverteil- und Großkundenmärkte in Deutschland. Zahlreiche Faktoren, darunter auch das neue CO<sub>2</sub>-Handelssystem, haben dazu beigetragen, dass die Großhandelspreise für Strom in Westeuropa im Jahr 2005 erheblich gestiegen sind. Diese Preissteigerungen schlagen auf die Weiterverteil- und Großkundenmärkte sowie, mit zeitlichem Abstand, auf die Haushalts- und Gewerbekundenmärkte durch. Im Zusammenhang mit dieser paneuropäischen Entwicklung ist es fernliegend, den Verdacht des Missbrauchs einer angeblichen marktbeherrschenden Stellung von RWE auf den nationalen Weiterverteil- und Großkundenmärkten zu erheben. Die Preisbildung auf den Weiterverteil- und Großkundenmärkten wie auch auf den Großhandelsmärkten für Strom folgt überall in Europa denselben ökonomischen Grundregeln. Dazu gehören insbesondere das Grenzkostenprinzip und die Berücksichtigung von Opportunitätskosten in betriebswirtschaftlichen Entscheidungsprozessen über Produktionsmengen und Preise. RWE verhält sich insoweit nicht anders als alle seine Mitbewerber. Legt man diese allseits anerkannten Prinzipien zugrunde, sind die Preisentwicklungen auf den Strommärkten ohne weiteres nachvollziehbar. Dementsprechend hat es schon vor der Einführung des Emissionshandelssystems nicht an Hinweisen darauf gefehlt, dass der Wert der Emissionszertifikate in den Stromgroßhandelspreisen berücksichtigt werden würde. Das hat nichts mit einem Missbrauch marktbeherrschender Stellungen der Stromerzeuger zu tun, sondern entspricht rationalem unternehmerischen Verhalten. Einzelne Stromerzeuger wären gar nicht in der Lage, auf den Großhandelsmärkten „gegen den Strom“ zu schwimmen. Im Übrigen wird das Ziel des Emissionshandelssystems, CO<sub>2</sub>-Emissionen durch einen Umstieg auf emissionsärmere Brennstoffe zu reduzieren („fuel switch“), gerade dann erreicht, wenn die Kosten für CO<sub>2</sub>-Zertifikate im Stromgroßhandelspreis Berücksichtigung finden.“

Die Beschlussabteilung hat in der Folge von Amts wegen um-

fangreiche Ermittlungen eingeleitet. In diesem Zusammenhang wurden auch das Umweltbundesamt/DEHSt und die Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht (im Folgenden kurz: BAFIN) um Amtshilfe gebeten sowie fachliche Stellungnahmen vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (im Folgenden kurz: BMU) und wiederum vom Umweltbundesamt/DEHSt eingeholt. Durch Beschluss nach § 59 GWB vom 2. Dezember 2005 wurden die Betroffene und die E.ON Energie um Auskunft zu fünf Fragenkomplexen gebeten. Die Fragenkomplexe betrafen die Zuteilung von Emissionsberechtigungen, die Vermeidung von Emissionen und das Management von Emissionsberechtigungen, den Handel mit Emissionsberechtigungen, die kostenmäßige und buchhalterische Behandlung der Emissionsberechtigungen, die tatsächlich entstehenden Kosten sowie die anlagenbezogene Ermittlung der zusätzlich erzielten Erträge sowie die Preisanpassung in laufenden Verträgen. Die beiden anderen Verbundunternehmen, die EnBW Energie Baden-Württemberg AG und die Vattenfall Europe AG, wurden mit Schreiben vom 16. Dezember 2005 darum gebeten, die in dem Auskunftsbeschluss gestellten Fragen ebenfalls zu beantworten.

Die Betroffene hat ihren Schwerpunkt der Stromerzeugung im Braunkohlebereich. Nach öffentlichen Angaben ihres Konzerns betragen die durchschnittlichen Erzeugungskosten (einschließlich Kapitalkosten) für 80 % ihrer Stromerzeugung in 2005 ca. 24 Euro/MWh.<sup>16</sup> Die genaue Struktur des Kraftwerksparcs und der<sup>16</sup> RWE baseload mix, Braunkohle, Kernkraft, vgl. RWE. Facts & Figures 2005, S. 122.

Stromerzeugung der Betroffenen sowie Einzelheiten zu ihrer Kostensituation und ihren Opportunitätskosten im Jahre 2005 ergeben sich aus Anlage 1, die Geschäftsgeheimnis der Betroffenen ist.

Am 30. März 2006 hat die Beschlussabteilung von Amts wegen eine mündliche Verhandlung nach § 56 Abs. 3 Satz 1 GWB durchgeführt unter Einbeziehung insbesondere der Betroffenen, der E.ON Energie AG, der Beigeladenen und der beschwerdeführenden Parteien. Die Tagesordnung und sämtliche geladene Unternehmen und Institutionen ergeben sich aus der Ladung vom 9. März 2006. Zur Vorbereitung der mündlichen Verhandlung hat die Beschlussabteilung den Teilnehmern und der Öffentlichkeit das bereits erwähnte Sachstandspapier zur Verfügung gestellt.

Die Beschwerdeführer und die von der Beschlussabteilung befragten Unternehmen haben in ihren Beiträgen auf den ganz erheblichen Anstieg der Strompreise, der seit Einführung des Emissionshandels zu beobachten sei, hingewiesen. Dies führe in ganz erheblichem Maße zu volkswirtschaftlichen Verwerfungen. Die Wettbewerbsfähigkeit vieler stromintensiver Produktionsstandorte sei Existenz gefährdend bedroht. Auf der anderen Seite verzeichneten die Stromerzeuger „windfall profits“ in Höhe von Euro 5 Milliarden jährlich. Die Einpreisung unentgeltlich zugeteilter Emissionsberechtigungen sei dabei kein „intendiertes notwendiges Element des Emissionshandels“, sondern allein die Folge gewinnmaximierendes Handelns marktbeherrschender Unternehmen. Die vier Verbundunternehmen kontrollierten 90 % der deutschen Stromerzeugung; es bestehe ein enges Oligopol mit Spielräumen für strategisches Verhalten. Unternehmen auf vergleichbaren Märkten könnten die Emissionsberechtigungen nicht einpreisen. Zentraler Ansatzpunkt zur Durchsetzung der Preisvorstellungen des Oligopols sei der Handelsplatz EEX in Leipzig. Die EEX bestimme auch außerhalb des Handelsplatzes die Strompreise, obwohl ihr Absatzanteil nur 15 % betrage.

Die kostenlose Zuteilung der Emissionsberechtigungen habe Wettbewerbsnachteile für die Industrie vermeiden sollen. Ihr Charakter als Belastungsausgleich spreche gegen ihre Verwendung als vermögenswerte Rechtsposition. Die Einpreisung hebe die „politische Geschäftsgrundlage“ des Emissionshandels wieder auf. Die Einpreisung sei keine Voraussetzung für die Funktionsfähigkeit des Emissionshandels. Es laufe dem Ziel der Verminderung von Kohlendioxid entgegen, wenn Opportunitätskosten weitergegeben werden könnten und die Vermeidung von Emissionen zu gerin-

geren „windfall profits“ führten. Zu bedenken sei, dass über die Einpreisung auch Unternehmen mit Kraftwerken profitierten, die - wie Wasser- und Atomkraftwerke - überhaupt nicht am Emissionshandel teilnehmen. Das Opportunitätskostenprinzip könne die Einpreisung nicht rechtfertigen. Das Zuteilungsgesetz schränke die betriebswirtschaftliche Wahlmöglichkeit „zu veräußern“ statt „zu produzieren und zu verbrauchen“ ein, insbesondere die Optionsregel und die 60/40 Regel. Für mindestens ein Drittel der Stromerzeugenden Anlagen bestünde keine Wahlfreiheit. Im Rahmen des Vergleichsmarktkonzepts könnten andere europäische Strommärkte wegen des dort fehlenden Wettbewerbs nicht herangezogen werden. Den fehlenden Wettbewerb belege auch die Sektoruntersuchung der Europäischen Kommission. Zutreffenderweise sei daher auf die anderen vom Emissionshandel betroffenen Branchen abzustellen. Dort sei es nicht möglich, Kosten für CO<sub>2</sub>-Zertifikate weiterzugeben.

Die Wirtschaftsvereinigung Stahl - wie auch die anderen vom Emissionshandel unmittelbar und mittelbar betroffenen Branchen - wies in der mündlichen Verhandlung auf deutliche Unterschiede zwischen den Strommärkten und den Märkten hin, auf denen sie ihre Produkte absetzen. Es gebe kein „Analogum zum Grenzkraftwerk der Stromwirtschaft“, man könne nicht an- und abfahren wie ein Kraftwerk und man habe kein Grenzkraftwerk. Sie stellte Strom als Produktionsfaktor in den Vordergrund und wies auf die ihrer Auffassung nach fatale Entwicklung der Strompreise und deren verschlechternden Einfluss auf die Produktionsbedingungen in Deutschland hin. Die Wettbewerbsbedingungen ließen es nicht zu, kostenlos zugeteilte Emissionsberechtigungen über den Preis weiterzugeben. Die Entwicklung der Strompreise lasse vielen Unternehmen keine Wahl, als über die Verlagerung von Produktionsstandorten ins Ausland nachzudenken.

Nach der vom BMU in der mündlichen Verhandlung geäußerten Auffassung ist es das Ziel des Emissionshandels, ökonomisch effizient die klimapolitischen Vorgaben zu erreichen. Das Einpreisen von Opportunitätskosten sei dafür nicht erforderlich, da das Emissionsziel bereits durch die Festlegung des Emissionsbudgets erreicht werde. Die Emissionshandelsrichtlinie schließe eine vollständige Internalisierung sogar aus, da sie die Auktionierung nur sehr begrenzt zulasse. Die kostenlose Zuteilung sollte Wettbewerbsnachteile ausgleichen. Die Möglichkeit der Oberwälzung von Opportunitätskosten sei weder intendiert gewesen noch sei dies größer diskutiert worden. Die Meinungen darüber, ob es dazu kommen würde, sei angesichts wachsender Wettbewerbsintensität im Strombereich gespalten gewesen. Ob der Emissionshandel die gestiegenen Strompreise rechtfertigen könne, sei angesichts der Entwicklung der Korrelation fraglich. Opportunitätskosten würden zudem offenbar auch dann eingepreist, wenn gar keine Veranlassung dazu bestünde. Die bestehenden Auswahlmöglichkeiten sind nach Auffassung des BMU durch die Ungewissheit über die Methoden der zukünftigen Zuteilung für die zweite Handelsperiode entwertet.

Die Betroffene und die E.ON Energie AG kritisierten in der mündlichen Verhandlung zunächst die Vorstellungen der Beschlussabteilung von einer neuen Strommarktsegmentierung. RWE und E.ON seien bestenfalls auf den dem Großhandelsmarkt nach gelagerten Weiterverteilern- und Großkundenmärkten marktbeherrschend. Der Großhandelsmarkt unterliege jedoch dem freien Spiel von Angebot und Nachfrage, das keiner der Marktteilnehmer relevant beeinflussen könne. Dies sei an anderer Stelle noch eingehend zu problematisieren. Die Preisbildung auf den Strommärkten folge in ganz Europa den gleichen ökonomischen Grundregeln (Grenzkostenprinzip, Opportunitätskosten). Es sei Stand der Wissenschaft, dass sich in liberalisierten Strommärkten die Preise auf Basis der Grenzkosten bildeten. Es sei dabei betriebswirtschaftlich rational, effektiv handelbare Emissionsberechtigungen (die Optionsregel gelte nur für einen kleinen Teil von Kraftwerken; Opportunitätskosten fielen dort nicht an und würden auch nicht geltend gemacht; die 60/40 Regel sei nicht relevant, da die betroffenen Kraftwerke regelmäßig zu mehr als 60 % ausgelastet seien) im Rahmen der Stromerzeugung als Opportunitätskosten und damit als Teil der Grenzkosten zu behandeln.

Es gehe darum, die zur Verfügung stehenden Ressourcen effizient zu verwenden. Bei Opportunitätskosten handle es sich nicht um fiktive, sondern um echte Kosten. Für die Behandlung als Opportunitätskosten sei unerheblich, ob die Berechtigungen unentgeltlich zugewiesen oder entgeltlich erworben wurden. Unter „Einpreisen“ sei das „Einpreisen“ des Kurswertes der Emissionsberechtigungen in die Preisforderung (Gebote für Stundenlieferungen) am Spotmarkt zu verstehen. Die „Einpreisung“ auf der Angebotsseite sei unabhängig von den Wettbewerbsbedingungen und könnte nicht als Beleg für mangelnden Wettbewerb herangezogen werden. Maßgeblich für den Strompreis seien die Grenzkosten des letzten eingesetzten Kraftwerkes einschließlich der mit diesem Kraftwerk verbundenen CO<sub>2</sub>-Zertifikatsmengen. Unter der Überschrift der „Überwälzung“ stelle sich die Frage, wer die Kostenlast des Emissionshandels zu tragen habe. Der Preiseffekt zu Lasten der Nachfrager sei dabei umso deutlicher, je unelastischer die Nachfrage sei. Er nehme umso mehr ab, je elastischer die Nachfrage sei. Bei wirksamem Wettbewerb gelte das „Law of one price“. Da die Möglichkeit zur Arbitrage bestehe, bilde sich in einem Markt für homogene Produkte wie Strom stets ein einheitlicher Preis. Als Beispiel hierfür könnten die Handelsplätze EEX, EXAA und Powernext herangezogen werden, trotz unterschiedlicher Kostenstrukturen Sorge die regionale Integration der Märkte über die Arbitrage für weitgehend einheitliche Preise auf diesen Märkten. Der „Überwälzungsgrad“ hänge von der Elastizität der Nachfrage ab. Bei eher unelastischer Nachfrage hätten vor allem die Nachfrager die Kostenlast zu tragen. Dies sei insbesondere im Stromgroßhandel, aber nicht notwendig auch in den anderen vom Emissionshandel betroffenen Branchen der Fall.

Die Strompreise unterlägen in ganz Europa dem Einfluss der Preise für Emissionsberechtigungen. Deutschland sei insoweit kein Einzelphänomen. In Europa führe einzig das Bundeskartellamt ein Verfahren wegen der Berücksichtigung von Opportunitätskosten. Dass das Opportunitätskostenprinzip zum Tragen komme, sei vor Einführung des Emissionshandels allgemein bekannt gewesen. Der Vergleich mit anderen Branchen sei irrelevant. Zum einen komme die von der Europäischen Kommission in Auftrag gegebene McKinsey/Ecofys-Studie zu differenzierten Ergebnissen. Zum anderen sei die Preisbildung auf anderen Märkten nicht mit der Preisbildung auf den Strommärkten vergleichbar. Vielmehr liege ein Vergleich mit anderen Stromgroßhandelsmärkten in der EU nahe, insbesondere mit dem britischen als dem am Besten entwickelten. Die Betroffene verhalte sich nicht anders als alle ihre Wettbewerber in Europa. Der Missbrauchsvorwurf sei eindeutig unbegründet. In anderen wettbewerblichen Strommärkten (genannt werden Großbritannien, Niederlande und Skandinavien) bildeten sich die Opportunitätskosten der Emissionsberechtigungen im Strompreis ab. Die Preise dort bewegten sich parallel zu den deutschen. Deutschland habe keine Sonderrolle. Die Strommärkte in UK, Skandinavien und den Niederlanden eigneten sich als wettbewerbliche Vergleichsmärkte.

Im Hinblick auf die McKinsey/Ecofys Studie im Auftrag der Europäischen Kommission<sup>17</sup> kam die Industrieseite in der mündlichen Verhandlung zu einer anderen Einschätzung als die Betroffene und E.ON. Sie sei mit lediglich 1,7 % der befragten Unternehmen nicht repräsentativ; die Fragen seien zumindest missverständlich, da dort von „Einpreisung“ keine Rede sei, sondern nur davon, ob der Preis für Emissionsberechtigungen im Rahmen der Produktionsentscheidung Berücksichtigung finde. Es sei nicht danach gefragt worden, ob sich der Preis für Emissionsberechtigungen in den Marktpreisen wiederfinde. Dass sei nicht der Fall, wie vielfach anhand der Entwicklung der Preise in diesen Branchen deutlich werde, die Fragen seien sehr missverständlich formuliert gewesen, mit entsprechenden Auswirkungen auf die Antworten.

EnBW und Vattenfall begrüßten als nicht am Verfahren beteiligte Stromerzeuger die Diskussion um die Strompreisbildung und erklärten, zu einer Versachlichung beitragen zu wollen. Nach ihrer Auffassung ist der Handelsplatz EEX ein liquider Wettbewerbsmarkt; auch funktioniere die Arbitrage zwischen den verschiedenen Ländern. EnBW sieht sich als Preisnehmer auf dem Großhandels-

markt. Konkret auf das Verfahren bezogen, bemängelt Vattenfall, dass andere Branchen wegen der gegebenen und zuvor aufgezeigten strukturellen Unterschiede nicht als Vergleichsmärkte herangezogen werden könnten. Vattenfall verweist auf den britischen Strommarkt als den am meisten entwickelten in Europa; auch dort finde die Einpreisung statt. Schließlich wirft Vattenfall die Frage auf, welches Verhalten denn die Beschlussabteilung konkret zu untersagen beabsichtige. Der VDEW macht auf angekündigte neue Kraftwerkskapazitäten aufmerksam. Darüber hinaus verweist er auf den vorläufigen Bericht über die Sektorunteruntersuchung Energie durch die Europäische Kommission und dortige Aussagen über eine relativ geringe Marktkonzentration in Deutschland.

Wegen weiterer Einzelheiten wird auf das Protokoll der mündlichen Verhandlung verwiesen, dass einschließlich der unterstützenden Präsentationen allen anwesenden Unternehmen, Verbänden und Institutionen übersandt wurde.

Auch außerhalb der mündlichen Verhandlung hat die Unternehmensseite die Öffentlichkeit auf die Folgen der durch die Einpreisung der CO<sub>2</sub>-Zertifikate starken Strompreiserhöhungen hingewiesen: Auf einer Veranstaltung des EWERK, Berlin, vom 28. Juni 2006 wurden die Auswirkungen der Strompreisentwicklung am Beispiel einer Gießerei vom VIK vertieft erörtert:

Die Norddeutsche Affinerie AG, Hamburg, weist als größter europäische Kupferhersteller in ihrer Eingabe vom 9. November 2006 auf die stark gestiegenen Strombeschaffungskosten für sein Hamburger Stammwerk (Stromabnahme 650 Mio. kWh jährlich, dies entspricht 2/3 des gesamten Stromverbrauchs des NA-Konzerns) hin. Aufgrund der derzeit auf derselben Preisbasis vorliegenden Angebote (Preis der EEX-Strombörse inklusive der Aufpreisung der kostenlos zugewiesenen CO<sub>2</sub>-Zertifikate) für die Strombelieferung für die Jahre 2007 bis 2009 würden die Stromkosten um fast 16 Mio. Euro pro Jahr ansteigen. Dies bedeute eine mengenbereinigte Steigerung der Stromkosten um ca. 50 % und gegenüber dem Jahr 2002/2003 sogar eine Verdoppelung.

Nach den Ergebnissen der darauf folgenden Ermittlungen ist es seit Januar 2005 zu einer erheblichen Preissteigerung von börslichen und bilateralen Stromprodukten für Industriekunden gekommen:

Die Beschlussabteilung hat im August 2006 rund 30 Unternehmen, die nach § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV<sup>18</sup> einen Antrag auf Genehmigung eines individuellen Netzentgelts bei der Bundesnetzagentur gestellt haben, um Auskunft zu ihrem Bezugsverhalten und Bezugsbedingungen bei ihrer Strombeschaffung gebeten und insofern eine stichprobenartige Erhebung in Bezug auf die Strompreise<sup>19</sup> der stromintensiven Unternehmen durchgeführt. Die Beschlussabteilung konnte dabei für größere Strommengen (für kleinere Mengen wurden im Erhebungszeitraum auch höhere Preise gezahlt) folgende Entwicklung feststellen. Im Jahr 2003 waren Preise zwischen 18 und 22 Euro/MWh erzielbar. Im Jahr 2004 lagen die Preise – falls nicht noch günstigere Altverträge galten – zwischen 22 und 28 Euro/MWh. Im Jahr 2005 war der deutlichste Anstieg zu verzeichnen; die Bezugspreise lagen im Mittel zwischen 25 und 35 Euro/MWh, die Höchstpreise bei 45 Euro/MWh. Für das laufende Jahr 2006 beträgt die Spanne in der Regel 34 bis 54 Euro/MWh, ein einziges Unternehmen zahlte nur ... Euro/MWh. Die niedrigsten und höchsten Preise der 16 Unternehmen mit einem jährlichen Strombezug in Höhe von 500-5.500 GWh stellen sich dabei wie folgt dar (in Euro/MWh):

Jahr	Niedrigster Preis	Höchster Preis
2003	18,00	34,37
2004	18,00	40,17
2005	21,93	46,34
2006	25,05	57,23

Tabelle 1

Wegen weiterer Einzelheiten wird auf [Anlage 2](#) Bezug genommen, die Geschäftsgeheimnisse der Betroffenen enthält.

Die Industriekunden-Strompreise sind aber seit Januar 2005 nicht nur in der Gruppe der stromintensiven Kunden, sondern in weiteren relevanten Verbrauchsgruppen deutlich angestiegen, wie die von EUROSTAT erhobene Preisentwicklung, klassifiziert nach Verbrauchertypen Ia bis li, zeigt<sup>20</sup>:

Auch die neueste Eurostat-Erhebung zum 1. Juli 2006 bestätigt ein weiter steigendes Industriestrom-Preisniveau.

Die Strombezugskosten machen dabei einen großen Anteil am gesamten Strompreis der Industriekunden aus. Die nachstehende Tabelle aus dem Monitoringbericht der Bundesnetzagentur zeigt dies exemplarisch für den Verbrauchstyp Ig:<sup>21</sup>

Im europaweiten Vergleich zählen die deutschen Industriekunden-Strompreise gegenwärtig zu den höchsten, wie sich aus einer Erhebung von Eurostat zum 1. Januar 2006 (siehe dazu Tabelle 2) ergibt (in den Klassen le bis li, inklusive Energiesteuern, jedoch ohne Mehrwertsteuer).

Eurostat gibt bezüglich Verbrauchertyp le für jedes Land den Steueranteil und die sonstigen Abgaben (in Euro/100 kWh) an:<sup>22</sup>

Der Monitoringbericht 2006 der Bundesnetzagentur weist darüber hinaus auf einen deutlichen Preisanstieg auch am Handelsplatz EEX hin. Danach lagen die Mittelwerte von Phelix Base und Phelix Peak in 2005 bei 45,97 bzw. 55,99 Euro/MWh, während sie im Vorjahr noch bei 28,54 bzw. 34,02 Euro/MWh gelegen hatten. Des Weiteren lagen die Jahresmittelwerte der Baseload und Peakload Futures für das Frontjahr in 2005 bei 41,27 bzw. 56,35 Euro/MWh, während sie in 2004 bei 33,49 bzw. 49,13 Euro/MWh lagen.<sup>23</sup>

In Besprechungen mit der Beschlussabteilung haben der VIK, die WVM und EnergyLink AG sowie die Betroffene und E.ON die Sach- und Rechtslage weiter erörtert. Die Betroffene und E.ON haben ihre Positionen in der Folge schriftlich vertieft.

## Teil 2: Rechtliche Würdigung

Die Betroffene hat sich als Normadressatin der Missbrauchsverbote aus § 19 GWB und Art. 82 EG nach vorläufiger Einschätzung der Beschlussabteilung mit ihrer Preisstellung<sup>24</sup>, jedenfalls im Zusammenhang mit dem Absatz von Strom-Grundlastbändern und Strom-Vollversorgung an Industriekunden im bilateralen Geschäft in Deutschland, missbräuchlich im Sinne dieser Vorschriften verhalten. Konkret ist die Beschlussabteilung für den Zeitraum vom 1. Januar bis 31. Dezember 2005 zu der vorläufigen Einschätzung gekommen, dass diese Preise in Bezug auf den darin enthaltenen anteiligen Kurswert unentgeltlich zugeteilter CO<sub>2</sub>-Zertifikate (Umrechnungsfaktor für die Betroffene = [zwischen 0,6 und 0,7 EB/MWh] missbräuchlich überhöht sind. Nach vorläufiger Einschätzung durfte dieser anteilige Kurswert nur zu maximal 25 % im Preis übergewälzt werden.

### A. Rechtliche Würdigung nach § 19 GWB

#### I. Normadressateneigenschaft nach § 19 Abs. 2, 3 GWB

Die Betroffene ist Adressatin des Missbrauchsverbots aus § 19 GWB, weil sie auf dem Strommarkt, auf dem die hier interessierende Nachfrage gedeckt wird, gemeinsam mit dem E.ON-Konzern eine marktbeherrschende Stellung im Sinne von § 19 Abs. 2 GWB

besitzt. Denn zwischen diesen beiden Stromanbietern besteht kein wesentlicher Wettbewerb und sie haben in ihrer Gesamtheit im Verhältnis zu ihren Wettbewerbern eine überragende Marktstellung.

1. Strom als Produkt und als Handelsgut zeichnet sich durch spezifische Eigenschaften aus, die die Marktstruktur entscheidend prägen. Strom ist ein homogenes, nicht unmittelbar speicherbares Produkt, das über Übertragungs- bzw. Verteilnetze an den Endabnehmer geliefert wird. Darüber hinaus wird im Gegensatz zu üblichen Handelsgütern nicht das Gut Strom direkt gehandelt, sondern vielmehr findet ein Handel von Strombezugsrechten statt.

a) Die maßgebliche Eigenschaft des Produktes Strom ist die Nichtspeicherbarkeit. Die direkte Konsequenz der fehlenden Speicherbarkeit von Strom ist die stets vorherrschende Äquivalenz der Produktionsmenge und der Liefermenge, d. h. zu jedem Zeitpunkt entspricht die gelieferte Strommenge bis auf marginale, systembedingte Verluste der produzierten Strommenge. Hieraus folgt unmittelbar, dass eine Steuerung der gelieferten Strommenge nur durch eine entsprechende Steuerung der Produktionsmenge erreicht werden kann. Eine derartige Steuerung erfolgt durch den gezielten Einsatz von Erzeugungskapazitäten, indem der jeweiligen Situation entsprechend Kraftwerke zu- oder abgeschaltet werden. Eine Lagerung von Strom mit dem Ziel, Strommengen vom Markt zu nehmen, ist nicht möglich, vielmehr erfordert eine solche Herausnahme von Strommengen aus dem Markt stets eine entsprechende Kapazitätensteuerung. Im Umkehrschluss folgt aus der Nichtspeicherbarkeit, dass letztendlich Entscheidungen über die Produktionsmenge bzw. über den Kapazitätseinsatz die Liefermengen und somit zumindest mittelbar auch den Strompreis determinieren.

Strom ist als ein homogenes Produkt anzusehen. Die Homogenität ergibt sich hierbei aus Sicht der Nachfrageseite, denn Strom als Produkt wird stets in gleicher Qualität geliefert, so dass es keinerlei Unterschiede bezüglich des von verschiedenen Anbietern gelieferten Stromes gibt. Insbesondere ist es aus Nachfragesicht unerheblich, ob der gelieferte Strom direkt vom Erzeuger stammt oder bereits mehrfach von verschiedenen Händlern oder Weiterverteilern gehandelt wurde. Bei homogenen Produkten ist der Produktpreis das maßgebliche entscheidungsrelevante Kriterium. Irrelevant bei dieser Betrachtungsweise ist die Heterogenität der Stromerzeugung. Es gibt eine Vielzahl an verschiedenen Kraftwerkstypen, die Strom aus unterschiedlichen Primärenergieträgern wie Braunkohle, Steinkohle, Erdgas, Uran oder Öl oder aber durch Windkraft, Wasserkraft oder Sonnenenergie erzeugen. Der erzeugte Strom besitzt jedoch unabhängig von dem erzeugenden Kraftwerkstyp die gleichen physikalischen Eigenschaften und nur diese sind relevant für die Nachfrageseite.

Die Distribution von Strom erfolgt generell über physische Netze. Alternative Transportwege sind aufgrund der fehlenden unmittelbaren Speicherbarkeit von Strom technisch ausgeschlossen. Für jeden Stromerzeuger als Stromanbieter und jeden Stromnachfrager ist ein

Netzanschluss zwingend erforderlich, um den erzeugten Strom vom Anbieter zum Nachfrager liefern zu können. Die Netzstruktur umfasst mehrere Spannungsebenen und auf jeder Spannungsebene eine Vielzahl von miteinander verbundenen Transport- bzw. Verteilungen. Der Übergang von einer Spannungsebene auf eine andere erfolgt hierbei über Transformatoren. Der Stromtransport zwischen Einzelnetzen und durch Fremdnetze ist problemlos möglich, so dass Strommengen im Wege der Durchleitung durch verschiedene Netze im Gesamtnetz transportiert werden können.

Die Netzstruktur und die Verbundenheit der Einzelnetze führt dazu, dass es zwischen den Erzeugungskapazitäten und den Endverbrauchern im Regelfall mehrere, redundante Transportwege gibt. Die Erzeugungsanlagen speisen den erzeugten Strom in das Netz ein und die Endkunden entnehmen ihre Strommengen aus der gesamten, im Netz befindlichen Strommenge. Folglich ist eine direkte Zuordnung des an einen Endkunden gelieferten Stroms zu einer Erzeugungsanlage in der Regel nicht möglich. Ebenso ist es insoweit nicht möglich, dass ein Kraftwerk seinen erzeugten Strom

Tabelle 2: EU-Industrie-Strompreise, in Euro/100 kWh

Land/Stadt	Jahresverbrauch kWh				
	0,5 MW/ 4 000 h 2000000 kWh	2,5 MW/ 4 000 h 10000000 kWh	4 MW/ 6 000 h 24000000 kWh	10 MW/ 5 000 h 50000000 kWh	10 MW/ 7 000 h 70000000 kWh
Verbrauchen	e	f		h	i
D/Nat.	9,94	9,7	8,97	9,49	8,75
A/Wien	8,6	7,81	7,20	7,28	6,8
B/Brüssel	9,69	9,12	7,73	7,16	6,72
DK/Kopenhagen	8,01				
E/National	7,57	7,10	6,39	6,41	5,90
F/Paris	5,78	5,78	5,00		
FIN/National	5,63	5,65	5,32	4,63	4,53
GR/National	6,68	6,68	5,60	5,25	4,60
I/National	12,08	12,20	10,90	10,43	9,87
IRL/National	10,11	10,15	9,14	8,98	8,39
L/Luxemburg	8,95		-		
NL/National	9,57	7,91	6,31	6,08	5,82
P/National	8,17	8,16	7,30	6,31	5,82
S/National	5,93	5,56	5,17	5,18	4,94
UK/National	8,22	7,91	7,15	7,39	6,16
CZ	7,31	6,16	5,71	5,99	5,15
EW	5,11	4,63	3,78	3,51	3,13
H	7,61	6,76	5,84	5,53	5,19
Litauen	4,98	4,97	4,82	5,02	4,92
Lettland	4,09	3,30	3,28	3,29	3,27
PL	6,33	6,57	5,80	5,31	5,22
SK	5,87	5,73	6,21	6,51	6,00
SLO	6,51	6,32	5,60		
NOR/Oslo	6,46	5,62	5,11	4,75	4,65

über das Netz gezielt an einen bestimmten Endkunden transportiert. Vielmehr besteht eine Stromlieferung genau genommen aus einer simultanen Erzeugung bzw. Einspeisung von Strom in ein Netz sowie einer entsprechenden Entnahme. Bei der Herstellung des unmittelbaren Ausgleichs von ins Netz eingespeister und dem entnommener Energie kommt der Regelenergie besondere Bedeutung zu. Sie gewährleistet die Versorgung der Verbraucher mit genügend elektrischer Energie bei einem Ungleichgewicht von Angebot und Nachfrage im Stromnetz. Dazu beschafft der Netzbetreiber Energiereserven von regelfähigen Kraftwerken wie Pumpspeicherkraftwerken, Kohlekraftwerken oder schnellanlaufenden Gasturbinen, die sich unterschiedlich schnell aktivieren lassen, und stellt sie zur Verfügung. Deutschland ist in vier Regelzonen aufgeteilt, in denen jeweils ein Betreiber die Verantwortung für das Gleichgewicht von Ein- und Ausspeisungen im Stromnetz hat. Die Verantwortung für den Ausgleich von Angebot und Nachfrage in den Regelzonen werden von den vier Verbundunternehmen der Betroffenen, E.ON, Vattenfall und EnBW wahrgenommen.

b) Was die Eigenschaften von Strom als Handelsgut betrifft, so wirken sich die zuvor skizzierten spezifischen Eigenschaften von Strom als Produkt unmittelbar auf das Handelsgeschäft mit Strom aus. Da ein gezielter Stromtransport vom Erzeuger zum Endkunden

über das Netz technisch ausgeschlossen ist, kann Strom nicht wie ein übliches Handelsgut verkauft werden. Vielmehr werden Strombezugsrechte gehandelt, die über einen bestimmten in der Zukunft liegenden Zeitraum hinweg zu einer spezifizierten Entnahme von Strom aus dem Netz berechtigten und den Veräußerer dieses Rechts verpflichten, in diesem Zeitraum die entsprechende Strommenge dem Netz zur Verfügung zu stellen. Somit ist der Begriff der Stromlieferung technisch nicht ganz korrekt, aber soll im Folgenden im Sinne eines entsprechenden Strombezugsrechts benutzt werden.

Erstens werden bilaterale Liefervereinbarungen zwischen einem Stromanbieter und einem Stromnachfrager geschlossen. Diese Vereinbarungen beinhalten bei Kleinkunden regelmäßig standardisierte Lieferkonditionen, die ihren Niederschlag in den Stromtarifen finden. Bilaterale Vereinbarungen bei Großkunden (key account) umfassen demgegenüber individuell ausgehandelte Konditionen, die Bezug auf das individuelle Lastprofil des Abnehmers nehmen. In beiden Fällen handelt es sich um nicht handelbare Stromkontrakte.

Zweitens werden nach Lieferperiode und Lastprofil standardisierte Stromkontrakte über Plattformen wie z. B. über den institutionalisierten Handelsplatz EEX oder auch „over the counter“ (OTC) über das Telefon oder über außerbörsliche Handelsplattformen im Internet gehandelt. Hierbei ist zwischen dem Spotmarkt und dem

Terminmarkt zu unterscheiden. Am Spotmarkt findet ein Handel von Strommengen für den folgenden Tag (day ahead) und neuerdings auch für einzelne Stunden desselben Tages (intraday) statt. Geplant ist ein weiterer Ausbau des intraday-Handels mit dem Ziel Viertelstundenkontrakte handelbar zu machen. Der Spotmarkt konzentriert sich zu einem großen Teil bei der Strombörse EEX. Am Terminmarkt der EEX werden Stromkontrakte auf Termin gehandelt (futures), d. h. für zukünftige Monats-, Quartals- und Jahresperioden. Die EEX ist bei jedem Börsengeschäft zentraler Vertragspartner mit Blick auf die Abwicklung sowohl der Spot- als auch der Termingeschäfte. Mit dem Clearing übernimmt die EEX das Kontrahentenrisiko und trägt das finanzielle Erfüllungsrisiko. Auch außerhalb der EEX besteht die Möglichkeit zum bilateralen Handel mit standardisierten Produkten (OTC-Handel). Wie im Börsenhandel ist auch beim OTC-Handel zwischen Spot- und Terminmarkt zu unterscheiden. Anders als bei den Spotmarktgeschäften liegt der Schwerpunkt der Terminmarktgeschäfte im OTC-Handel. Die EEX bietet neben dem Clearing der an der EEX abgeschlossenen Geschäfte auch das Clearing von bilateral im OTC-Handel abgeschlossenen Terminmarktgeschäften an, sofern diese den an der EEX gehandelten Geschäften entsprechen.<sup>25</sup>

2. Aufgrund der dargestellten spezifischen Eigenschaften des Produktes Strom ist der Stromsektor in Deutschland durch eine von anderen Märkten abweichende Struktur geprägt. Bei grober, jedoch für das Ziel einer adäquaten Marktabgrenzung und -beurteilung ausreichender Darstellung umfasst diese Struktur drei Stufen: die Erzeugungsstufe, die Distributionsstufe und die Nachfragestufe.

a) Die Erzeugungsstufe umfasst alle Energieversorgungsunternehmen, die über eigene Erzeugungskapazitäten verfügen. Hierzu zählen neben der Betroffenen die drei anderen großen Verbundunternehmen E.ON, EnBW und Vattenfall sowie alle sonstigen Unternehmen - beispielsweise Stadtwerke oder unabhängige Kraftwerksbetreiber-, die über eigene Erzeugungskapazitäten verfügen. Obgleich aufgrund der nachfrageseitigen Homogenität von Strom die hinter der Erzeugung stehende Technologie für die Nachfrageseite irrelevant ist, werden auf der Erzeugerseite strukturelle Unterschiede in den eingesetzten Technologien für die Anbieterseite gleichwohl deutlich. Die Verbundunternehmen verfügen über ein Erzeugungssportfolio, das verschiedene Kraftwerkstypen umfasst und sowohl zur Erzeugung von Grund- und Mittellast als auch von Spitzenlast geeignet ist. Die sonstigen Erzeugungsunternehmen haben in der Regel keinen Zugriff auf ein derartig gestreutes Erzeugungssportfolio. Insofern lassen sich die zur Verfügung stehenden Erzeugungskapazitäten nicht vergleichen. Vielmehr muss zur sachgerechten Erfassung der Gegebenheiten auf der Erzeugungsstufe auf die tatsächlich erzeugten Mengen und nicht auf die theoretisch zur Verfügung stehenden Kapazitäten abgestellt werden.

Zusätzlich umfasst die Erzeugungsstufe weitere, dem deutschen Markt zur Verfügung stehende Strommengen, die durch Stromimporteure aus dem Ausland in den deutschen Markt importiert werden. Hierbei ist auf den Nettostromimport abzustellen, um die durch Stromexporte dem deutschen Markt nicht zur Verfügung stehenden Strommengen entsprechend abzuziehen. Die vier Verbundunternehmen stellen gleichzeitig auch die größten Im- und Exporteure von Strom dar, da sie rund zwei Drittel des Stromimports abdecken. Hinzu kommt, dass Deutschland seit der Liberalisierung von 1998 ein Strom-Nettoexporteur ist.

b) Auf der Distributionsstufe sind Weiterverteiler (Stadtwerke und Regionalversorger) und Händler sowie die Verbundunternehmen selbst - über konzerneigene Stadtwerke und Regionalversorger sowie entsprechende Handelsunternehmen tätig. Unternehmen der Distributionsstufe verfolgen wirtschaftlich das Ziel, durch den Verkauf von Strom Gewinne zu erzielen. Hierbei spielt es keine Rolle, ob die Unternehmen Strom an Endkunden oder an andere Unternehmen der Distributionsstufe verkaufen. Ebenso wenig ist relevant, ob ein Unternehmen der Distributionsstufe über ein eigenes Verteilernetz verfügt (wie dies im Regelfall bei Weiterverteilern sein wird) oder nicht (wie dies bei Händler vorkommen kann). Das unternehme-

rische Kalkül eines Unternehmens auf der Distributionsstufe ist in diesen Fällen jeweils gleich, denn der relevante Wettbewerbsparameter ist aufgrund der Homogenität des Stroms ausschließlich der Strompreis, so dass der Verwendungszweck des angebotenen Stroms ebenso irrelevant ist wie das Vorhandensein einer eigenen Netzinfrastruktur.

c) Auf der Endkundenstufe treten sämtliche Stromendkunden auf. Hierzu zählen neben den Kleinkunden auch die (industriellen) Großkunden, d. h. die Endkundenstufe umfasst sämtliche Endkunden, die Strom zum eigenen Verbrauch nachfragen. Die Endkunden fragen bei der Marktgegenseite, d. h. bei den Unternehmen der Distributionsstufe, Strom nach. Aufgrund der Homogenität des Produktes Strom spielt es für die Endkunden keine Rolle, von welchem Unternehmen der Distributionsstufe sie beliefert werden bzw. durch wie viele Hände der Strom bereits gehandelt wurde. Für Endkunden ist das einzige relevante Kriterium der Strompreis.

d) Die beschriebenen drei Einzelstufen bilden in ihrer Gesamtheit das Geschehen im Rahmen von Stromlieferungen ab. Von zentraler Bedeutung ist die Interdependenz der Einzelstufen. Der auf der Erzeugungsstufe produzierte Strom wird über die Distributionsstufe an die Endkundenstufe geliefert. Ein wichtiger Unterschied zwischen der Distributionsstufe und der in anderen Branchen vorzufindenden Großhandelsstufe ist jedoch, dass auf der Distributionsstufe die Marktteilnehmer auch untereinander handeln. Unternehmen der Distributionsstufe (Weiterverteiler und Händler) treten nicht nur als Stromnachfrager gegenüber den Erzeugungsunternehmen auf, sondern auch als Stromanbieter gegenüber anderen Unternehmen der Distributionsstufe. Insofern muss bei der skizzierten Stufenstruktur des Strommarktes berücksichtigt werden, dass Stromlieferungen auf der Distributionsstufe mehrfach zwischen Unternehmen gehandelt werden können. Die Distributionsstufe ist deswegen in ihren Aktionen immer abhängig von der Erzeugungsstufe und hier in besonderem Maße von den Regelzonenbetreibern, so dass das Marktergebnis auf der Endkundenstufe immer (zumindest mittelbar) durch das Verhalten der Unternehmen auf der Erzeugungsstufe determiniert wird. Eine eigenständige wettbewerbliche Bedeutung kommt den Unternehmen der Distributionsstufe in ihrer Funktion als Anbieter für die Belieferung von Endkunden nicht zu. Zwar konkurrieren auf der Distributionsstufe Weiterverteiler und Händler sowie eventuell Erzeuger um die Belieferung von Endkunden, jedoch ergibt sich aus der vertikalen Struktur sowie aus der Nichtspeichbarkeit von Strom, dass eigenständige Weiterverteiler ohne eigene Erzeugungskapazitäten und eigenständige Händler immer von den seitens der Erzeugungsunternehmen zur Verfügung gestellten Strommengen abhängig sind. Aus Sicht der Erzeuger ist die Existenz von eigenständigen Weiterverteilern und Händlern jedoch nur so lange gewinnmaximierend, wie die hierdurch ermöglichten Einsparungen durch eine Reduktion der Distributions- bzw. Transaktionskosten größer sind als die Verluste, die durch die zusätzlichen Akteure auf der Distributionsstufe entstehen. Sollten diese Verluste jedoch für die Erzeugungsunternehmen - wenn beispielsweise ein Händler erfolgreich versucht, durch Kampfpreise Marktanteile zu gewinnen - größer werden, so kann ein Erzeugungsunternehmen die an den Händler gelieferten Strommengen (zumindest mittelfristig) reduzieren und auf diesem Wege das Verhalten des Händlers sanktionieren.

3. Für die im vorliegenden Fall vorzunehmende Marktabgrenzung ergibt sich aus dem oben Dargestellten Folgendes:

a) Die sachliche Marktabgrenzung basiert auf dem Bedarfsmarktkonzept und grenzt den relevanten Markt aus Nachfragesicht ab. Demnach sind alle Produkte, die aus Nachfragesicht als substituierbar angesehen werden, demselben sachlichen Markt zuzurechnen. Strom betreffend könnten verschiedene Märkte abgegrenzt werden, wobei sowohl Endkundenmärkte (Nachfrager fragen zum eigenen Verbrauch nach) als auch Zwischenkundenmärkte (Nachfrager fragen nicht zum eigenen Verbrauch nach) denkbar wären. Da es vorliegend um die Preise der Betroffenen in einem bestimmten Ausschnitt des Endkundengeschäfts geht, betrifft die sachliche Marktabgrenzung folglich ausschließlich die Endkundenmärkte und nicht



die oben beschriebene Distributionsstufe. Auf der Endkundenstufe lassen sich zwei Endkundengruppen unterscheiden, die jeweils für sich genommen eigenständige sachlich relevante Märkte darstellen. Als Unterscheidungskriterium fungiert hierbei die Möglichkeit der Leistungsmessung. Bei Leistungsmessung wird regelmäßig die in Anspruch genommene Leistung in einem bestimmten Zeitraum - z. B. 15 Minuten - gemessen. Für die Abrechnung ist der höchste Verbrauch während dieses Zeitraums innerhalb eines Abrechnungsjahres maßgebend. Mithilfe der Leistungsmessung lässt sich für Endkunden ein Lastgang ermitteln, der die Leistungsaufnahme des Endkunden über einen bestimmten Zeitraum aufzeigt. Mit einem dafür geeigneten Zähler wird über einen Tag der mittlere Leistungswert einer jeden Viertelstunde erfasst und gespeichert.

Der Verkauf von Strom an leistungsgemessene Endkunden stellt deshalb einen eigenständigen Markt dar. Die Nachfrage von leistungsgemessenen Endkunden ist grundsätzlich anders ausgerichtet und strukturiert als die von nichtleistungsgemessenen Endkunden. Aufgrund des höheren Stromverbrauchs und der durch den Lastgang dokumentierten tatsächlichen Leistungsaufnahme haben leistungsgemessene Endkunden eine bessere Verhandlungsposition gegenüber Stromanbietern. Ferner lässt sich regelmäßig feststellen, dass leistungsgemessene Endkunden preissensibler sind und eine höhere Wechselbereitschaft bezüglich des Stromlieferanten aufweisen. Insbesondere fragen leistungsgemessene Endkunden nicht nur beim direkten Vorlieferanten nach, sondern - sowohl auf institutionalisierten Handelsplätzen als auch bilateral - bundesweit. Ferner verfügen leistungsgemessene Endkunden häufig über professionelle Verhandlungsführer im Stromeinkauf und besitzen hierdurch eine bessere Verhandlungsposition. Ein weiterer relevanter Aspekt ist, dass neben der Strommenge ergänzend komplementäre Dienstleistungen wie beispielsweise integrierte Versorgungs- und Systemlösungen, Contracting-Angebote oder Risiko- und Portfoliomanagementleistungen nachgefragt werden. Leistungsgemessene Endkunden fragen zunehmend strukturiert nach, d. h. sie fragen unterschiedliche Produkte (z. B. Bandleistungen, Spitzenlast) möglicherweise sogar bei verschiedenen Lieferanten nach. Dieser Markt wird im Folgenden als Strom-Großkundenmarkt bezeichnet. Einen bedeutenden Kundekreis auf diesem Markt stellen Industriekunden dar.<sup>26</sup>

Offen bleiben kann an dieser Stelle die Frage, ob der Strom-Großkundenmarkt weiter unterteilt werden sollte, indem zwischen dem Markt für leistungsgemessene Endkunden mit standardisierten Verträgen und dem Markt für leistungsgemessene Endkunden mit individualisierten Verträgen unterschieden wird. Standardisierte Verträge sind generell handelbar und werden über entsprechende Handelsplattformen gehandelt. Hierbei ist es nicht relevant, ob der Handel dieser standardisierten Verträge über die Börse oder im OTC-Handel durchgeführt wird. Ebenso ist eine Unterscheidung zwischen Spotmarkt und Terminmarkt im Rahmen der Marktabgrenzung letztendlich nicht entscheidend, da - wie oben bereits dargestellt wurde - das Marktergebnis auf dem Endkundenmarkt nur graduell durch die Distributionsstufe beeinflusst wird und vielmehr durch die Erzeugungsstufe determiniert wird.

Der Absatz von Strom an nichtleistungsgemessene Endkunden stellt demgegenüber einen eigenständigen Markt dar. Die auf diesem Markt auftretenden Endkunden decken die nachgefragten Strommengen fast ausschließlich bei einem (meist lokalen) Weiterverteiler zu Tarifpreisen. Endkunden dieses Marktes fragen weder bei den Erzeugern direkt nach noch treten sie als Nachfrager am Stromhandelsplatz oder im OTC-Handel auf, was insbesondere daran liegt, dass die von diesen Endkunden nachgefragten Strommengen zu gering und die Transaktionskosten zu hoch sind.

b) In räumlicher Hinsicht ist für den Markt für Strom-Kleinkunden ungeachtet der zwischenzeitlich unternommenen Liberalisierungsschritte weiterhin auf das Netzgebiet, also das zur Versorgung eines Gewerbebetriebes und Haushalts benötigte Niederspannungsnetz<sup>27</sup> abzustellen, da die Entwicklung des Geschäfts mit nichtleistungsgemessenen Endkunden hin zu einem überregionalen Markt sta-

gniert und die technisch mögliche Durchleitung von Strom keine signifikante Rolle spielt. Dies zeigt sich auch an der durchweg niedrigen Wechselrate bei nicht leistungsgemessenen Endkunden. Im nationalen Beitrag zum EU-Benchmarkbericht wird festgestellt, dass 2005 nur gut 2 % der Haushalte ihren Lieferanten gewechselt haben.<sup>28</sup> Die Begrenzung des Strom-Kleinkundenmarktes auf das Netzgebiet des Anbieters entspricht nicht zuletzt höchstrichterlicher Rechtsprechung.<sup>29</sup>

Demgegenüber ist der vorliegend relevante Strom-Großkundenmarkt bundesweit abzugrenzen, da aufgrund der dort funktionierenden und auch im signifikanten Umfang genutzten Durchleitung Stromlieferungen in der gesamten Bundesrepublik möglich sind und durchgeführt werden. Eine weiter als bundesweite gehende Marktabgrenzung hingegen ist nicht sachgerecht, da derzeit die importierten Strommengen im Verhältnis zu den in Deutschland erzeugten Strommengen nur eine geringe Rolle spielen. Dies liegt vor allem daran, dass die Grenzübergangskapazitäten in technischer und buchungsseitiger Hinsicht derzeit zu gering sind, als dass signifikante Strommengen importiert werden könnten.<sup>30</sup>

4. Die Betroffene ist auf dem so abgegrenzten bundesweiten Strom-Großkundenmarkt gemeinsam mit dem E.ON-Konzern marktbeherrschend im Sinne von § 19 Abs. 2 GWB, weil dort zwischen diesen beiden Unternehmen gemäß § 19 Abs. 2 Satz 2 GWB ein wesentlicher Wettbewerb nicht besteht und weil sie insofern in ihrer Gesamtheit die Voraussetzungen der überragenden Marktstellung nach § 19 Abs. 2 GWB erfüllen.

a) Für die Beurteilung kollektiver Marktbeherrschung ergibt sich aus § 19 Abs. 2 Satz 2 GWB eine mehrstufige Prüfung. So ist zunächst zu prüfen, ob der relevante Markt Wettbewerbsbedingungen aufweist, welche eine Gesamtheit von Unternehmen von Wettbewerbshandlungen absehen lässt und wettbewerbsbeschränkendes Parallelverhalten begünstigt (Binnenwettbewerb). Des Weiteren ist zu analysieren, ob neben der betreffenden Unternehmensgesamtheit weitere Unternehmen auf dem Markt tätig sind und ob zwischen diesen Außenseitern und der Gesamtheit kein wesentlicher Wettbewerb mehr besteht bzw. die Gesamtheit eine überragende Marktstellung gegenüber den Außenseitern besitzt (Außenwettbewerb). Eng verknüpft mit der Prüfung der Wettbewerbsbedingungen ist schließlich das tatsächliche Wettbewerbsgeschehen. Sofern aufgrund des Parametereinsatzes die maßgeblichen Funktionen des Wettbewerbs nicht (mehr) erfüllt werden, spricht dies für fehlenden wesentlichen Wettbewerb innerhalb der Unternehmensgesamtheit und für deren unkontrollierbaren Verhaltensspielraum gegenüber Außenseitern. Gemessen an diesen Kriterien für die Feststellung kollektiver Marktbeherrschung bilden die Betroffene und E.ON auf den relevanten Strommärkten ein marktbeherrschendes Duopol. Im Einzelnen wird für diesen Befund auf die als Anlage 3 beigefügte Markterhebung verwiesen, welche die Beschlussabteilung für das Beschwerdeverfahren „E.ON Mitte/Stadtwerke Eschwege“ durchgeführt hat und welche auch der Betroffenen zugänglich gemacht wurde. Die wesentlichen Gründe für diese Einschätzung sind folgende:

b) Aufgrund der relevanten Marktstrukturfaktoren (dazu unten aa)) und des tatsächlichen Wettbewerbsgeschehens (dazu unten bb)) besteht zwischen der Betroffenen und E.ON kein Binnenwettbewerb.

aa) Aufgrund der Marktverhältnisse, der weitgehend übereinstimmenden unternehmensbezogenen Strukturmerkmale der Duopolmitglieder, der Produkthomogenität, der Markttransparenz, der geringen Nachfrageelastizität und der eher stagnierenden Gesamtnachfrage nach Strom sind preisliche Vorstöße eines Duopolmitglieds nicht zu erwarten. Sie wären auch leicht erkennbar und aufgrund ähnlicher Vergütungspotenziale des anderen Duopolmitglieds wenig erfolgversprechend. In einer solchen Situation besteht üblicherweise Wettbewerbslosigkeit.

(1) Eine Marktanteilsberechnung auf dem Strom-Großkundenmarkt ist rechnerisch möglich. Danach verteilen sich die Marktanteile wie folgt:

	2003	2004
RWE	20-25%	über 20%
E.ON	über 15%	über 15%
EnBW	unter 15%	unter 15%
Vattenfall	deutlich unter 10%	deutlich unter 10%
Händler	deutlich unter 5%	ca. 5%
Stadtwerke	über 36%	über 36%

Tabelle 3

Zusätzlich ist zu berücksichtigen, dass die Duopolisten über ihre zahlreichen Minderheitsbeteiligungen an anderen Elektrizitätsversorgungsunternehmen zusätzlich an den Gewinnen partizipieren, die mit den Absatzmengen verbunden sind, die diese Elektrizitätsversorgungsunternehmen an ihre Großkunden liefern - auch wenn ihnen deren Umsätze formal nicht als Marktanteil zugerechnet werden können. Sind die Duopolisten auch noch Vorlieferant dieser Stromversorgungsunternehmen, partizipieren sie in doppelter Form. Beide Unternehmen verfügten Ende 2004 über 204 (E.ON 134, RWE 70) Minderheitsbeteiligungen zwischen 10 % und 49,9 % allein an Stromversorgungsunternehmen, die ihnen einen so maßgeblichen Einfluss auf das Wettbewerbsverhalten der Unternehmen vermitteln, dass zwischen dem jeweiligen Duopolmitglied und seinen Beteiligungsunternehmen kein wesentlicher Wettbewerb um Großkunden stattfindet.

Jedoch sind die ermittelbaren Marktanteile für sich genommen ohne Aussagekraft. Die Zahlen geben an, welche Marktanteile Unternehmen der Distributionsstufe als Anbieter auf dem Strom-Großkundenmarkt haben. Wie oben bereits dargestellt ist die Distributionsstufe jedoch nicht von großer wettbewerblicher Bedeutung, weil letztlich das Marktergebnis auf den Endkundenmärkten immer durch das Verhalten der Unternehmen auf der Erzeugungstufe determiniert wird. Insofern könnte sogar auf die Berechnung und Beurteilung herkömmlicher Marktanteile auf dem Strom-Großkundenmarkt verzichtet werden. Diese Vorgehensweise ist unproblematisch, da aufgrund der Nichtspeicherbarkeit des Stroms zu jedem Zeitpunkt die von einem Erzeugungsunternehmen erzeugte Strommenge identisch mit der, entsprechend an Endkunden gelieferten Strommenge sein muss. Hieraus folgt, dass sich die Marktverhältnisse auf dem Strom-Großkundenmarkt auch ohne genaue Kenntnisse der Marktanteile bereits daraus ergeben, wie die von den Erzeugungsunternehmen erzeugten Strommengen zwischen diesen Unternehmen verteilt sind. Die Betroffene und E.ON hielten diesbezüglich in 2003 und 2004 einen gemeinsamen Anteil an der erzeugten Nettostrommenge in Höhe von 57 bis 59 %, der Anteil aller vier Verbundunternehmen lag zwischen 86 und 89 %. Die gleichermaßen überragende Position sowohl von der Betroffenen als auch von E.ON an der inländischen Kraftwerkskapazität wird auch durch Importe nicht ernsthaft in Frage gestellt. Gemessen an der inländischen Erzeugung ist der rd. 9%ige Anteil des Stromimports im o. g. Zeitraum noch relativ gering. Der Außenhandel dient zudem vorrangig der Überbrückung zeitweiliger Engpässe sowie der optimalen Ausnutzung vorhandener Kraftwerke und kommt daher als wettbewerblich relevante Größe nur begrenzt zum Tragen. Außerdem existierten auch 2005 immer noch Engpässe bei den Grenzübertragungsstellen in Deutschland mit Ausnahme der Grenze zu Österreich, die einen ungehinderten grenzüberschreitenden Stromfluss deutlich einschränkten.<sup>31</sup>

(2) Je mehr sich die markt- und unternehmensbezogenen Strukturmerkmale der einem Oligopol zuzurechnenden Unternehmen gleichen, desto eher kann es zu wettbewerbsbeschränkendem Parallelverhalten kommen.<sup>32</sup> Zu den für die Beurteilung der Stellung der Betroffenen und von E.ON auf dem Strom-Großkundenmarkt maßgeblichen Strukturmerkmalen zählen insbesondere die Produktionskapazitäten. Ein symmetrisches Oligopol mit geringen

Marktanteilsabständen der Unternehmen untereinander, vergleichbaren Ressourcen und einem ähnlich guten Zugang zu Beschaffungs- oder Absatzmärkten neigt zur Wettbewerbslosigkeit, weil wettbewerbliche Vorstöße für alle Unternehmen gleich spürbar. Wegen der Transparenz leicht erkennbar und aufgrund ähnlicher Vergeltungspotenziale wenig erfolgversprechend sind.<sup>33</sup> Derartige, für den Strom-Großkundenmarkt relevante Symmetrien sind in Bezug auf die Betroffene und E.ON unter folgenden Gesichtspunkten gegeben:

Gerade die Betroffene und E.ON sind es, die mit eigenen Kraftwerken, Anteilen an Gemeinschaftskraftwerken und langfristig gesicherten Kraftwerksleistungen zusammen rd. 52% der inländischen Kraftwerkskapazitäten bezogen auf die inländische Gesamtkapazität von 101 GW in 2003 und 2004 halten. Auf sie entfielen in 2004 rd. 60 % der gesamten inländischen Nettostromerzeugung in Höhe von 495,9 TWh. Daneben verfügen die Betroffene und E.ON - bei ebenfalls nur geringfügig voneinander abweichenden Anteilen - gemeinsam über mehr als 60 % des inländischen Höchstspannungsnetzes (> 220 kV), mehr als 70 % des inländischen Hochspannungsnetzes (zwischen 60 und 220 kV) und je rd. 50% des inländischen Mittelspannungsnetzes (6 bis 60 kV) und Niederspannungsnetzes (0,4 kV).

Der jeweilige Vorsprung beider Konzerne bei diesen Strukturdaten ist zum Teil erheblich. Vattenfall (rd. 15 % Anteil an der verfügbaren Kraftwerkskapazität und rd. 17 % der Nettostromerzeugung; rd. 28 % Anteil am Höchstspannungsnetz, ansonsten unter 10 %) und EnBW (Kraftwerkskapazität: rd. 10 %, Nettostromerzeugung: rd. 12%, Netzanteile auf allen Ebenen um 10 %) folgen, sieht man von dem hohen Anteil der Vattenfall am Höchstspannungsnetz ab, in großem Abstand.

Als vertikal über alle Stufen der Elektrizitätswirtschaft integrierte Stromunternehmen weisen die beiden Konzerne auch im Übrigen sehr ähnliche Unternehmensstrukturen auf. Im Vergleich zu ihren Wettbewerbern verfügen die Betroffene und E.ON über erhebliche Ressourcenvorteile (größerer Kraftwerkspark, ausgedehntere Übertragungsnetze, höhere Finanzkraft). Sie verfügen über einen bevorzugten Zugang zu den Beschaffungsmärkten (z. B. langfristige Bezugsverträge mit Kraftwerksbetreibern, Zugang zu günstigen Importen aufgrund konzern-eigener Netzkuppelstellen) und bevorzugten Zugang zu den Absatzmärkten aufgrund Jahrzehnte alter Lieferantenbeziehungen. Nicht zuletzt sind es in erster Linie die Betroffene und E.ON, die sowohl Strom als auch Gas den Unternehmen der Distributions-, aber auch der Endverbraucherstufe anbieten. Vattenfall fehlt diese Gasseite nahezu ganz, bei EnBW ist sie nicht so deutlich ausgeprägt wie bei der Betroffenen und E.ON.

Die Betroffene sowie E.ON, Vattenfall und EnBW haben schließlich angegeben, dass sie im Zeitraum 2005 bis 2015 neue Stromerzeugungskapazitäten schaffen aber auch die bestehenden Netze ausbauen wollen. Von den geplanten Investitionen in neue Kraftwerke entfällt ein Anteil von rd. 65 % auf die Betroffene und E.ON, während EnBW und Vattenfall ein Anteil von 35 % zukommt. Bei den geplanten Netzerweiterungen liegen die Betroffene und E.ON mit über 60 % der Erweiterungen des Höchstspannungsnetzes und rd. 90 % beim Hochspannungsnetz mit großem Abstand vor Vattenfall und EnBW. Die Mittel- und Niederspannungsnetze sind wegen ihrer Bedeutung für die regionale und überwiegend lokale Verteilung ohnehin von wettbewerblich geringer Relevanz.

Personelle oder kapitalmäßige Verflechtungen unter den einem Oligopol zuzurechnenden Unternehmen erhöhen die Wahrscheinlichkeit wettbewerbsbeschränkendem Parallelverhalten. Das gilt sowohl für Verflechtungen auf dem betroffenen Markt - hier der Strom-Großkundenmarkt - als auch für solche auf Drittmärkten, insbesondere auf vor- oder nachgelagerten Märkten; also z. B. auf der Distributionsstufe oder der Erzeugungstufe. Auch zwischen den Duopolmitgliedern bestehen solche Verflechtungen, die ihre gemeinsame Interessenlage vertiefen und einen vielfältigen wettbewerbsrelevanten Informationsaustausch beinhalten. So haben die Betroffene und E.ON an insgesamt 13 Elektrizitätsversorgungs-

ternehmen gemeinsame Beteiligungen und damit gemeinsame Interessen auf dem unmittelbar betroffenen Strom-Großkundenmarkt. Weitere Verflechtungen bestehen im Bereich der Stromerzeugung. Zu diesen Gemeinschaftskraftwerken zählen neben einem Steinkohlekraftwerk in Rostock die Kernkraftwerke Gundremmingen und Emsland/Lingen sowie die von der STEAG AG betriebenen Steinkohlekraftwerke (die STEAG ist einer der führenden deutschen Steinkohlestromerzeuger), an der die Betroffene und E.ON über die Ruhrkohle (E.ON zu 39,2 %, RWE zu 21,9 %) beteiligt sind. Diese Verflechtungen betreffen unmittelbar die Absatzverhältnisse auf den nachgelagerten Strommärkten. Daher ist nicht zu erwarten, dass die Duopolmitglieder gegeneinander in Wettbewerb zu Lasten ihrer gemeinsamen Investition in den vorgenannten Unternehmen treten werden.

(3) Oligopolistisches Parallelverhalten wird wesentlich durch Homogenität, geringes Innovationspotenzial und Preistransparenz begünstigt. Wettbewerbliche Vorstöße eines anderen Oligopolisten können in der Regel nur über den Preis erfolgen, werden sofort erkannt und geahndet. Dass Homogenität und geringes Innovationspotenzial für das Produkt Strom gegeben ist, wurde bereits oben ausgeführt. Hinzu kommt die Transparenz der Erzeugungskosten und der Verkaufspreise. Die Erzeugungskosten, die die variablen Kosten und damit wesentlich die Angebotspreise determinieren, sind branchenbekannt, da die Energieträger entweder zu Weltmarktpreisen oder bekannten subventionierten Preisen beschafft werden. Auch die fixkostenbestimmenden Kapitalkosten des Kraftwerkbaus sind weithin bekannt. Die Netznutzungskosten werden mittlerweile veröffentlicht. Im Wesentlichen sind nur die verwaltungsmäßigen Betriebskosten eines Energieversorgungsunternehmens als intransparent einzustufen.

bb) Auch ganz konkret werden wettbewerbliche Möglichkeiten von den Duopolmitgliedern entgegen der Auffassung der Betroffenen<sup>34</sup> nicht gegeneinander eingesetzt. So ist festzustellen, dass es zwischen der Betroffenen und E.ON kaum einen Wettbewerb um Stadtwerksbeteiligungen und Stromkonzessionen gibt. Diesbezügliche Aktivitäten erstrecken sich in erster Linie auf das eigene Kernversorgungsgebiet, dass mit dem vor der Liberalisierung durch Demarkationen geschützten Versorgungsgebiet immer noch weitgehend identisch ist. Als weiteres wesentliches Merkmal für fehlenden Wettbewerb und tatsächliches Parallelverhalten ist eine nur den Duopolisten gemeinsame Strategie anzuführen, nämlich durch den konsequenten Hinzuwerb von Minderheitsbeteiligungen an Elektrizitätsversorgungsunternehmen im angestammten Versorgungsgebiet ihre herausragenden Marktstellungen auf den Strommärkten einschließlich des Großkundenmarktes weiter abzusichern und auszubauen.

c) Die Verhaltensspielräume des Duopols werden auf dem Strom-Großkundenmarkt nicht durch andere Unternehmen wirksam begrenzt. Für den Außenwettbewerb sind dabei im Hinblick auf die Wettbewerbsbedingungen insbesondere Marktanteils- und Ressourcenvorsprünge, aber auch Verflechtungen bzw. wirtschaftliche Abhängigkeiten zwischen den Oligopolisten und den Außenseitern von Bedeutung.<sup>35</sup> Die Außenseiter können einen unkontrollierbaren Verhaltensspielraum des Oligopols beispielsweise dann nicht einschränken, wenn ihnen aus rechtlichen oder tatsächlichen Gründen nicht alle wesentlichen Wettbewerbsparameter - z. B. Erzeugungskapazitäten - vollständig zur Verfügung stehen.<sup>36</sup>

aa) So verhält es sich auch mit dem Strom-Großkundenmarkt. Zunächst gibt es auf der Anbieterseite Vattenfall und EnBW als Unternehmen mit Erzeugungskapazitäten, während die übrigen Anbieter derartige Kapazitäten nicht aufzuweisen haben und bezogen auf ihre Marktanteile zersplittert sind. Die Möglichkeiten von Außenwettbewerb durch Vattenfall sowie EnBW gegenüber dem Duopol werden jedoch durch Verbindungen in einer Reihe von Gemeinschaftskraftwerken gedämpft. Zu nennen sind hier vor allem die Gemeinschaftskernkraftwerke Brunbüttel, Brokdorf und Krümmel, die Vattenfall (über HEW) gemeinsam mit E.ON betreibt und die Stromgestehungskosten für beide Konzerne zu einem nicht

unerheblichen Teil vereinheitlichen. Weitere Begrenzungen des Außenwettbewerbs existieren durch 10 gemeinsame Minderheitsbeteiligungen an Stadtwerken und Regionalversorgern, die die Duopolisten mit EnBW oder Vattenfall halten. Speziell von EnBW ist auch nach dem Einstieg der ressourcenstarken Electricité de France (EdF) kein die Verhaltensspielräume des Duopols wirksam begrenzendes Verhalten zu beobachten. Wettbewerbliche Aktivitäten haben sich weitgehend auf die Kleinkundenmärkte beschränkt (Yellow). Versuche, sich in den Kernversorgungsgebieten der Duopolisten mittels Stadtwerksbeteiligungen zu etablieren, hat es zwar gegeben. Sie waren aber bis auf den Einstieg bei der Stadtwerke Düsseldorf nicht erfolgreich.

bb) Bei den verbleibenden Wettbewerbern handelt es sich im Vergleich zu den Verbundunternehmen um eine Vielzahl von Unternehmen, deren Vertriebstätigkeit im Bereich der Großkunden sich nahezu ausschließlich auf ihr angestammtes, regional oder lokal begrenztes Versorgungsgebiet beschränkt. Die Entwicklungsmöglichkeiten dieser Unternehmen sind aufgrund ihrer Finanz- und Ressourcenschwäche, ihrer infolge suboptimaler Betriebsgröße hohen Betriebskosten und aufgrund der nicht-wettbewerblichen Ziele ihrer regelmäßig kommunalen Eigentümer begrenzt. Zudem beziehen sie ihren Strom größtenteils von einem der Oligopolmitglieder bzw. mit diesen verflochtenen Unternehmen. Es geht daher kein relevanter Wettbewerbsdruck von diesen Unternehmen auf die Duopolmitglieder aus, mit denen sie im Übrigen über Jahrzehnte ein von Wettbewerbshandlungen weitgehend ungetrübtes Klima wechselseitig respektierter Versorgungsgebiete verbunden hat. Die Preise und Konditionen der Duopolmitglieder bestimmen dementsprechend den Handlungsspielraum dieser Anbietergruppe im Bereich der Belieferung von Stromgroßkunden und nicht umgekehrt.

Neu in den deutschen Strom-Großkundenmarkt eingetretene Stromhändler, unter denen sich auch ausländische Unternehmen befinden, haben als Außenwettbewerber gegenüber dem Duopol bislang keine wesentliche Bedeutung erlangt. Soweit es ihnen überhaupt gelang, Kunden zu akquirieren, ist ihr Marktanteil marginal. Viele dieser neu in den Markt eingetretenen Unternehmen sind beim Vertrieb von Strom weitgehend abhängig von Belieferungen aus der Erzeugung der Duopolmitglieder. Erschwerend kommt die begrenzte Kapazität der internationalen Netzkuppelstellen hinzu, die ein Ausweichen auf Stromimporte -so sie preiswürdig sind - begrenzt. Darüber hinaus stellten zumindest bis in den Herbst 2005 hinein die von den Duopolmitgliedern in ihrer Eigenschaft als Netzbetreiber geforderten Entgelte eine gewichtige Markteintrittsbarriere dar, die die generell schon hohen Markteintrittsbarrieren, die aus den Investitionen in den Aufbau eines Vertriebssystems und Werbekosten resultieren, zusätzlich erhöhten. Eine Reihe dieser Stromhändler ist aus dem Markt bereits wieder ausgestiegen.<sup>37</sup> Mit dem US-amerikanischen Unternehmen Enron hat sich zudem der bisher als am ressourcenstärksten eingeschätzte Newcomer aufgrund interner finanzieller Schwierigkeiten vom deutschen Markt zurückgezogen. Der finnische Energie-Konzern Fortum, ebenfalls einer der ausländischen Pioniere auf dem liberalisierten deutschen Strommarkt, hat in Deutschland angesichts der überlegenen Ressourcen von RWE und E.ON keine wettbewerbliche Zukunft mehr gesehen und sich deshalb vom Markt zurückgezogen.

Auf der Erzeugungsstufe, deren Verhältnisse wie gesehen ausschlaggebend auch für die Verhältnisse auf dem Strom-Großkundenmarkt sind, sollen Marktzutritte durch entsprechende rechtliche Regelungen im EnWG gefördert werden. Jedoch existieren weiterhin enorme tatsächliche Marktzutrittschranken. Zu einem handelt es sich hierbei um strukturelle Schranken, die sich daraus ergeben, dass neue Erzeugungskapazitäten nicht an beliebigen Standorten errichtet werden können, sondern infrastrukturell so eingebunden sein müssen, dass eine Anlieferung des eingesetzten Primärenergieträgers möglich ist und ferner ein Netzanschluss erfolgen kann. Darüber hinaus bauen die Duopolisten strategische Marktzutrittschranken auf, um den Marktzutritt von neuen Erzeugungskapazitäten zu verhindern. Beispielsweise wird der Netzanschluss von

neuen Kapazitäten zwar ermöglicht, jedoch werden mit Hinweis auf notwendige Netzerweiterungen prohibitiv hohe Anschlusspreise gefordert. Ferner versuchen sie Markteintritte von Weiterverteilern, die bislang über keine eigenen Erzeugungskapazitäten verfügen, zu verhindern, indem Beteiligungen an den eigenen Erzeugungskapazitäten angeboten werden (Kraftwerksscheiben, virtuelle Kraftwerke). Hierdurch behalten die etablierten Erzeugungsunternehmen weiterhin die Kontrolle über die in Deutschland erzeugten Strommengen.

Im Verhältnis zu den Weiterverteilern und Händlern verfügen die Betroffene und E.ON über eine überragende Finanzkraft. Dies ist ein weiteres Indiz dafür, dass von der Distributionsstufe kein Wettbewerbsdruck ausgeht und auch das Marktergebnis auf dem Endkundenmarkt durch das Verhalten der Erzeugungsunternehmen determiniert wird. Ferner wird bei der Betrachtung der Finanzkraft deutlich, dass auf der Erzeugungsstufe auch von den Weiterverteilern mit eigenen Erzeugungskapazitäten sowie von unabhängigen Kraftwerksbetreibern allein aufgrund der im Vergleich geringen Finanzkraft kein Wettbewerbsdruck auf die Duopolisten ausgeht.

d) Eine Gesamtschau der Auswirkungen der strukturellen Wettbewerbsbedingungen auf dem Strom-Großkundenmarkt ergibt nach Auffassung der Beschlussabteilung, dass kein wesentlicher Wettbewerb unter den Duopolisten und gegenüber den Duopolisten besteht. Die tatsächliche Entwicklung der Strommärkte lässt die Entstehung eines die überragende Stellung des Duopols ausschließenden Wettbewerbs nicht erwarten.

## II. Gebot möglichst sicherer, preisgünstiger und umweltverträglicher Energieversorgung

Im Unterschied zu marktbeherrschenden Unternehmen in anderen Wirtschaftszweigen ist die Betroffene als Energieversorgungsunternehmen den in § 1 Abs. 1 EnWG<sup>38</sup> normierten Grundsätzen verpflichtet.

Dazu zählt zunächst das Gebot der preisgünstigen Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität. Nach höchstgerichtlicher Rechtsprechung bedeutet dieser das gesamte Energiewirtschaftsrecht beherrschende Grundsatz, dass dem Gesichtspunkt der Gewinnmaximierung nur eingeschränkte Bedeutung zukommt.<sup>39</sup> Es handelt sich bei diesem Grundsatz keineswegs um einen Allgemeinplatz, denn er ist in Teilbereichen vom Gesetzgeber weiter konkretisiert worden. So sieht § 16 EEG<sup>40</sup> eine besondere Ausgleichsregelung für Unternehmen des produzierenden Gewerbes (Unternehmen mit einem Stromverbrauch von über 10 GWh/a und einem Anteil der Stromkosten an der Bruttowertschöpfung von über 15 %) vor. Nach § 19 Abs. 2 StromNEV ist ein individuelles - niedrigeres - Netzentgelt anzubieten, wenn die Stromabnahme bestimmte Größenordnungen erreicht (7.500 Benutzungsstunden und Stromverbrauch über 10 GWh/a). Nach § 12 Abs. 2 BTOEIt<sup>41</sup> knüpft die Tarifpreisgenehmigung im Bereich Strom-Kleinkunden an den Nachweis der Erforderlichkeit der entsprechenden Preise bei elektrizitätswirtschaftlich rationaler Betriebsführung an.

Generell bedeutet der Grundsatz der Preisgünstigkeit ausweislich der Regierungsbegründung zu § 1 EnWG eine Versorgung mit Elektrizität (und Gas) zu Wettbewerbspreisen, ersatzweise zu möglichst geringen Kosten, was eine rationelle, effiziente und kostensparende Versorgung voraussetzt; Ziel des Grundsatzes der Preisgünstigkeit sind demnach möglichst günstige Strompreise, durch die der Wirtschaftsstandort Deutschland und damit die Leistungsfähigkeit der Volkswirtschaft insgesamt gestärkt wird.<sup>42</sup> Niedrige und stabile Energiepreise sind danach eine Grundvoraussetzung für ein stabiles Wirtschaftswachstum.<sup>43</sup> Das Gebot der Preisgünstigkeit aus § 1 EnWG ist dabei keineswegs bloß ein Reflex des Wettbewerbsprinzips - das als Ordnungsrahmen auch für den Energiesektor gilt - sondern ein Gemeinwohlziel von eigenständiger Bedeutung.<sup>44</sup>

Des Weiteren nennt § 1 Abs. 1 EnWG als Zielsetzungen eine möglichst sichere, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität (und Gas).

## III. Streitgegenständliches Preisverhalten

Die Beschlussabteilung beabsichtigt nicht, der Betroffenen konkrete Vorgaben für die Art ihrer Kalkulation zu machen oder ihr sogar den Ansatz von emissionshandelsbedingten Opportunitätskosten dem Grunde nach zu verwehren. Das beanstandete Verhalten ist nicht die interne Kalkulation in der Unternehmenssphäre der Betroffenen; das der kartellrechtlichen Beurteilung unterzogene Verhalten ist vielmehr das Fordern und Erzielen eines bestimmten Preises<sup>45</sup>, nämlich die im Zusammenhang mit dem Absatz von Strom-Grundlastbändern und Strom-Vollversorgung an Industriekunden im bilateralen Geschäft in Deutschland geforderten bzw. tatsächlich erzielten Preise. Die Beschlussabteilung bewegt sich also auf der gesicherten Rechtsprechung, dass nicht die Art der Preisfindung, sondern vielmehr deren Ergebnis missbräuchlich sein kann.<sup>46</sup>

1. In den eingangs definierten Preisforderungen der Betroffenen ist der Handelswert unentgeltlich zugeteilter CO<sub>2</sub>-Zertifikate anteilig enthalten.

a) Es ist zunächst unstrittig, dass der beim Absatz von Grundlastbändern und Vollversorgung an Industriekunden im bilateralen Geschäft geforderte oder erzielte Preis in dem hier relevanten Zeitraum einen anteiligen Zertifikatspreis tatsächlich enthielt und nach den Vorstellungen der Betroffenen auch enthalten sollte. Die Betroffene hat - ebenso wie E.ON - nach außen Preisanhebungen entsprechend herausgestellt<sup>47</sup> und im Laufe des Verwaltungsverfahrens immer wieder die betriebswirtschaftliche Berechtigung dieses Umstands betont.<sup>48</sup>

b) Es dürfte des Weiteren auch kein Streit (mehr) darüber bestehen, dass der Umfang, in dem in den Industriekundenpreisen der Zertifikatspreis anteilig enthalten ist, bezifferbar ist.<sup>49</sup> Denn von der Betroffenen selbst werden entsprechende Umrechnungs- bzw. Emissionsfaktoren intern wie extern zu Berechnungszwecken verwendet.<sup>50</sup> Dass daneben auch konkrete CO<sub>2</sub>-bezogene Preisklauseln verwendet werden, zeigen Beispiele aus der Vertragpraxis der Betroffenen und anderen Stromversorgern im Industriekundenbereich: So hat die ThyssenKrupp AG ausgesagt, dass ein kleiner Teil ihrer Verträge im Geschäftsjahr 2005/2006 Anpassungsklauseln unter anderem auf Basis von CO<sub>2</sub> enthält.<sup>51</sup> Der Hydro Aluminium Deutschland GmbH sind nach eigener Darstellung insbesondere von den Stromproduzenten Preisformeln mit CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreisen als Preiskomponenten angeboten worden; in einem von ihr überreichten Angebot der Betroffenen vom Mai 2006 erfolgt die CO<sub>2</sub>-Indexierung, mindestens zum Beispiel mit dem Faktor ...<sup>52</sup> In einem weiteren Fall vereinbarte die Betroffene im Mai 2005 mit dem Kunden unter anderem, dass eine Preiserhöhung bei Zertifikatspreisen oberhalb ... erfolgt.<sup>53</sup> Schließlich hat die Betroffene bei einer Versteigerung von Strom über das Internet ausweislich einer dpa-Meldung vom Januar 2006 den Preis von den Kosten für Emissionszertifikate abhängig gemacht.<sup>54</sup>

c) Für die Zwecke des vorliegenden Missbrauchsverfahrens legt die Beschlussabteilung zur Bemessung des in den Strompreisforderungen der Betroffenen anteilig enthaltenen Handelspreises eines CO<sub>2</sub>-Zertifikates grundsätzlich einen brennstoff- und kundenübergreifend errechneten Betrag zugrunde. Dies rechtfertigt sich aus dem eigenen Vorgehen der Betroffenen, die ihre Strompreise ebenfalls brennstoffübergreifend bildet und die sich wie gesehen gleichfalls pauschaler Umrechnungsfaktoren bedient. Der spezifische Umrechnungsfaktor liegt für die Betroffene bei [zwischen 0,9 und 1,0 EB/MWh], wenn man nur auf die mittels fossilem Brennstoff erzeugte Strommenge abstellt. Stellt man brennstoffunabhängig auf die gesamte Strommenge ab, so ergibt sich ein Wert von [zwischen 0,6 und 0,7 EB/MWh], dies beruht im Einzelnen auf den in Anlage 4, die zum Teil Geschäftsgeheimnisse der Betroffenen beinhaltet, enthaltenen Berechnungsgrundlagen.

Da die Betroffene in geringem Umfang für 2005 Zertifikate zugekauft hat, sind diese Faktoren entsprechend zu vermindern, so dass sich für den anteilig enthaltenen Handelspreis unentgeltlich zugeteilter Zertifikate spezifische Umrechnungsfaktoren von [zwi-

schen 0,9 und 1,0 EB/MWh] bzw. [zwischen 0,6 und 0,7 EB/MWh] ergibt. Soweit die Betroffene davon abweichend separat ausgewiesene Umrechnungsfaktoren verwendet, wie z. B. CO<sub>2</sub>-Preisanpassungsklauseln, ist der sich auf diese Weise ergebende im Strompreis enthaltene anteilige Zertifikatspreis Gegenstand der kartellrechtlichen Beurteilung.

Die Betroffene hat im Laufe des Verfahrens deutlich gemacht, dass es basierend auf ihrer Rechtsauffassung nicht zu beanstanden sei, wenn der volle Zertifikatsanteil unter Opportunitäts Gesichtspunkten übergewälzt wird. So hat sie in der mündlichen Verhandlung ausgeführt, dass es keine Argumente gibt, aufgrund derer das Opportunitätskostenprinzip durch Optionsregel oder 60/40-Regel eingeschränkt wird. Denn praktisch relevant sind ihrer Meinung nach nur die preisbildenden Grenzkosten-Kraftwerke in der merit order.<sup>55</sup> An anderer Stelle hat die Betroffene sich auf den Standpunkt gestellt, dass wegen Nichtgreifens der 60/40-Regel für die preissetzungsrelevanten Kraftwerke die Opportunitätskosten voll relevant sind.<sup>56</sup>

2. Die beanstandete Preisgestaltung hat die Betroffene mangels gegenteiliger Einlassung zumindest im Zeitraum vom 1. Januar 2005, dem Beginn der ersten Handelsperiode, bis zum 31. Dezember 2005 an den Tag gelegt. Auf diesen Zeitraum ist auch die Datenlage der Ermittlungsergebnisse begrenzt.

3. Anders als die Betroffene meint, sind die von ihr im bilateralen Geschäft von Industriekunden geforderten und erzielten Strompreise generell als von ihr gesetzte Preise zuzurechnen. Dies ergibt sich für den Strompreis insgesamt daraus, dass es sich um Preise handelt, die von ihr im individuellen Verhältnis zu den jeweiligen Industriekunden gefordert bzw. tatsächlich vereinbart wurden. Die Betroffene ist beim Absatz von Strom-Grundlastbändern und Strom-Vollversorgung an Industriekunden im bilateralen Geschäft insofern nicht gehindert, andere (geringere) Entgelte als tatsächlich geschehen zu verlangen. Anders läge der Fall nur, wenn der Betroffenen überhaupt kein eigenständiger Entscheidungsspielraum bei der Preissetzung zukäme.<sup>57</sup> Dies ist bei dem hier anzulegenden Kausalitätsmaßstab aber nur anzunehmen, wenn gesetzlich verordnete Preise zu erheben sind, wie zum Beispiel im Rahmen des Rechtsanwaltsvergütungsgesetzes<sup>58</sup> oder im Zusammenhang mit § 37 TKG<sup>59</sup>. Vergleichbare gesetzliche Vorgaben binden die Betroffene hier jedoch nicht. Damit ist zugleich begründet, dass der Betroffene nicht nur der im bilateralen Industriekundengeschäft geforderte Preis als solcher, sondern entgegen ihrer Auffassung ebenso der Umstand zuzurechnen ist, dass darin seit Beginn der ersten Handelsperiode der anteilige Handelspreis unentgeltlich zugeteilter Zertifikate enthalten ist. Die Betroffene wendet sich zwar dagegen, für diesen Strompreis-Effekt im bilateralen Großkundengeschäft verantwortlich zu sein, und argumentiert, dass der Zertifikatspreis den Strompreis ausschließlich auf der Ebene des Großhandels beeinflusst und nicht auf den nachgelagerten Marktstufen.<sup>60</sup> Der Umstand, dass eine Einpreisung des Wertes der CO<sub>2</sub>-Zertifikate bei der Bildung der Großhandelspreise erfolgt, hindert aber gedanklich nicht daran, der Betroffenen im bilateralen Geschäft mit Industriekunden die Freiheit zuzusprechen, einen Preis einschließlich eines bestimmten anteiligen Zertifikatspreises zu fordern oder nicht.

Ob eine Zurechnung darüber hinaus unter dem Gesichtspunkt gegeben sein könnte, dass die Preisbildung an der EEX kein von der Betroffenen völlig unabhängiger und unbeeinflussbarer Vorgang wäre, kann in Anbetracht des Vorstehenden offengelassen werden. Ebenso kann eine Auseinandersetzung mit in diesem Zusammenhang möglicherweise relevanten Dokumenten, die von der Europäischen Kommission im Rahmen von Nachprüfungen bei der Betroffenen<sup>61</sup> und bei E.ON<sup>62</sup> im Mai 2006 sichergestellt und der Beschlussabteilung gemäß Art. 12 VO Nr. 1/2003<sup>63</sup> in Verbindung mit § 50a GWB überlassen wurden sowie mit etwaigen Dokumenten aus den Nachprüfungen im Dezember 2006<sup>64</sup>, einstweilen dahingestellt bleiben.

#### IV. § 19 Abs. 1, Abs. 4 Nr. 2 GWB (Teil-Gewinnbegrenzungskonzept)

Die vorläufige Einschätzung der Beschlussabteilung beruht zunächst auf einer Anwendung von § 19 Abs. 1, Abs. 4 Nr. 2 GWB. Nach dieser Vorschrift liegt ein Missbrauch insbesondere vor, wenn die Preise von denjenigen abweichen, die sich bei wirksamem Wettbewerb mit hoher Wahrscheinlichkeit ergeben würden.

1. In diesem Zusammenhang kann auf das Konzept der Gewinnbegrenzung zurückgegriffen werden.<sup>65</sup>

a) Dieses Konzept wurde in der Vergangenheit vornehmlich als Prinzip vollständiger Kostenkontrolle bei Überprüfung des gesamten Preises verstanden. So hat der Bundesgerichtshof in einer sehr weit zurückliegenden Entscheidung ausgeführt, dass die einzelne Kondition nicht für sich genommen, sondern im Zusammenhang mit den übrigen Vertragsbestimmungen zu betrachten ist.<sup>66</sup> Ähnlich hat auch das OLG Düsseldorf argumentiert, dass unberechtigte Kostenansätze dadurch neutralisiert werden können, dass im Rahmen der Preiskalkulation gerechtfertigte Kostenpositionen nicht oder nicht in voller Höhe angesetzt werden.<sup>67</sup> Nach einer neueren Entscheidung des Bundesgerichtshofs ist es aber möglich, nicht nur die Entgelte als solche, sondern auch einzelne Preisbildungsfaktoren zu überprüfen.<sup>68</sup> Zwar ist es zutreffend, wie in dieser Entscheidung ausgeführt wird, dass sich letztlich nicht die Art der Preisfindung, sondern nur deren Ergebnis als Missbrauch einer marktbeherrschenden Stellung darstellen kann. Doch kann, so der Bundesgerichtshof weiter, der Ansatz insbesondere einer Mehrheit von Preisbildungsfaktoren, von denen anzunehmen ist, dass auf ihrer Grundlage kalkulierte Preise bei wirksamem Wettbewerb auf dem Markt nicht durchgesetzt werden könnten, ein Indiz dafür sein, dass der so gewonnene Preis missbräuchlich überhöht ist. Soweit im vorliegenden Fall also nicht der Gesamtpreis, sondern ein einzelner Preisbildungsfaktor beurteilt wird, ist dies wegen der zitierten Entscheidung des Bundesgerichtshofs nicht verwehrt und im Hinblick auf die Maßgeblichkeit, die der Überwälzung von emissionshandelsbedingten Kosten für die Preisfindung in dem Beurteilungszeitraum 2005 zukommt, auch sachgerecht.

b) Im Übrigen bleiben anderweitige Kompensationsmöglichkeiten im vorliegenden Fall ohnehin außer Betracht:

Zunächst hat die Betroffene nämlich den in Rede stehenden Erhöhungsbetrag gegenüber ihren Industriekunden im bilateralen Geschäft ausdrücklich damit begründet, dass mit der Einführung des Emissionshandels Opportunitätskosten im Hinblick auf die unentgeltlich zugeteilten Zertifikate ausgelöst worden wären. Sie hat diese Position in der mündlichen Verhandlung bekräftigt, in dem sie unter Rückgriff auf betriebswirtschaftliche Grundlagen eine Einpreisung der Opportunitätskosten für unumgänglich dargestellt hat. Nicht zuletzt hat sie sich im Verfahren auf die Ziele des Emissionshandels selbst berufen, um eine emissionshandelsbedingte Strompreiserhöhung zu rechtfertigen. Die Betroffene hat nach alledem selbst zum Ausdruck gebracht, dass eine Kompensation an anderer Stelle nicht vorgesehen ist.

Außerdem unterstützt die in 2005 zu beobachtende Preisentwicklung der Energieträger den Befund, dass die angegriffene Preissetzung nicht aus anderen preistreibenden Faktoren resultierte. Die Preise der für die Industriekundenversorgung relevanten Grundlast-Energieträger - Braunkohle und Uran - haben sich nämlich seinerzeit nicht nennenswert verändert. Von Brennstoffkostenentwicklungen sind eher nur die Mittel- und Spitzenlast-Energieträger Steinkohle-, Gas und Öl betroffen. Denn für brennstofffreie regenerative Energieerzeugungsanlagen (insbesondere Wasser und Wind) hat die Entwicklung der Brennstoffpreise keinerlei Bedeutung, für Grundlastkraftwerke (Kernenergie und Braunkohle) spielen Rohstoffpreisschwankungen eine sehr geringe Rolle. So entfällt bei der Erzeugung von Kernenergie nur ein geringer Kostenanteil auf den Brennstoff Uran. Was Braunkohle betrifft, so existiert eine einheimische Verfügbarkeit mit sehr stabilen Braunkohleförderkosten.

Der Preis für Importsteinkohle ist nach neuesten Daten nicht

gestiegen, sondern mit 61,61 Euro/t SKE unter das Niveau des 4. Quartals des Jahres 2004 gesunken. Der Preisindex für Kraftwerksgas ist gegenüber dem Vorjahr zwar um 14,2 Indexpunkte gestiegen (Stand: Juli 2006). Es mag auch zutreffen, dass zumindest von November 2005 bis in das Jahr 2006 hinein Gaskraftwerke vermehrt als Grenzkraftwerke zum Einsatz gekommen sind und aufgrund vergleichsweise höherer Grenzkosten, insbesondere wegen der seinerzeit gestiegenen Gaspreise<sup>69</sup>, auf die EEX-Strompreisbildung stärker durchgeschlagen haben<sup>70</sup>. Doch spielt dies für die vorliegende Frage keine Rolle, weil der möglicherweise auf den gasseitigen Effekt entfallende Teil der Preiserhöhung unabhängig und neben den durch Überwälzung unentgeltlich zugeteilter Zertifikate zustandekommenden Preissteigerungen besteht und letztere insofern nicht erklären kann. Gegenstand der vorliegenden Prüfung ist der auf Überwälzung von emissionshandelsbedingten Opportunitätskosten entfallende Preisumfang; die durch den vorstehend wiedergegebenen möglichen gasseitigen Effekt eingetretene Preissteigerung ist mit dem Ausbeutungsverbot aus Sicht der Beschlussabteilung nicht angreifbar.

Wegen weiterer Einzelheiten zur Brennstoffkostenentwicklung wird auf Anlage 5 verwiesen, die teilweise Geschäftsgeheimnisse der Betroffenen enthält.

2. Die Anwendung des Teil-Gewinnbegrenzungskonzepts führt zu dem einstweiligen Befund, dass die beanstandete Preisstellung von derjenigen abweicht, die sich bei wirksamem Wettbewerb mit hoher Wahrscheinlichkeit ergeben würde.

a) Dies ergibt sich zunächst aus einer Vergleichsbetrachtung, denn andere am europäischen Emissionshandel teilnehmende Industrien berücksichtigen nach dem Ergebnis der Ermittlungen Kosten für unentgeltlich zugeteilte Zertifikate in ihren Abgabepreisen nicht.

aa) Durch eine Befragung von Verbänden der wichtigsten anderen vom Emissionshandel betroffenen Industrien (Stahl-, Mineralöl-, Zement-, Kalk-, Zucker-, Papier-, Keramik- und Glasindustrie) sowie der jeweils marktführenden Unternehmen hat die Beschlussabteilung aufgeklärt, wie in diesen Wirtschaftsbereichen die Emissionsberechtigungen im Markt, in der Branche und im Unternehmen wirken und behandelt werden. Es wurden Fragen zur Zuteilung der Emissionsberechtigungen und zu deren Handel gestellt. Zudem wurde nach der Bilanzierung der zugewiesenen Emissionsberechtigungen gefragt. Um Auswirkungen auf Preismechanismen aufzuzeigen, wurden des Weiteren Fragen zur Preissetzung sowie zur Überwälzung der Zertifikatspreise unter Opportunitäts Gesichtspunkten auf die Nachfrager einerseits und zur Möglichkeit der Weitergabe der durch die Einpreisung der Emissionsberechtigung erhöhten Strombezugskosten an die Nachfrager andererseits gestellt.

Aus allen Antwortschreiben der befragten Verbände und Unternehmen geht ausnahmslos hervor, dass die Wettbewerbsbedingungen auf den jeweiligen Märkten der oben genannten emissionsintensiven Wirtschaftsbereiche die Überwälzung der kostenlos zugewiesenen Emissionsberechtigungen unter Opportunitätskostengesichtspunkten nicht erlauben. Der harte - je nach Branche - nationale, europa- oder weltweite Wettbewerb lasse kaum Spielräume für eine aktive Preisgestaltung, so der durchgängige Tenor der Antworten. Im weltweiten Wettbewerb - etwa für Stahl - können deutsche Unternehmen demnach die europa-spezifischen Kosten des Emissionshandels nicht in ihre Preiskalkulation mit einbeziehen, da sie auf dem Weltmarkt als Preisnehmer agieren. Nichts anderes ergibt sich aber auch bezüglich der maximal auf den Geltungsbereich des europäischen Emissionshandels ausgedehnten Märkte wie sie im Zucker-, Kalk-, Zement- und Mineralölsektor zu finden sind. In der Bilanzierung wird unterschieden zwischen kostenlos zugewiesenen und zugekauften CO<sub>2</sub>-Zertifikaten. Die unentgeltlich zugewiesenen Zertifikate werden in der Bilanz mit einem Wert von Null erfasst, lediglich anfallende Gebühren werden aktiviert. Die im Handel oder per Auktion erworbenen Emissionsberechtigungen werden mit ihrem Kaufpreis angesetzt.

Die Beschlussabteilung hat diese Aussagen, die auf Grundlage der bußgeldbewehrten Bestimmung des § 59 Abs. 1 GWB erteilt

wurden und in Anlage 6 zusammengefasst sind, durch eine Betrachtung der spezifischen Erzeugerpreisindizes des Statistischen Bundesamtes<sup>71</sup> über die Entwicklung der Preise wichtiger Industrieprodukte überprüft. Diese ebenfalls in Anlage 6 enthaltenen Indizes belegen, dass es zahlreichen Industrieunternehmen in dem hier relevanten Zeitraum nicht möglich war, die Preise zu erhöhen. Die Preisentwicklung der betroffenen Grundprodukte einer ganzen Reihe wichtiger Industriezweige zeigt dabei über das Jahr 2005 mehrere Trends. Der Preis für Stahl (Warmbreitband) bricht ab Juni des Jahres 2005 ein. Ein fallender Trend, wenn auch marginal, ist für die Preise von Glas (Flachglas), Papier (Holzstoff, Zellstoff, Papier, Karton und Pappe) und Zucker zu beobachten. Preise für Zement und Kalk steigen marginal. Der Anstieg des Preisniveaus im Mineralölsektor lässt mit rohölbedingten Kostensteigerungen erklären.

bb) Die Glaubwürdigkeit der Befragungsergebnisse wird durch die von der Generaldirektion Umwelt der Europäischen Kommission in Auftrag gegebene und von McKinsey & Company und Ecofys durchgeführte Untersuchung „Review of EU Emissions Trading Scheme“ nicht erschüttert. Zwar kommt diese Untersuchung zu dem Ergebnis, dass knapp die Hälfte der europäischen Industriebetriebe den Marktwert von Emissionszertifikaten in ihre Produkte einpreisen. Unabhängig davon, ob und wie viele Emissionsrechte in der zweiten Handelsperiode kostenfrei zugeteilt werden, planen danach mehr als 70 % der befragten Unternehmen, den Marktwert der CO<sub>2</sub>-Zertifikate künftig in ihre Produkte einzupreisen. Die Ergebnisse der Untersuchung werden jedoch nach Auffassung des Verbandes der Chemischen Industrie, der Wirtschaftsvereinigung Stahl und des Bundesverbandes der Deutschen Zementindustrie falsch interpretiert. Gefragt wurde nach der Berücksichtigung des Wertes der Zertifikate bei den Produktionsentscheidungen, was aber aus folgendem Grund mit einer Berücksichtigung im Produktpreis nichts zu tun hat: Die Emissionsberechtigungen werden für die jeweilige CO<sub>2</sub>-ausstoßende Produktionsanlage zugeteilt. Die Anlagen sind hinsichtlich ihres CO<sub>2</sub>-Ausstoßes unterschiedlich effizient. Damit das Unternehmen entscheiden kann, ob es (temporär) nicht produziert, also CO<sub>2</sub> „vermeidet“, oder fehlende Zertifikate zukaufen soll, muss es den Wert der Zertifikate in die Kostenbetrachtung der Produktionsentscheidung einbeziehen. Auch ist eine solche Betrachtung unter dem Gesichtspunkt der unternehmensbezogenen Knappheit der Emissionsberechtigungen angezeigt. Bei effizientem Produktions- bzw. Energieeinsatz könnten sogar überschüssige Zertifikate veräußert werden. Diese Überlegungen betreffen aber die betriebsinterne Phase der Kalkulation und sagen insofern nichts über die Möglichkeiten der Weiterwälzung solcher Kosten auf die Marktgegenseite aus. Die WVM verwies ergänzend auf die Feststellung der Studie, dass die Hälfte der befragten Aluminiumhütten und -raffinerien den Wert der Zertifikate umlegen würden. Diese Aussage sei jedoch unzutreffend, da dieser Wirtschaftsbereich überhaupt keine Zuteilungen von Emissionsberechtigungen erhalten habe und damit überhaupt nicht am Emissionshandelssystem teilnehme.

Die Aussagen der Befragten stehen auch nicht im Widerspruch zu dem Bericht der Europäischen Kommission über das eingerichtete Emissionshandelssystem.<sup>72</sup> Darin wird ausgeführt, dass die Integration des Emissionspreissignals in die Produktmärkte bisher nur teilweise funktioniert hat. In einigen Sektoren hat die Konkurrenz dem Bericht zufolge durch externe Wettbewerber, die keiner vergleichbaren Klimapolitik unterworfen sind, die Wirkung des Preises der Zertifikate beschränkt. In anderen Sektoren, darunter insbesondere in der Stromversorgung, ist dem Bericht zufolge das Potenzial zur Weitergabe des Preises größer gewesen, was zu einem Anstieg der Strompreise geführt hat, obwohl die Hauptgründe für diesen Preisanstieg der gestiegene Energiepreis auf dem Weltmarkt und strukturell bedingte Aspekte auf dem europäischen Energiemarkt sind.

cc) Für die vorliegend zu untersuchende Frage mag es eine Rolle spielen, dass einige Unternehmen aus anderen emissionskräftigen Industrien in Wettbewerb zu Unternehmen aus Ländern ohne Emissionshandel stehen.<sup>73</sup> Entscheidend ist aber, dass es auch nationale

oder europäische Industrien gibt, deren Unternehmen emissionshandelsbedingte Opportunitätskosten nicht weiterreichen, wie z. B. die Zucker-, Kalk-, Zement- und Mineralölindustrie<sup>74</sup>

dd) Rückschlüsse aus dem Verhalten der Unternehmen anderer am Emissionshandelsystem teilnehmender Branchen sind auch nicht deshalb verwehrt, weil dort eine verglichen mit dem Stromsektor höhere Preiselastizität der Nachfrage gegeben wäre. Denn die Befragung der Beschlussabteilung bezieht Unternehmen ein, die auf Märkten mit typischerweise geringer Preiselastizität der Nachfrage anbieten, nämlich Unternehmen der Mineralölwirtschaft.

ee) Auch scheitert ein Rückgriff auf die Verhältnisse in anderen emissionsintensiven Branchen nicht an den unterschiedlichen produktspezifischen Umrechnungsfaktoren, wie sie exemplarisch in Anlage 4 aufgelistet sind. Selbst wenn man einmal unterstellt, dass die numerisch niedrigeren energiebezogenen Emissionswerte je erzeugte Produkteinheit (so genannte Benchmarks) auch zu entsprechend niedrigeren Umrechnungsfaktoren bei der Preisstellung führen würden, so zeigt dies letztlich nur, dass es anderen Branchen nicht einmal möglich gewesen ist, kleinere Zertifikatsanteile als die Betroffene auf ihrer Produktpreise überzuwälzen. Die Erfüllungsfaktoren sind im Geltungszeitraum des NAP I ohnehin für Strom- und sonstige Industrien gleich hoch.

ff) Maßstab der Prüfung kann demgegenüber nicht, wie verschiedentlich gefordert, ein modellartiger Markt mit wesentlichem Wettbewerb sein.

Unter Modell-Bedingungen ist zwar im Ausgangspunkt nicht zu bestreiten, dass eine Kostensteigerung, sofern sie alle Anbieter gleichermaßen trifft, vollständig weitergegeben wird. Dies impliziert allerdings eine vollkommen preisunelastische Nachfrage, auf die aber aus den bereits dargelegten Gründen nicht ohne weiteres abgestellt werden kann.

gg) Andere europäische Strommärkte lassen keine sachgerechten Rückschlüsse zu.

(1) Für viele nationale Märkte ergibt sich dies bereits aus der mangelnden Bedeutung von Zertifikaten für die Erzeugung, wie die nachstehenden Zahlenangaben deutlich machen.<sup>75</sup>

(2) Umgekehrt belegt ein Blick auf die Industriekundenpreise für Strom in Europa, dass Industriekunden für den Strombezug in Deutschland erheblich mehr belastet werden als in anderen Ländern. Soweit die Betroffene in der mündlichen Verhandlung demgegenüber eingewandt hat, dass die deutschen Strompreise steuer- und abgabenbereinigt zu den niedrigsten in Europa zählen<sup>76</sup>, greift diese Sichtweise für den hier relevanten Bereich der Versorgung von Industriekunden nicht durch: Wie die nachstehende Grafik<sup>77</sup> zeigt, waren die deutschen Industriestrompreise zum 1. Januar 2006 - ohne Steuern, jedoch mit Netznutzungsentgelt sowie EEG- und KWK-Abgaben - mit denen in Italien, Zypern und Irland die höchsten in Europa. Insbesondere bei größeren Jahresverbrauchsmengen liegen sie erheblich über denen von EU-Mitgliedstaaten wie Niederlande, Österreich, Schweden und Finnland, wie die unten stehende Tabelle zeigt, wobei die Differenz in dieser Größenordnung nicht durch die besondere Abgabensituation (EEG und KWK) zu erklären ist; insbesondere die ähnliche bzw. höhere Abgabenlast in den Niederlanden bzw. in Österreich macht den bereinigten Preisabstand deutlich. Die beiden höchsten Verbrauchsgruppen werden für Frankreich nicht angegeben; Frankreich gehört jedoch bei den anderen Verbrauchsgruppen zu den Mitgliedsstaaten mit den niedrigsten Industriestrompreisen.

*Grafik EU Industrie-Strompreise (ohne Abbildung)*

An diesem Befund hat sich auch aktuell nichts Wesentliches geändert, wie die entsprechenden Eurostat-Zahlen zum 1. Juli 2006 zeigen.

(3) Ebenso wenig kann man auf das Preisniveau und das Marktverhalten speziell in Großbritannien abstellen, wie es die Betroffene verlangt. Denn das hier interessierende Industriekundenpreisniveau liegt in UK deutlich unter demjenigen in Deutschland; die Frage einer akzeptablen Erklärung oder Rechtfertigung des Zustandekommens der Industriekundenpreise in UK, z. B. durch Ansatz

unentgeltlich zugeteilter CO<sub>2</sub>-Zertifikate mit Opportunitätskosten, stellt sich gar nicht. Im Übrigen ist ein sachgerechter Vergleich der deutschen und britischen Elektrizitätsmärkte - unabhängig von den konkreten Preisverhältnissen auf den jeweiligen Großkundenmärkten - bezüglich der Preisbildung im Zusammenhang mit CO<sub>2</sub>-Zertifikaten nicht möglich. Der in den jeweiligen und mit Vorsicht zu interpretierenden nationalen Allokationsplänen vorgesehene Minderungsbedarf an CO<sub>2</sub>-Emissionen unterscheidet sich zwischen den Vergleichsräumen empfindlich. Mit geplanten 9,1 % müssen die britischen Stromerzeuger etwa viermal so viele CO<sub>2</sub>-Emissionen vermeiden wie die deutschen (durchschnittlich 2,35 %). Die Regeln, nach denen sich die zwangsweise Rückgabe nicht benötigter CO<sub>2</sub>-Zertifikate bemessen, sind im Vereinigten Königreich weniger strikt als in Deutschland (dazu noch unten A. III. 2. e)). Während die Erzeuger im Vereinigten Königreich die Zertifikate erst bei Schließung eines Kraftwerkes zurückgeben müssen, reicht in Deutschland ein Rückgang einer Kraftwerksauslastung auf 60 % des historischen Niveaus.

b) Unabhängig von diesen Vergleichsbetrachtungen ergibt sich auch absolut gesehen, dass die beanstandete Preisstellung nicht wettbewerbsanaloges Verhalten widerspiegelt. Unter Opportunitätskosten können nämlich nur solche entgangenen monetären Nutzen verstanden werden, bezüglich derer tatsächlich eine alternative Verwendung bestand und die realistisch bewertet worden sind. Diesbezüglich ergaben sich speziell für die Betroffene aber daneben auch für alle anderen Kraftwerksbetreiber im Jahr 2005 folgende Besonderheiten:

aa) Speziell in Bezug auf die Betroffene fehlten ex ante die für einen Ansatz des Handelspreises unentgeltlich zugeteilter Zertifikate mit Opportunitätskosten erforderliche alternativen Verwendungsmöglichkeiten für den ganz überwiegenden Teil ihrer im Jahre 2005 produzierten Strommenge. Sie hat nämlich in ihren Antworten auf den Auskunftbeschluss zur Behandlung der Emissionsberechtigungen (Fragenkomplex 2 und Frage 5.1) u. a. angegeben, dass sie im Jahr 2004 davon ausgegangen ist, dass von der in 2005 insgesamt „produzierten Strommenge nach der Mittelfristplanung 2004 ca. GWh - bereits festgelegt sind. Bezogen auf die in 2005 tatsächlich produzierte Menge von 183.200 GWh lag die Festlegung also bei (...)

Hinzu kommt, dass die Betroffene für die Periode 2005-2007 nach eigenen Angaben in der mündlichen Verhandlung die fehlenden Zertifikate für 5 Mio. t Ausstoß kaufen will. Der Saldo des Zukaufs lag zumindest zum Zeitpunkt der mündlichen Verhandlung bei rund 13,6 Mio. Zertifikaten.<sup>78</sup> Die Betroffene hat sich also im Voraus für eine Stromproduktion bereits mit hinreichend vielen Zertifikaten ausgestattet.

bb) Daneben fehlten in 2005 für alle Stromerzeuger einschließlich der Betreiber der jeweils zum Einsatz kommenden Grenzkraftwerke - seien sie marktbeherrschend oder nicht - in großem Umfang alternative Verwendungsmöglichkeiten.

(1) Für so genannte Neuanlagen oder Optionsanlagen bestand überhaupt keine alternative Verwendungsmöglichkeit. Das BMU hat in seinem Schreiben vom 30. November 2005 dargelegt, dass ein Opportunitätskostenansatz hier im Widerspruch zu den gesetzlichen Regelungen im TEHG und im ZuG 2007 stehen würde. Anlagen, die in den Jahren 2003 und 2004 in Betrieb genommen wurden (Neuanlagen), haben nämlich eine Zuteilung nach § 8 ZuG 2007 auf der Grundlage angemeldeter Emissionen erhalten. Bleiben die Emissionen der tatsächlichen Produktion allerdings hinter den angemeldeten Emissionen zurück, erfolgt nach § 8 Abs. 4 ZuG 2007 ein Teilwiderruf der Zuteilungsentscheidung und die überschüssig zugeteilten Berechtigungen werden zurückgefordert. Dasselbe gilt für alle Anlagen, die von der Optionsmöglichkeit nach § 7 Abs. 12 ZuG 2007 Gebrauch gemacht haben (Optionsanlagen). Diese Zuteilungsregel ermöglicht es den Betreibern von Bestandsanlagen, die Zuteilung nicht auf der Basis ihrer historischen Emissionen, sondern nach dem Zuteilungsmaßstab für Neuanlagen (§ 11 ZuG 2007) zu erhalten. Auch diese Anlagen unterliegen nach § 11 Abs. 5 ZuG 2007 der nachträglichen Korrektur der Zuteilungsentschei-

dung mit der Folge, dass jede Entscheidung zum Produktionsverzicht zwangsläufig zum Berechtigungsverzicht führt.

Die Betroffene hat in der mündlichen Verhandlung nicht bestritten, dass Optionsanlagen gar keine Zertifikate handeln konnten und dementsprechend auch keine Opportunitätskosten einpreisen konnten.<sup>79</sup>

Von der Optionsregel des § 7 Abs. 12 ZuG 2007 haben 519 der insgesamt 1849 emissionshandelspflichtigen Anlagen Gebrauch gemacht, innerhalb der Energiewirtschaft also etwa ein Drittel der Anlagen.

(2) Soweit als Grenzkraftwerk andere Anlagen zum Einsatz kamen, unterlagen diese nach § 7 Abs. 9 ZuG 2007 einer Pflicht zur Rückgabe von Emissionsberechtigungen, sofern die CO<sub>2</sub>-Emissionen einer Anlage infolge von Produktionsrückgängen weniger als 60 % der jahresdurchschnittlichen Emissionen der Referenzperiode betragen. Daher bestand auch für den Betreiber eines Kraftwerks, das nicht den oben unter (1) erwähnten Bestimmungen unterliegt, generell nur für einen Teil seines Angebots die Wahlmöglichkeit zwischen Produktion oder Verkauf der ihm zugewiesenen Berechtigungen.

In jedem Fall bestanden nur sehr begrenzt alternative Verwendungsmöglichkeiten wegen der 2005 bestehenden Diskussion, dass dieses Kalenderjahr Teil der Basisperiode für die Zuteilung in der Zweiten Handelsperiode werden sollte. So hat das BMU in der mündlichen Verhandlung erläutert, dass ein Verkauf der Zertifikate infolge des so genannten Updating der Basisperiode insgesamt nachteilige Konsequenzen für die Berechnung der Zuteilungen in der folgenden Zuteilungsperiode 2008 bis 2012 hätte und insofern - kraftwerksübergreifend - faktisch kaum Auswahlmöglichkeit für den Stromproduzenten besteht.<sup>80</sup>

Mit dieser Sichtweise steht das BMU nicht allein, auch der Stromerzeuger Vattenfall Europe - für dessen Stromproduktion die Zertifikatsthematik eine ganz zentrale Rolle spielt - sieht aus den genannten Gründen (Diskussion über Einbeziehung von 2005 in die Basisperiode für die Zuteilungsperiode 2008-2012) eingeschränkte Auswahlmöglichkeiten, wie der nachfolgende Auszug aus einer Präsentation<sup>81</sup> vom Mai 2004 zeigt:

*Grafik Vattenfall (ohne Abbildung)*

(4) Auch § 1 Abs. 1 in Verbindung mit § 2 Abs. 1 EnWG, wonach den Stromversorgern die Verpflichtung zur Gewährleistung einer sicheren Energieversorgung obliegt, beschränkt diese Unternehmen in ihrer Wahlmöglichkeit, Strom nicht zu produzieren. Dies wird besonders augenfällig bei der Erzeugung von Ausgleichs- und Regelleistung, die gerade im Zusammenhang mit dem Grenzkraftwerk relevant ist.

cc) Nicht zuletzt spricht die Behandlung der Frage durch andere Rechtsgebiete dafür, dass eine vollständige Überwälzung von emissionshandelsbedingten Opportunitätskosten im Wettbewerb mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht erfolgen würde.

In einem Entwurf des Instituts der Wirtschaftsprüfer (IDW) zur Rechnungslegung „Bilanzierung von Schadstoffemissionsrechten nach HGB“ vom 2. März 2005 wird die Bilanzierungspflicht der entgeltlich und unentgeltlich erworbenen Emissionsrechte und die Zuordnung zum Umlaufvermögen festgelegt<sup>82</sup>. Bei der Zugangsbewertung der Emissionsrechte ist demnach zwischen einem entgeltlichen Erwerb und einem unentgeltlichen Erwerb durch staatliche Zuteilung zu differenzieren. Werden Emissionsrechte im Rahmen des Emissionsrechtshandels entgeltlich erworben, sind sie gemäß § 255 Abs. 1 HGB mit ihren Anschaffungskosten anzusetzen; die unentgeltliche Ausgabe von Emissionsrechten basiert danach auf der Zwecksetzung, dem Unternehmen die Möglichkeit einzuräumen, seine später entstehende Verpflichtung zur Abgabe von Emissionsrechten nach Maßgabe der verursachten Emissionen insoweit ohne wirtschaftliche Belastung zu erfüllen. Die Ausgabe der Emissionsrechte dient somit primär der Vermeidung künftiger Aufwendungen, so dass es als sachgerecht angesehen wird, den dem Unternehmen gewährten Vorteil ausschließlich nach Maßgabe der Entstehung dieser Aufwendungen ergebniswirksam zu erfassen. Eine sofortige Ertragsrealisierung in dem Zeitpunkt, in dem die Emissionsrechte

unentgeltlich ausgegeben werden, ist somit nach dem Entwurf des IDW nicht zulässig.

Ein Rundschreibensreiben des Bundesministeriums der Finanzen an die Obersten Finanzbehörden der Länder vom 6. Dezember 2005 regelt die „Ertragsteuerliche Behandlung von Emissionsberechtigungen nach dem Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz“ (Az.: IV B 2 - S 2134a - 42/05). Nach Ziffer 2.3. (Unentgeltliche Ausgabe von Emissionsberechtigungen) sind kostenlos ausgegebene Emissionsberechtigungen im Zeitpunkt ihrer Ausgabe mit 0 Euro zu bewerten. Der Wert von 0 Euro gilt als Anschaffungskosten. Erfolgt in der Handelsbilanz ein Ausweis der unentgeltlich ausgegebenen Emissionsberechtigungen zum Zeitwert bei gleichzeitiger Passivierung eines Sonderpostens (z. B. Sonderposten für unentgeltlich ausgegebene Schadstoffemissionsrechte), sind diese Positionen in der Steuerbilanz zu saldieren. Ein Gewinn entsteht daher daraus nicht. Werden Emissionsberechtigungen entgeltlich erworben (vgl. Ziffer 2.4), sind sie nach § 6 Abs. 1 Nr. 2 EStG mit ihren Anschaffungskosten zu bewerten. Ist der Teilwert auf Grund einer voraussichtlich dauernden Wertminderung niedriger, kann dieser angesetzt werden.

c) Im Rahmen einer Gesamtwürdigung der genannten Aspekte ergibt sich auf der Basis des Teil-Gewinnbegrenzungskonzepts, dass die beanstandete Preisstellung von derjenigen abweicht, die sich bei wirksamem Wettbewerb mit hoher Wahrscheinlichkeit ergeben würde. Dabei geht die Beschlussabteilung - ungeachtet des Ergebnisses der Vergleichsbetrachtung, wonach andere am Emissionshandel teilnehmende Branchen emissionshandelsbedingte Opportunitätskosten nicht überwältigt haben - davon aus, dass einem marktbeherrschenden Energieversorger es im Ausgangspunkt nicht verwehrt ist, unentgeltlich zugewiesene Zertifikate mit Opportunitätskosten anzusetzen und beim Absatz von Strom-Grundlastbändern und Strom-Vollversorgung an Industriekunden im bilateralen Geschäft in bestimmtem Umfang überzuwälzen. Unter allen oben geprüften Gesichtspunkten kommt man zu einer beträchtlichen Einschränkung dieser Überwälzungsmöglichkeiten hinsichtlich der Kosten unentgeltlich zugewiesener Zertifikate. Die Beschlussabteilung kommt in ihrer Gesamtbetrachtung zu dem vorläufigen Ergebnis, dass höchstens 20 % des pro MWh anteilig enthaltenen Preises unentgeltlich zugewiesener Zertifikate übergewältigt werden dürfen.

3. Nach einer jüngeren Entscheidung des Bundesgerichtshofs ist es den Kartellbehörden bei Preismissbrauchsverfahren im Energiesektor nur noch möglich, Abweichungen vom wettbewerbsanalogen Preis aufzugreifen, falls die Abweichung erheblich ist.<sup>83</sup>

Der Bundesgerichtshof hat zu erkennen gegeben, dass bei der Bemessung des Schwellenwertes eine Rolle spielt, wie tiefgreifend die Marktbeherrschung ist.<sup>84</sup> Man könnte deshalb für „normale Marktgegebenheiten“, wie es der Bundesgerichtshof nennt, eine Schwelle von 5 % zugrunde legen<sup>85</sup> und die Erheblichkeitsschwelle vorliegend entsprechend niedriger ansetzen.

Das Erfordernis einer Erheblichkeitsschwelle ist allerdings keinesfalls so zu verstehen, dass bei deren Überschreiten in einer Entscheidung nur der darüberliegende Preisunterschied als missbräuchlich zugrunde gelegt werden kann.<sup>86</sup> Vielmehr ist die Erheblichkeitsschwelle als Aufgreifschwelle zu verstehen, die es den Kartellbehörden im Falle ihres Überschreitens nicht verwehrt, die festgestellte Preisabweichung insgesamt als missbräuchlich anzusehen. Die zu § 19 Abs. 4 Nr. 2 GWB entwickelte Erheblichkeitsschwelle trägt dem Gedanken Rechnung, dass die Kartellbehörden mit diesem Instrument vor allem „Ausreißern“ in der Preisbildung entgegenwirken sollen und ihre Tätigkeit nicht in einer behördlichen Preisaufsicht münden soll. Ein anderes Verständnis der neuen Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs im Energiesektor würde ansonsten zu einer Missbrauchsprämie für das marktbeherrschende Unternehmen führen. Das wäre aber gemessen an der mit dem Tatbestand des Ausbeutungsmissbrauchs verfolgten Zielsetzung des GWB nicht gerechtfertigt. Die Feststellung der Kartellrechtswidrigkeit müsste sich so gesehen im vorliegenden Fall nicht nur auf den oberhalb der Erheblichkeitsschwelle liegenden Umfang des Strompreises, son-



dem auf den gesamten festgestellten Bereich darunter.

Die Beschlussabteilung ist jedoch bereit, wegen der über diese Fragen bestehenden Rechtsunsicherheit einen Erheblichkeitszuschlag in Betracht zu ziehen und deshalb einen Überwälzungsanteil - einschließlich Erheblichkeitszuschlag - von höchstens 25 % des pro MWh anteilig enthaltenen jeweiligen Zertifikatspreises nicht zu beanstanden.

#### V. Ausbeutungsmisbrauch nach § 19 Abs. 1, Abs. 4 Nr. 2 GWB (Vergleichsmarktkonzept)

1. Daneben erfüllt die angegriffene Preisbildung der Betroffenen den Tatbestand eines Ausbeutungsmisbrauchs nach § 19 Abs. 1, Abs. 4 Nr. 2 GWB auf der Grundlage des sachlichen Vergleichsmarktkonzepts. Denn die Betroffene hat diesbezüglich als marktbeherrschender Stromanbieter Entgelte gefordert bzw. erzielt, die von denjenigen abweichen, die sich bei wirksamem Wettbewerb mit hoher Wahrscheinlichkeit ergeben hätten.

2. In dem Umfang, in dem die in Rede stehenden Entgelte anteilig den Handelswert, unentgeltlich zugeteilter Zertifikate enthielten, weichen sie auch bei Zugrundelegung des sachlichen Vergleichsmarktkonzeptes von denjenigen Entgelten ab, die sich bei wirksamem Wettbewerb mit hoher Wahrscheinlichkeit ergeben hätten.<sup>87</sup>

Die Abweichung vom wettbewerbsanalogen Preis wird durch Heranziehung sachlich vergleichbarer Märkte in anderen emissionssträchtigen Branchen belegt.<sup>88</sup> Bereits im Zusammenhang mit dem Teil-Gewinnbegrenzungskonzept wurde ausgeführt, dass die Wettbewerbsbedingungen auf anderen Märkten emissionsintensiver Wirtschaftsbereiche die Überwälzung der kostenlosen zugeteilten Emissionsberechtigungen unter Opportunitäts Gesichtspunkten nicht erlauben. Auf die entsprechenden Passagen wird zur Vermeidung von Wiederholungen Bezug genommen (oben A. IV. 2. a)). Obgleich die h. M. einen Vergleich von sehr ähnlichen Produkten verlangt<sup>89</sup>, kann die Beschlussabteilung wegen der Besonderheiten des Falles vorliegend durchaus unterschiedliche Produktmärkte wie Zucker, Kalk, Zement und Mineralöl betrachten. Denn es werden nicht die Produktpreise der Vergleichsunternehmen direkt mit dem Strompreis verglichen; vielmehr bezieht sich der Vergleich auf die Preissetzung in Bezug auf die Einführung des Zertifikatshandels. Dieser Aspekt ist aber auch branchenübergreifend sinnvoll vergleichbar. Zu den übrigen im Zusammenhang mit dem Strukturvergleich aufgeworfenen Fragen kann auf die Ausführungen oben unter A. IV. 2. a) verwiesen werden.

3. Sofern die Rechtsprechung in der Vergangenheit verlangt hat, dass der gesamte geforderte Produktpreis einer Missbrauchsprüfung unterzogen wird<sup>90</sup>, steht dies der Vorgehensweise der Beschlussabteilung im vorliegenden Fall nicht entgegen. Im Einzelnen wird hier auf die Ausführungen unter A. IV. 1. b) verwiesen.

4. Es ist auch nicht zu beanstanden, dass die Beschlussabteilung nur den Preis einer bestimmten Kundengruppe in den Blick genommen hat. Zwar wird im Schrifttum darauf hingewiesen, dass die festgestellten überhöhten Preise bei einer Kundengruppe durchaus mit niedrigeren Preisen bei einer anderen Kundengruppe korrespondieren können, während dies beim Vergleichsunternehmen andersherum liegen kann;<sup>91</sup> doch kommt diese Überlegung hier - wenn man ihr überhaupt näher treten will - nicht zum Tragen: Die andere Endkunden-Gruppe, nämlich die Nachfrager auf dem Kleinkundenmarkt, zahlen Strompreise, die höher als die hier in Rede stehenden Industriekundenpreise für Strom liegen.

4. Bezüglich der von der neueren Rechtsprechung zum Energiekartellrecht geforderten Erheblichkeitsschwelle wird auf die entsprechenden Ausführungen unter A. IV. 3. Bezug genommen.

#### VI. § 19 Abs. 1 GWB (Konkordanz-Konzept)

Die vorliegend in Rede stehende Preisgestaltung der Betroffenen verstößt nach vorläufiger Einschätzung der Beschlussabteilung des Weiteren gegen den allgemeinen Missbrauchstatbestand des § 19 Abs. 1 GWB, indem die Betroffene durch die eingangs beschrie-

bene Preissetzung ihre marktbeherrschende Stellung missbräuchlich im Sinne dieser Vorschrift ausgenutzt hat.

1. Das streitgegenständliche Verhalten wurde bereits oben unter III. 1. und III. 2. umfassend beschrieben, worauf Bezug genommen wird.

2. Das Tatbestandsmerkmal des Ausnutzens nach § 19 Abs. 1 GWB ist im vorliegenden Fall ebenfalls erfüllt, denn die angegriffene Preisgestaltung ist der Betroffenen zuzurechnen. Hierzu wird auf die entsprechenden Ausführungen oben unter III. 3. verwiesen.

3. Das beanstandete Preisverhalten der Betroffenen stellt einen Missbrauch im Sinne der Generalklausel des § 19 Abs. 1 GWB dar.

a) Die Feststellung eines Missbrauchs nach der Generalklausel des § 19 Abs. 1 GWB erfordert ein Unwerturteil im Sinne eines unangemessenen oder ungerechtfertigten Verhaltens und ist anhand einer umfassenden Würdigung und Abwägung der betroffenen Interessen zu beantworten.<sup>92</sup> Ab wann ein Preis missbräuchlich ist, bestimmt sich dabei grundsätzlich nach Wettbewerbsmaßstäben<sup>93</sup>, d. h. es sind die Ordnungsprinzipien einer Wettbewerbswirtschaft als Beurteilungsmaßstab, jedoch losgelöst von subjektiver Vorwerfbarkeit, heranzuziehen<sup>94</sup>. Darüber hinaus sind für die Beurteilung - schon mit Rücksicht auf die Einheit der Rechtsordnung - außerwettbewerbliche Ziele heranzuziehen, sofern solche Wertungen aus anderen Gesetzen nach ihrem Sinn und Zweck Einfluss auf das Verhalten der Marktteilnehmer nehmen wollen<sup>95</sup>. Dies gilt insbesondere auch für umwelt- und klimapolitische Zielsetzungen<sup>96</sup> sowie die Zielsetzung einer möglichst sicheren und preiswürdigen Energieversorgung<sup>97</sup>.

Aus dem Wertehaushalt des GWB lässt sich ableiten, dass Normadressaten als Unternehmen handeln dürfen und sollen und insofern auch bei der Entscheidung über ihre Preise und Konditionen einen unternehmerischen Freierraum haben, den der Gesetzgeber in begründeten Fällen aber einschränken kann.<sup>98</sup> Solch eine Grenze ist mit dem Ausbeutungsverbot des § 19 Abs. 1 GWB gezogen. Damit ist unter anderem der Schutz der Marktgegenseite - hier der industriellen Stromnachfrager - vor Ausbeutung durch das marktbeherrschende Unternehmen und eine Verhinderung missbräuchlicher Marktergebnisse allein wegen der unmittelbaren Nachteile für die Marktgegenseite bezweckt.<sup>99</sup> Die Nachfrageseite, die einem Marktbeherrscher ausgesetzt ist, soll vor Überforderung geschützt werden.

Im Unterschied zu marktbeherrschenden Unternehmen in anderen Wirtschaftszweigen liegt für die Betroffene die Schwelle zur missbräuchlichen Überforderung dabei niedriger, weil sie als Energieversorgungsunternehmen dem in § 1 Abs. 1 EnWG normierten Grundsatz der preisgünstigen Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität verpflichtet ist.

b) Diese im Rahmen von § 19 Abs. 1 GWB eröffnete Abwägung ergibt, dass das Interesse der Industriekunden, beim Bezug von Grundlastbändern und Vollversorgung im bilateralen Geschäft nicht durch machtbedingte Preisstellungen überfordert zu werden, das Interesse der Betroffenen, Opportunitätskosten für unentgeltlich zugeteilte Emissionsberechtigungen in ihren Preisforderungen bzw. Preisen vollständig oder nahezu vollständig zu berücksichtigen, überwiegt:

aa) Das beanstandete Preisverhalten der Betroffenen führt auf Seiten der Industriekunden zu außerordentlich starken Belastungen weit außerhalb eines Bereiches, in dem noch von einer Stärkung des Wirtschaftsstandortes Deutschland und der Leistungsfähigkeit der Volkswirtschaft insgesamt gesprochen werden kann.

(1) Diese Auswirkungen werden zunächst in einer Untersuchung von Pfaffenberger/Eikmeier bezüglich der stromintensiven Industrie beschrieben.<sup>100</sup> Diese Untersuchung befasst sich mit den markt- und politikbestimmten Determinanten der Strompreisentwicklung in Deutschland und den sich daraus ergebenden Standortbedingungen für stromintensive Wirtschaftszweige. Die Untersuchung führt den Stromverbrauch und Stromkostenanteile an der Bruttowertschöpfung von ausgewählten Wirtschaftszweigen auf (Stand 2002); als besonders stromintensiv wird mit Stromkostenanteilen von 13 % bis

19 % die Zementindustrie, die NE-Metallindustrie, die Stahl- und die Kalkindustrie aufgeführt. Für die stromintensive Industrie gebe es kurzfristig nur sehr geringe Möglichkeiten, die starken Preiserhöhungen durch effizientere Stromnutzung zu vermeiden. Auch längerfristig sei in diesem Bereich der Industrie das Einsparpotential nicht in einer Größenordnung gegeben, das die Kompensation der Preiserhöhung erbringen könnte. Im internationalen Vergleich könnten europäische Standorte aufgrund der Preiskonvergenz im europäischen Binnenmarkt mit Standorten, die im Hinblick auf die Stromerzeugung besondere komparative Vorteile haben, nicht konkurrieren, wenn die Strompreisdifferenz bezogen auf die Produkte größer ist als mögliche Transportkostenvorteile beim Produkt.

Des Weiteren befassen sich Soennecken/Biernatzki mit den Standortbedingungen industrieller Großkunden im deutschen Strommarkt.<sup>101</sup> Ausgehend von der Beobachtung, dass industrielle Großverbraucher in Deutschland einen bei weitem höheren Preis für ihre Energieversorgung zu zahlen haben als in fast allen anderen EU-Staaten, erörtern sie Lösungsansätze, um die Wettbewerbsfähigkeit dieser Kunden nicht weiter zu gefährden.

(2) Von den Beigeladenen und Beschwerdeführern, aber auch von anderen Unternehmen wurde im Laufe des Verfahrens übereinstimmend anhand von Einzelfallbeispielen dargelegt, dass das Preisverhalten der Betroffenen ganz erhebliche Belastungen für Industriekunden bedeutet.

Die WVM hat auf den hohen Anteil der Stromkosten an den Gesamtkosten in den besonders stromintensiven Produktionsbereichen der von ihr vertretenen Branche hingewiesen. Angesichts des internationalen Wettbewerbs in dem die NE-Metallindustrie steht, können danach regionale Mehrkosten nicht an die Kunden weitergeben werden, weshalb die hohen deutschen Strompreise unmittelbar ihre Standorte in Deutschland gefährdeten. Der VIK hat dargelegt, dass die Folgen der Strompreiserhöhungen bei Industriekunden an die Grenze von existenziellen Auswirkungen heranreichen. Denn energieintensive Industriekunden drohen seiner Darstellung nach in ihrer Wettbewerbsfähigkeit und Investitionsfähigkeit eingeschränkt zu werden. Wegen des vom VIK herangezogenen Beispiels aus der Gießerei-Industrie wird auf die entsprechende Darstellung im Sachverhalt verwiesen.

Auch aus dem WVM-Vortrag ergibt sich in Übereinstimmung mit anderen Darstellungen das Ausmaß der Preisgestaltung. WVM hat seine Einlassung mit dem Beispiel einer Hüttenschließung im Aluminiumbereich untermauert, bei der die Stromkostenproblematik Hauptursache war. Nach Aussage der Corus Aluminium Voerde GmbH, sind die Stromkosten der gravierende lokal wirkende Faktor. Die Stromkosten für Aluminiumhütten im Durchschnitt der westlichen Welt betragen aktuell 20 Euro/MWh (Juni 2006). Strom würde in Deutschland - steuer- und abgabenbereinigt - für rund 60 Euro/MWh geliefert; dieser Strompreis setzt sich aus einem EEX-Großhandelspreis über 54 Euro/MWh, einem Netzentgelt von 2,4 Euro/MWh sowie Sonderkosten (EEG usw.) von 3 Euro/MWh zusammen. Der Nachteil für das Werk in Voerde gegenüber der ausländischen Konkurrenz beläuft sich (1,5 TWh Stromverbrauch im Jahr) demnach auf rund 60 Mio. Euro/Jahr. Für die größte deutsche Aluminiumhütte, das Rheinwerk Neuss, sind die Stromkosten zwischen 2005 und 2006 nach Pressemeldungen um 70 Mio. Euro bei einem Umsatz von 600 Mio. Euro gestiegen.<sup>102</sup> Ebenso hat die Norddeutsche Affinerie AG die aus Sicht der Unternehmens bedrohliche Entwicklung der Stromkosten dargelegt; wegen der Einzelheiten wird diesbezüglich auf die Darstellung im Sachverhalt verwiesen.

Zur Abwehr eines existenziellen wirtschaftlichen Schadens erwägt das Unternehmen bis zur Inbetriebnahme eines eigenen Kraftwerks (Ende 2009) u. a. die Stilllegung der energieintensiven Sekundärhütte im Laufe des Jahres 2007. Hierdurch wären bis zu 400 Mitarbeiter mit ihren Arbeitsplätzen in Hamburg betroffen.

Das mittelständische Gießereiunternehmen

Schubert & Salzer (350 Mitarbeiter) in Erla im Erzgebirge wies in der Sendung „Profile extra“ des Bayerischen Rundfunks am 20. November 2006 darauf hin, dass die Gesamtaufwendungen für Strom in dem Unternehmen von etwa 4,5 Mio. Euro in 2006 auf knapp 7 Mio. Euro im nächsten Jahr steigen werden. Durch diese Zusatzkosten würden für das Unternehmen notwendige Investitionen unterbleiben. Der Vertreter von Schubert & Salzer führte u. a. aus:

„Der Gewinn den wir brauchen als Unternehmen um weiter zu wachsen, um investieren zu können, wandert demnächst in, die Taschen der Stromkonzerne“

Die gravierenden Folgen der Preisstellung werden des Weiteren an dem in der mündlichen Verhandlung am 30. März 2006 geschilderten Beispiel des Unternehmens Svenska Cellulosa Aktiebolaget, Stockholm, (im Folgenden kurz SCA) verdeutlicht, welches in Mannheim und Wiesbaden-Kostheim zwei Standorte unterhält. Der Vertreter von SCA führte u. a. aus:<sup>103</sup>

„Derzeit haben die Energiekosten bei uns die Personalkosten überholt, was etwas Besonderes ist, weil es bisher umgekehrt war. Unsere Gewinne sind in der letzten Zeit zunehmend abgesaugt worden und wir stehen vor Verlusten, wenn es so weitergeht. Wenn es keine wesentlichen Änderungen gibt, werden wir ein weiteres Restrukturierungs-Programm für die Standorte auflegen müssen, beginnend mit England und Deutschland.“

Die Aussagen wurden durch die Angaben in Tabelle 4 in der Präsentation der SCA untermauert.

Es handelt sich um die realen Kosten; Steuern sind enthalten, Vergünstigungen wie ZB, KMG, EEG sind abgezogen. SCA

Soweit der Sachverständigenrat für Umweltfragen in seinem Gutachten keine schwerwiegenden Folgen für Industriekunden prognostiziert, basierte diese Einschätzung noch auf der Annahme, dass die Personalkosten einen weit größeren Anteil ausmachen als die Energiekosten.<sup>104</sup> Auch bei Pfaffenberger/Eikmeier spielt die Relation von Energie- und Personalkosten weiterhin eine maßgebliche Rolle für die Einschätzung der Auswirkungen auf die Strom-Großkunden.<sup>105</sup> Die Situation von SCA, wonach die Verhältnisse sich mittlerweile umgekehrt haben, verdeutlicht vor dem Hintergrund der zitierten Einschätzungen die Überforderung der Marktgegenseite, die mit den hier in Rede stehenden Strompreiserhöhungen eingetreten ist.

Der VCI hat beschrieben, dass 400 Mio. Euro „windfall losses“ bezogen auf die von ihm vertretene Branche zu einem Absinken der Deckungsbeiträge bei stromintensiven Produkten führen. In seiner Stellungnahme in der mündlichen Verhandlung weist der VCI auf gesunkene Deckungsbeiträge bei den Elektrolyseprodukten (Pottasche, Kalilauge, Hamethylat) seit 2002 von 20 % bis 30 % hin.<sup>106</sup>

In einer Internetpräsentation von DB Energie GmbH, Frankfurt, zu „Wirkungen des Emissionshandels auf die Bahn“<sup>107</sup> schließlich werden die Auswirkungen steigender Strompreise durch die Opportunitätskosten-Einpreisung auf die Deutsche Bahn AG beschrieben. Der Geschäftsführer Witschke der DB Energie kritisierte das Marktverhalten der deutschen Energieproduzenten, die seiner Einschätzung nach durch die Einbeziehung der Emissionsberechtigungen die Stromkosten in die Höhe getrieben haben. Durch den europäischen Emissionshandel wurde das Geschäft der Deutschen Bahn demnach im Jahr 2005 um rund 50 Mio. Euro belastet. Die Einpreisung der Emissionsberechtigungen in die Strompreise sei nicht im Sinne der Bundesregierung gewesen<sup>108</sup>.

Die festzustellenden Belastungen sind auch in ihrem Ausmaß für

	2004		2005		2006 Ja/Mfeb		Hochrechnung	
	Ni o	1»	Mo	IMM	Mio	IMVVh	Mio	IWVh
<b>Mannheim</b>	6,5	20,7	15,2	48,4	3,2	71,6	»20	»80
<b>Kostheim</b>	5,6	55,7	7,0	67,2	1,3	81,0	»8	»80

Tabelle 4: Strompreisentwicklung in 2 Jahren

die Beschlussabteilung nachvollziehbar und glaubhaft dargelegt worden.

Zunächst wird dies bestätigt durch die Preisentwicklung in den wichtigsten Vergleichsbranchen, wonach nennenswerte Preiserhöhungen nicht durchgesetzt werden konnten. Hierzu kann auf die bereits erwähnten spezifischen Erzeugerpreisindizes des Statistischen Bundesamtes<sup>109</sup> verwiesen werden, die in **Anlage 6** abgebildet sind.

Des Weiteren lässt sich die dramatische Strompreisentwicklung im Großindustriebereich seit 2002/2003 bis 2006 an exemplarischen Beispielen aus der chemischen Industrie, der Stahlindustrie und der Aluminiumindustrie verdeutlichen:

(3) Die von der Betroffenen erhobenen Preise haben des Weiteren nicht nur betriebsindividuell starke Belastungen auf der Kundenseite ausgelöst, sondern haben auch zu volkswirtschaftlicher Besorgnis Anlass gegeben, auf die der Bundeswirtschaftsminister<sup>110</sup> und auch die Wirtschaftsministerkonferenz in ihrer Dessauer Erklärung<sup>111</sup> aufmerksam gemacht haben.

(4) Die geschilderten Belastungen wiegen umso mehr, als es sich beim Strom nicht um ein luxuriöses, im industriellen Prozess auch nur ansatzweise entbehrliches Produkt handelt, sondern um ein elementar notwendiges Produkt, vergleichbar mit einem Gegenstand des täglichen Bedarfs für einen privaten Verbraucher.<sup>112</sup> Hinzu kommt, dass die Industriekunden nicht auf ähnliche Stromprodukte wie zum Beispiel Mittel- oder Spitzenlastprodukte ausweichen können. Denn die Deckung des Strombedarfs aus solchen Produkten ist aus Sicht eines Industriekunden aus preislichen Gründen keine Alternative zu einem Grundlastband oder einer Vollversorgung, wie sich an den Notierungen an Spot- und Terminmarkt ablesen lässt; abgesehen davon ist die Betroffene auf dem gesamten Großkundenmarkt beherrschend, so dass sich Industriekunden bei einem Ausweichen auf Mittel- und Spitzenlastprodukte letztlich in denselben Abhängigkeiten wiederfinden würden. Schließlich werden speziell für die stromintensive Industrie kurzfristig nur sehr geringe Möglichkeiten zur Senkung des Strombedarfs und langfristig zumindest gemessen an den Größenordnungen der Preiserhöhungen keine realistischen Einsparpotenziale gesehen.<sup>113</sup>

bb) Auf Seiten der Betroffenen ist in der Abwägung ihr Interesse zu berücksichtigen, beim Absatz von Strom im bilateralen Geschäft mit Grundlastbändern und Vollversorgung für Industriekunden einen Preis unter vollständigem oder nahezu vollständigem Ansatz von Opportunitätskosten zu erzielen. Diese Preisstellung steht jedoch gemessen an dem eingangs herausgestellten Maßstab völlig außer Verhältnis zu den dadurch ausgelösten Belastungen der Industriekunden. Denn die Opportunitätskosten der Betroffenen für unentgeltlich zugeleitete Zertifikate sind im Vergleich zu den oben dargestellten wirtschaftlichen Auswirkungen, die die Erhebung über den Strompreis für die Industriekunden bedeutet, ungleich weniger belastend für die Betroffene. Zur Vermeidung von Wiederholungen wird diesbezüglich auf das oben unter A. IV. 2. a) zu § 19 Abs. 4 Nr. 2 GWB Ausgeführte Bezug genommen. Zudem unterliegt die Betroffene ebenso wie alle Kraftwerksbetreiber beim Ansatz von Opportunitätskosten einer Reihe von Restriktionen, die sich aus dem Emissionshandelsrecht ergeben und die oben unter A. IV. 2. b) dargestellt sind. Hinzu kommt, dass es um den Ansatz von Opportunitätskosten geht. Zwar handelt es sich in der ökonomischen Begrifflichkeit bei Opportunitätskosten als kalkulatorische Kosten um „tatsächliche Kosten“, wie die Vertreter der Betroffenen in der mündlichen Verhandlung ausführlich erläutert haben;<sup>114</sup> doch stehen hinter diesen emissionshandelsbedingten Opportunitätskosten unstreitig keine Zahlungsverpflichtungen gegenüber Dritten, denn die Zertifikate wurden ihnen von der DEHSt unentgeltlich zugeleitet.<sup>115</sup> Die Betroffene befand sich also beim Fordern der vor diesem Hintergrund kalkulierten Entgelte in der Position, dass sie von ihren Kunden eine Erhöhung ihrer Preise mit einem relativ starken Anstieg von Kosten begründen konnte, dass aber umgekehrt ein Verzicht auf die in diesem Umfang bestehende Preisforderung zu keinen ungedeckten Zahlungsverpflichtungen geführt hätte.

c) Bezüglich des Erheblichkeitserfordernisses wird auf die entspre-

chenden Ausführungen unter A. IV. 3. Bezug genommen.

## VII. Keine sachliche Rechtfertigung der Preisgestaltung gegeben

Indem eine erhebliche Überschreitung des auf strukturell vergleichbaren Märkten erhobenen Preises durch ein marktbeherrschendes Unternehmen festgestellt ist, kommt eine sachliche Rechtfertigung in aller Regel nicht mehr in Betracht. Dementsprechend hat der Gesetzgeber in § 19 Abs. 1, Abs. 4 Nr. 2 GWB auf die Aufnahme eines derartigen Tatbestandsmerkmals im Unterschied zu allen anderen Regelbeispielen des § 19 Abs. 4 GWB und zu § 20 GWB verzichtet. Zwar wird es nach der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs als ungeschriebenes Tatbestandsmerkmal angesehen, dass die Preisüberhöhung ohne wirtschaftliche Rechtfertigung erfolgt<sup>116</sup>; auch versteht die Rechtsprechung die Feststellung des Marktmachtmissbrauchs als ein Unwerturteil<sup>117</sup>. Doch ist dieses Unwerturteil bei einer erheblichen Abweichung vom wettbewerbsanalogen Preis, insbesondere wenn sie derart erheblich ausfällt wie im vorliegenden Fall, letztlich indiziert. Auf folgende Aspekte soll gleichwohl näher eingegangen werden:

1. Die Betroffene<sup>118</sup> kann nicht für sich in Anspruch nehmen, die beanstandete Preisbildung reflektiere Wettbewerbspreise, weil sie an der Preisbildung an der EEX ausgerichtet und der dort gefundene Preis mit dem Wettbewerbspreis gleichzusetzen ist. Zunächst wird auf die oben unter A. IV. 2. b) bb) genannten Restriktionen verwiesen, denen jedes Kraftwerk in irgendeiner Form beim Ansatz unentgeltlich zugeleitete Zertifikate mit Opportunitätskosten unterliegt, also auch das jeweilige Grenzkraftwerk. Da die Betroffene insoweit an keinem anderen Maßstab gemessen wird, kommt es auf die konkrete Betrachtung der Preisbildung an der EEX nicht an. Aber auch darüber hinaus hilft der Blick auf die Preisbildung an der EEX der Betroffenen nicht weiter. Die Beschlussabteilung bestreitet nicht, dass eine Grenzkostenpreisbildung in der ökonomischen Theorie als Kennzeichen eines wettbewerblich organisierten Marktes angesehen wird. Doch lässt sich die hier beanstandete Preisstellung aus folgenden Gründen nicht mit Blick auf die EEX-Preisbildung rechtfertigen:

(a) Zunächst spricht gegen die Zulassung der EEX-Preisbildung als Rechtfertigungsgrund, dass der Einkauf von Strommengen über diesen Handelsplatz für die Industriekunden, wie dargestellt, keine wirkliche Alternative zur gegenwärtigen Beschaffung von Grundlastbändern und Vollversorgung im bilateralen Geschäft ist. Es ist nämlich nicht so, wie die Betroffene suggerieren will<sup>119</sup>, dass 80 % der Industriekunden ihren Strom über die EEX einkaufen. Die Betroffene kommt nur deshalb zu einem solchen Verhältnis von börslichem und außerbörslichem Absatz, weil sie das mehrfache Handeln von Stromkontrakten nicht ausblendet. Nach ihren eigenen Angaben im Rahmen des beim OLG Düsseldorf anhängigen Beschwerdeverfahrens in Sachen „E.ON Mitte/Stadtwerke Eschwege“ hat sie in 2004 an leistungsgemessene Kunden abgesetzt. Würde dies nur 20 % ihres Absatzes an Großkunden ausmachen, läge dieser rechnerisch bei insgesamt würde also ihren Gesamtabsatz an Strom deutlich übersteigen.

(b) Etwas anderes ergibt sich auch nicht aus dem Umstand, dass individuellen Vertragsabschlüssen Preisverhandlungen vorausgehen, in denen die jeweiligen Preisverhältnisse am Handelsplatz EEX in den Blick genommen werden, weil die Betroffene die entsprechenden Strommengen bei Scheitern der Vertragsverhandlungen auch über den Handelsplatz EEX absetzen könnte.<sup>120</sup> Es wird nicht bezweifelt, dass die EEX-Indizes als Referenz für die Preisbildung im Endkundengeschäft herangezogen werden.<sup>121</sup> Nach Darstellung der befragten Industrieunternehmen sind es im Beobachtungszeitraum die Versorger, die auf einer Orientierung an den EEX-Preisen bestehen.<sup>122</sup> Der aktuelle Handelspreis entspricht wegen dieser Referenzwirkung aber noch nicht - sei es ganz oder zum Teil - in einer Weise dem im bilateralen Industriekundengeschäft erzielbaren Preis, dass eine Rechtfertigung daraus abgeleitet werden könnte.

Die von der Betroffenen insoweit angestellte Überlegung bringt bei genauer Betrachtung lediglich zum Ausdruck, was für sie aus ihrer internen Sicht die wirtschaftlich lukrativere Vorgehensweise - Absatz an Industriekunden oder Verkauf über den Handelsplatz EEX - ist. Nach ihrer eigenen Darstellung wären Preise unterhalb des Großhandelsniveaus betriebswirtschaftlich nicht sinnvoll, da sie alternativ den höheren Großhandelspreis erzielen könnte.<sup>123</sup>

Der Gegenargumentation ist zunächst deshalb nicht zu folgen, weil sich der alternative Verkauf der Strommenge über die EEX praktisch gerade nicht automatisch zum dortigen Handelspreis realisieren ließe<sup>124</sup>. Diese Argumentation lässt nämlich außer acht, dass die Nachfrage keineswegs automatisch und zeitgleich nachfolgen würde. Würde die Betroffene tatsächlich die für einen besonders großen Industriekunden, für mehrere normale Industriekunden oder sogar für alle Industriekunden gedachten Liefermengen am Handelsplatz platzieren, so würde der Strompreis in der Folge nach wirtschaftlicher Erfahrung deutlich fallen. Soweit die Betroffene darauf hinweist, dass im Gegenzug auch die Nachfrage um das Volumen des betroffenen Industriekunden steigen würde, bleibt Folgendes unberücksichtigt: Erstens ist nicht gesichert, dass der Industriekunde sein Volumen an der EEX deckt, denn er könnte auch im bilateralen Geschäft bei einem anderen Anbieter beziehen. Zweitens könnte der Industriekunde seinen Betrieb in das Ausland verlagern oder schließen mit der Folge, dass sein Nachfragevolumen endgültig wegfallen würde und die Liquidität an der Börse um dieses Volumen steigen würde, was wiederum zu sinkenden Preisen führen würde.<sup>125</sup>

So genannte Arbitrage-Möglichkeiten<sup>126</sup> lassen sich ebenfalls nicht für einen auf die kartellrechtliche Beurteilung durchschlagenden Konnex von bilateralem Geschäft und EEX-Preisbildung anführen, da es vorliegend um einen Endverbrauchermarkt geht. Etwaigen Befürchtungen, die Industriekunden würden niedrigere Preise im bilateralen Geschäft zu Handelsgeschäften an der EEX nutzen (so genanntes Aus-Arbitrieren) kann die Betroffene durch entsprechende Klauseln in ihrer Vertragsgestaltung begegnen, was sie in der Praxis auch vornimmt.<sup>127</sup>

c) Selbst wenn man eine Rechtfertigung durch die Preisbildung an der EEX im Prinzip zulassen wollte, ist damit noch nichts darüber ausgesagt, ob die in der Praxis zustande gekommenen Preise an der EEX wirklich missbrauchsfrei sind.

Die Betroffene hat lediglich ausführlich das Modell der Grenzkostenpreisbildung im Stromsektor beschrieben<sup>128</sup> ohne weiter dazu vorzutragen, ob die Preise an der EEX wirklich jeweils den Grenzkosten entsprochen haben. Deshalb besteht für die Beschlussabteilung derzeit unter dem Gesichtspunkt der Erstermittlungspflicht im Prinzip kein Anlass zu weiteren Prüfungen in diese Richtung.

Es ist aber zumindest auch nicht plausibel, dass die Preisbildung an der EEX Wettbewerbspreise widerspiegeln soll. So soll nach einer Studie von Schwarz/Lang der durchschnittliche Aufschlag auf die Grenzkosten seit 2003 drastisch gestiegen und auf Marktmacht zurückzuführen sein.<sup>129</sup> Nach Berechnungen von Müssgens lagen die Preise am Spotmarkt bereits im Zeitraum September 2001 bis Juni 2003 marktmachtbedingt im Durchschnitt 50 % über den jeweiligen Grenzkosten.<sup>130</sup> Eine eigene Berechnung der Beschlussabteilung für 2005 bestätigt, dass die Großhandelspreise tendenziell über den Grenzkosten der Betroffenen gelegen haben. Im Einzelnen wird diesbezüglich auf die Berechnung in *Anlage 7*, die Geschäftsgeheimnisse der Betroffenen enthält, Bezug genommen.

2. Eine mangelnde Kostendeckung auf dem relevanten Markt kann einen Missbrauch ausschließen, soweit es sich dabei nicht um unternehmensindividuelle Kosten handelt, sondern objektive Kosten, die jeder Wettbewerber aufbringen muss.<sup>131</sup> Hinzu kommt, dass im Bereich der Energieversorgung die in § 1 Abs. 1 EnWG verankerte Zielsetzung einer möglichst sicheren Versorgung wirkt.

a) Die Betroffene hat jedoch nicht vorgetragen, dass sie selbst in eine Verlustsituation geraten wäre, wenn sie den kartellbehördlich nicht angreifbaren Preis, in diesem Fall also einen Grundlastband- oder Vollversorgungspreis unter deutlich geringerem Einschluss

anteiliger Zertifikatspreise, verlangt hätte. Dies ist in Anbetracht ihrer Gewinnsituation insbesondere im Strombereich auch nicht zu erwarten. Des Weiteren bleiben ihr auch ohne die in Rede stehenden Preisforderungen genügend Mittel für Investitionen in Stromerzeugungskapazitäten. Zum einen haben die Ermittlungen ergeben, dass ihre Preise bereits entsprechend kalkuliert sind. So erzeugt die Betroffene 80 % ihres Stroms bei 24 Euro/kWh kostendeckend aus abgeschriebenen Kraftwerken, d. h. unter Bildung der erforderlichen Rückstellungen; was speziell den Rückbau von Atomkraftwerken betrifft, so müssen bereits nach § 7 Abs. 3 AtomG<sup>132</sup> seit jeher Rückstellungen gebildet werden. Zum anderen stand die Zielsetzung einer möglichst sicheren Versorgung auch unter Geltung der vor Inkrafttreten des Emissionshandels von der Betroffenen geforderten Preise nicht in Frage. Da ihre emissionshandelsbedingten Preiserhöhungen in keinem Zusammenhang mit konkreten Investitionen in Kraftwerke und dergleichen stehen, bestehen unter diesem Gesichtspunkt keine Bedenken gegen den aus dem GWB abgeleiteten Missbrauchsbefund.

b) Eine Rechtfertigung lässt sich auch nicht mit dem Argument erreichen, dass durch die Absenkung der Strompreise für Industriekunden die Investitionsbereitschaft in neue Kraftwerke sinkt und damit der Markt ein bzw. -zutritt neuer unabhängiger Wettbewerber erschwert wird. Wenn nämlich nur bei missbräuchlich überhöhten Preisen investiert würde, gäbe es in keinem wettbewerblichen Markt Investitionen; insofern beinhaltet das Argument der Betroffenen im Wesentlichen eine rechtspolitische Kritik an § 19 GWB in seiner Ausprägung als Ausbeutungsmissbrauch. Aber auch in der Sache greift das Argument, mit der Preismissbrauchsaufsicht würden vorliegende Investitionen behindert, nicht durch. Aufgrund des in den nächsten Jahren steigenden Ersatzbedarfes für Kraftwerke, des vereinbarten Ausstiegs aus der Kernenergie und vor dem Hintergrund der durch den NAP II bis 2012 gegebenen relativen Planungssicherheit werden gegenwärtig zwar etwa 30 thermische Kraftwerke mit einer installierten Leistung von 26 GW projektiert bzw. sind bereits in Bau.<sup>133</sup> Doch berührt die Feststellung, dass die Preisgestaltung der Betroffenen vom 1. Januar bis zum 31. Dezember 2005 missbräuchlich war, diese und mögliche andere Kraftwerksprojekte nicht.

aa) Zunächst ist festzustellen, dass bei der (vorgesehenen) retrospektiven Tenorierung der Einwand irrelevant ist, weil für die neuen unabhängigen Stromerzeuger keine wirtschaftliche Dispositionsmöglichkeit mehr gegeben ist. Speziell bezüglich des CO<sub>2</sub>-Preisanteils ist dies ohne Bedeutung, da die Realisierung einer Investitionsentscheidung weit über das Jahr 2012 (Auslaufen des NAP II) hinausreicht.

bb) Daneben ist bei dieser Frage auch zu berücksichtigen, dass Markttrittsschranken für unabhängige Kraftwerksprojekte darin bestehen<sup>134</sup>.

- dass sie sich einer in hohem Maße konzentrierten etablierten Produzentenseite mit diversifiziertem Kraftwerkspark und mit Kapazitätsreserven gegenübersehen;
- (technische) Hindernisse bzw. Behinderungen beim Netzanschluss von neuen Kraftwerken vorhanden sind<sup>135</sup>;
- Standorte insbesondere für Steinkohlekraftwerke knapp sind;
- eine Strategie von der Betroffenen und E.ON erkennbar ist, Planungen von örtlichen Versorgungsunternehmen und Kunden, die eigene Erzeugungsanlagen bauen können, wettbewerblich einzugrenzen durch
  - Einbindung in Gemeinschaftskraftwerke
  - durch den Verkauf von Kraftwerksscheiben sowie vorrangig durch das
  - Angebot von Langfristverträgen;
- Austausch zwischen der Betroffenen und E.ON über eigene Kraftwerksprojekte und Erüierung gemeinsamer Interessen.

Darüber hinaus steht besonders das Prozessmodell der Betroffenen in der Kritik anschlussbegehrender Unternehmen und ist Gegenstand von Eingaben bei der Bundesnetzagentur im Rahmen von

§ 17 EnWG.

cc) Nicht zuletzt weisen eine Reihe von Belegen und Ermittlungen der Beschlussabteilung darauf hin, das auch bei deutlich geringerer Überwälzung emissionshandelsbedingter Opportunitätskosten gerade für den Terminmarkt (base load future) aber auch für die Vollversorgung die dann verbleibenden Preise die Investition in neue Kraftwerke keinesfalls unrentabel machen. Neue Kraftwerkskapazitäten entstehen durch den Kraftwerksbau vor allem durch Gas- und Steinkohlekraftwerke. Jedoch sind auch Braunkohlekraftwerke in Bau (RWE Niederausse 940 MW) oder in Planung (RWE Neurath 1.000 MW, Vattenfall Boxberg 660 MW). Neue Braunkohlekraftwerke weisen mit ihrem verbesserten Wirkungsgrad und geringen Brennstoffkosten Stromerzeugungskosten (auf Vollkostenbasis) unter 30 Euro/MWh auf und erbringen bei abgesenkten Industriestrompreisen immer noch einen Deckungsbeitrag für den Mittel- und Spitzenlastbereich des Kraftwerksparks. Die Betroffene selbst gibt in der nachstehenden Folie die Erzeugungskosten für ein neues Gaskraftwerk (CCGT) mit 35 bis 37 Euro auf der Grundlage eines Gaspreises von 12,5 Euro/MWh an.

*Grafik RWE Power Division Generation Cost Mix<sup>136</sup> (ohne Abbildung)*

Auch einer Präsentation<sup>137</sup> von Vattenfall Europe ist zu entnehmen, dass eine deutlich verringerte Überwälzungsmöglichkeit von CO<sub>2</sub>-Zertifikatskosten kein Hemmnis für Kraftwerkneubauten ist.

*Grafik Vollkostenvergleich (Beispiel) (ohne Abbildung)*

Eine Studie von VGB PowerTech e.V.<sup>138</sup> vom 10. Februar 2004 beziffert die Stromerzeugungskosten für

- eine 1.000 MW Braunkohleanlage auf der Grundlage von Brennstoffkosten zwischen 3 - 4 Euro/MWh auf 25 - 28 Euro/MWh.
- eine 600 MW Steinkohleanlage auf der Grundlage von Brennstoffkosten zwischen 5,7 - 7 Euro/MWh auf 28 - 33 MWh,
- eine Doppelblock 2x400 MW GuD-Anlage auf der Grundlage von Brennstoffkosten zwischen 12 - 24 Euro/MWh auf 33 - 54 Euro/MWh.

Die Konzeptstudie Referenzkraftwerk Nordrhein-Westfalen von VGB PowerTech e. V. u. a. unter Mitwirkung von RWE Power AG, Essen und E.ON Kraftwerke GmbH, Hannover vom. Februar 2004 führt zu den Stromerzeugungskosten des Kohle-Referenzkraftwerks auf Seite 96, Absatz 4 Folgendes aus:

„Insgesamt ergibt sich auf Basis der im Einzelnen getroffenen Annahmen ein Stromerzeugungskostenniveau für neu zu bauende Grundlastanlagen, die nach 17 Jahren in den Mittellastbetrieb überführt werden, in einer relevanten Größenordnung zwischen 3,3 und 3,5 ct/kWh.“ Dabei wurde von einem Steinkohlebezugspreis von 48 Euro/IVSKE ausgegangen.

Eine Studie der Papierindustrie macht folgende Angaben über die Stromerzeugungskosten nach Brennstoffen bzw. Anlagentypen:

*Grafik Anlagentypen (ohne Abbildung)*

Die unterschiedlichen Stromerzeugungskosten - gerade bei Gaskraftwerken - sind auf die zugrunde liegende Höhe der Brennstoffkosten zurückzuführen. Die Entwicklung von Kohle- und Gaspreisen fließt in die Strompreisentwicklung ein und ist von der Absenkung des CO<sub>2</sub>-Anteils im Strompreis nicht berührt.

Selbst wenn die Stromerzeugungskosten eines neuen Gaskraftwerks von 800 MW auf der Grundlage eines Brennstoffpreises von 22 Euro/MWh bei rd. 54 Euro/MWh und die eines neuen Steinkohlenkraftwerks gleicher Leistung bei aktuellen Brennstoffpreisen (einschließlich Transportkosten) von 8 Euro/MWh bei rd. 42 Euro/MWh liegen würden, würde das die Wirtschaftlichkeit zumindest beim Einsatz im Spitzen- und Mittellastbereich nicht einschränken. Denn GuD-Anlagen werden in der Regel nicht als Grundlastkraftwerke betrieben, sondern für die Abdeckung von Bedarfsspitzen eingesetzt. Auch ist zu berücksichtigen, dass solche Kraftwerksprojekte mit einer 15 %-igen Verzinsung des Eigenkapitals angesetzt sind und insoweit schon eine Rendite einbezogen ist. Hinzu kommt, dass beim Einsatz von Steinkohleheizkraftwerken und GuD-Anlagen mit Nutzung der verbleibenden Energie für Fern- und/oder

Prozesswärme, die Wirtschaftlichkeit auch aus den zusätzlichen Erträgen aus der Wärmevermarktung erreicht wird. Auch steigt der Wirkungsgrad bei GuD-Anlagen auf bis zu 85%, wenn die Dampfturbine zur Fernwärmeerzeugung eingesetzt wird. Diese zusätzliche Nutzung würde die Brennstoffkosten entsprechend ihrem Ertragsanteil für die Wärmevermarktung reduzieren und die verbleibenden Stromgestehungskosten bei GuD-Kraftwerken um bis zu 50 % bzw. 11 Euro/MWh reduzieren.

dd) Schließlich werden Neuanlagen, wie bereits in anderem Zusammenhang dargestellt, auf der Basis angemeldeter Emissionen nach § 8, § 10 bzw. § 11 ZuG 2007 zugeteilt. Gemäß § 8 Abs. 4 ZuG 2007 hat der Betreiber die zu viel ausgegebenen Berechtigungen zurückzugeben, wenn die tatsächliche Produktionsmenge geringer ist als die angemeldete Produktionsmenge. Gemäß § 11 Abs. 5 ZuG 2007 (Zuteilung für zusätzliche Neuanlagen) findet § 8 Abs. 4 ZuG 2007 entsprechende Anwendung. Damit besteht für solche Neuanlagen ohnehin keine Wahlmöglichkeit zwischen Stromproduktion und Verkauf der Emissionsberechtigung und somit auch keine Möglichkeit, Opportunitätskosten für CO<sub>2</sub>-Zertifikate auf den Preis zu überwälzen. Die hier in Rede stehende Absenkung des Strompreises ist für diese Anlagen damit unerheblich.

3. Ebenso wenig greift der Einwand der Betroffenen durch, eine Verpflichtung zu betriebswirtschaftlich irrational niedrigen Industriekundenpreisen würde allenfalls ihre Wettbewerber behindern, die mangels eigener Stromproduktion auf dem Großhandelsmarkt einkaufen müssen.<sup>139</sup> Abgesehen davon, dass der Absatz von Strom zu Weiterverkaufszwecken ebenfalls zu einem bedeutenden Teil in bilateralen Geschäften erfolgt<sup>140</sup>, ist die Betroffene nicht daran gehindert, ihre Preise gegenüber Weiterverkäufern missbrauchsfrei zu gestalten. Mit Blick auf die kartellrechtlichen Preishöhenmissbrauchsverbote bedeutet dies, dass die Betroffene in dem hier relevanten bilateralen Industriekundengeschäft durchaus den erforderlichen Spielraum hat, ihre Preise missbrauchsfrei zu gestalten.

4. Emissionsrechtliche Wertungen führen schließlich ebenso wenig dazu, dass die wettbewerbliche Bewertung der Preisstellung als Missbrauch korrigiert werden müsste. Denn sie lassen nicht den Schuss zu, dass Kosten für unentgeltlich zugeteilte Emissionsberechtigungen unbedingt auf die Nachfrager nach Strom überzuwälzen sind.

a) Abgesehen davon, dass das Emissionshandelsrecht selbst die oben unter A. IV. 2. b) bb) erläuterten zuteilungsrechtlichen Restriktionen vorsieht, ist eine entsprechende ausdrückliche Bekundung des europäischen und nationalen Gesetzgebers im Normtext oder den Materialien auch nicht ersichtlich<sup>141</sup>.

Die Betroffene<sup>142</sup> beruft sich demgegenüber auf eine Stellungnahme der Wissenschaftlichen Dienste des Deutschen Bundestages vom 29.06.2006, in der es heißt:<sup>143</sup>

„Durch die kostenlose Zuteilung der Emissionszertifikate an die Stromhersteller ist diesen ein knappes und somit wertvolles ökonomisches Gut „geschenkt“ worden. Das gleiche Produkt (Strom) hat durch die Einführung des Zertifikatehandels einen höheren ökonomischen Wert als zuvor. Die dadurch entstehenden Belastungen tragen die Abnehmer von Strom (Stromkunden), die einen entsprechend höheren Preis bezahlen müssen.... Die Erhöhung der Strompreise ist eine aus ökonomischer Sicht unvermeidliche und gewollte Folge der Einführung der Zertifikatspflicht für CO<sub>2</sub>-Emissionen. Im Gegensatz dazu lassen sich die Windfall-Profits der Stromerzeuger theoretisch ohne Schwierigkeiten vermeiden. Eine von den meisten Umweltökonomern befürwortete Möglichkeit wäre, die kostenlose Zuteilung der Emissionszertifikate durch eine Auktion zu ersetzen.“

Allerdings fehlen dieser Äußerung jegliche Außenwirkung und jedweder Bezug zum konkreten Willen des Gesetzgebers; solche Stellungnahmen haben im internen Parlamentsablauf lediglich die Funktion der sachlichen Beratung von Abgeordneten in komplizierten Thematiken. Zudem ist sie durch die anschließende Antwort der Bundesregierung vom 12.07.2006<sup>144</sup> auf die kleine Anfrage der Abgeordneten Bullin-Schröter, Heilmann, Hill u. a., deren Vorbe-

reitung die Stellungnahme diene, obsolet geworden:

„Hinsichtlich der tatsächlichen Kosten zur Verminderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen wurden in wissenschaftlichen Studien auch die potenziellen Überwälzungseffekte untersucht. Dabei wurde für den Strommarkt eine Überwälzung von Vermeidungskosten oder Kosten für den Erwerb von Zertifikaten, die durch den Emissionshandel bewirkt werden, als möglich bezeichnet. Die Überwälzung von tatsächlichen Kosten im Gegensatz zu den Opportunitätskosten stellt aber aus umweltpolitischer Sicht einen intendierten Effekt dar, da auf diesem Wege nachfrageseitige Lenkungswirkungen erzielt werden (Verminderung der Stromnachfrage). Nach der europäischen Emissionshandelsrichtlinie müssen in 2005 bis 2007 grundsätzlich 95 Prozent der Zertifikate kostenlos zugeteilt werden. Die Bundesregierung hat von der Option einer fünfprozentigen Versteigerung abgesehen, um die Kostenbelastungen für die beteiligten Unternehmen gering zu halten. Die Einpreisung der Opportunitätskosten ist von der Bundesregierung weder intendiert, noch stellt sie eine Voraussetzung für das Funktionieren des Instruments dar. „

Es gibt entgegen der Darstellung der Betroffenen<sup>145</sup> auch keine Hinweise darauf, dass die Gesetzgeber im Normsetzungsverfahren erwogen haben könnten, dass Kosten für unentgeltlich zugeteilte Emissionsberechtigungen auf die Nachfrageseite zwingend weitergewälzt werden müssen. Zum einen wurde dieser Aspekt in der öffentlichen Anhörung vor dem für das Emissionshandelsrecht zuständigen Bundestagsausschuss überhaupt nicht angesprochen.<sup>146</sup> Zum anderen hat das BMU in der mündlichen Verhandlung dazu ausgeführt, dass die an den Normsetzungsverfahren Beteiligten das entsprechende Wissen, um diese Folgen für die Preisgestaltung in der Stromwirtschaft abzusehen, gar nicht hatten.<sup>147</sup> Dies hatte das BMU bereits in seiner vorangegangenen Stellungnahme vom 25. November 2005 näher erläutert.<sup>148</sup> Selbst wenn der Gesetzgeber die Abläufe im Bereich der Stromwirtschaft hätte voll prognostizieren können und sich seine preisbezogenen Erwartungen, wie von der Betroffenen in der mündlichen Verhandlung vorgetragen, durch den starken Anstieg des Gaspreises zerschlagen hätten<sup>149</sup>, so wäre dieser allwissende Gesetzgeber bei der Schaffung der Emissionshandelsbestimmungen zugleich auch von der Einhaltung aller übrigen Gesetze durch die Marktteilnehmer ausgegangen. Hierzu zählt die Einhaltung der Missbrauchsverbote durch marktbeherrschende Unternehmen. Das Abstellen auf den allwissenden Gesetzgeber führt damit zu keinem anderen, den Standpunkt der Betroffenen stützenden, Ergebnis.

Soweit sich die Betroffene auf eine Passage in dem den europäischen und deutschen Gesetzgebungsverfahren vorausgegangenen Grünbuch der Europäischen Kommission beruft,<sup>150</sup> wonach die Unternehmen im Falle der Nutzung unentgeltlich zugeteilter Zertifikate diese als entgangene Einnahmen in die Produktionskosten einbeziehen sollen<sup>151</sup>, betrifft dies nicht ausdrücklich die hier relevante Frage. Der Europäischen Kommission geht es in diesem Zusammenhang ohnehin um etwas anderes, nämlich um die Gleichbehandlung von etablierten Kraftwerksbetreibern und Newcomern bei einem möglichen System unentgeltlicher Erstzuteilung; nach der im Grünbuch geäußerten Ansicht soll keine Ungleichbehandlung von Newcomern erkennbar sein, da die etablierten Kraftwerksbetreiber ihre Zertifikate selbst für den Fall der Ausnutzung der kostenlos zugeteilten Emissionsberechtigungen Opportunitätskosten hätten. Um eine zwingende Überwälzung dieser Kosten auf die Nachfrager zur Erreichung der Zielsetzungen des Emissionshandels geht es der Europäischen Kommission an dieser Stelle des Grünbuchs offensichtlich nicht.

Schließlich hat der Verband der Elektrizitätswirtschaft e. V. während des Entstehungsprozesses in einem Schreiben<sup>152</sup> an die deutschen Abgeordneten des Ausschusses für Umweltfragen des Europäischen Parlaments die Position vertreten, dass die Zuteilung der Emissionsberechtigungen kostenfrei erfolgen muss, und dies damit begründet, dass bei in den einzelnen Mitgliedstaaten unterschiedlich geregelten Zuteilungen andernfalls Wettbewerbsnachteile für die Industrie entstehen würden. Nicht anders hat der BDI in seiner

Stellungnahme<sup>153</sup> zum Richtlinien-Vorschlag für einen europaweiten Handel mit Treibhausgas-Emissionsberechtigungen argumentiert und die Gefahr betont, dass den Unternehmen im Falle einer Auktionierung der Emissionsberechtigungen die Mittel für Investitionen in energiesparende, emissionsarme Verfahren sowie Forschung und Entwicklung fehlen.

b) Unabhängig davon ist auch nach Sinn und Zweck des Emissionshandels nicht erforderlich, dass die aus unentgeltlich zugeteilten Zertifikaten herrührenden Opportunitätskosten bei der Preisbildung zwingend angesetzt werden.<sup>154</sup> Denn die umweltpolitische Zielsetzung einer CO<sub>2</sub>-Reduzierung wird im Energiesektor - wie in Bezug auf andere emittierende Branchen auch - nicht ausschließlich durch ein Reduzieren der Nachfrage erreicht. Dies sieht auch die Betroffene so, die in höheren Endverbraucherpreisen für Strom eine bloße Förderung der Zielsetzung des TEHG erblickt.<sup>155</sup> Hinzu tritt zur Zielerreichung in jedem Fall auch eine Senkung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes durch Maßnahmen der Unternehmen bei der Stromproduktion. Nicht anders beschreibt die Europäische Kommission in ihrem Bericht über das errichtete Emissionshandelssystem das Wesen des Emissionshandels dergestalt, dass das Emissionspreissignal entlang der wirtschaftlichen Kette weitergeleitet wird, wobei es in jedem Stadium schrittweise Maßnahmen zur Verringerung der Emissionen in Produktion und Verbrauch anregt.<sup>156</sup>

Hierzu zählen erstens anlagenbezogene Optimierungsmaßnahmen, also Maßnahmen zur Reduzierung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes bezüglich der stark emittierenden Kraftwerke, z. B. durch neue Technologien. Diese beabsichtigten Wirkungen dürften allerdings in Anbetracht der für die diesbezüglich nötigen Forschungs- und Investitionsentscheidungen sehr knapp bemessenen Handelsperioden (2005-2007 und 2008-2012) schon nach der gesetzlichen Konzeption nicht nennenswert zum Tragen kommen.

Zweitens kann der Emissionshandel eine CO<sub>2</sub>-Reduzierung durch eine Verlagerung der Erzeugung auf schwach oder gar nicht emittierende Kraftwerke bewirken (z. B. von Braun- und Steinkohle auf Gas), was kurzfristiger realisierbar ist und deswegen als produktionsseitiger Effekt des Emissionshandels naheliegender ist. Zu diesem so genannten fuel switch vertritt die Beschwerdeführerin - und mit ihr E.ON - den Standpunkt, dass der vom Emissionshandelsrecht gewollte fuel switch insbesondere weg von CO<sub>2</sub>-intensiven Kraftwerken hin zu emissionsarmen Anlagen wie Gaskraftwerken, eine Berücksichtigung des CO<sub>2</sub>-Handelspreises in den Strompreisen erfordern soll.<sup>157</sup> Dies überzeugt jedoch nicht in Bezug auf die vorliegende Thematik der unentgeltlich zugeteilten Zertifikate. Müssten nämlich neben den zugekauften Zertifikaten auch die unentgeltlich zugeteilten unbedingt auf die nachgelagerte Marktstufe weitergewälzt werden, könnte der fuel switch ebenso wie die technologische Weiterentwicklung gerade nicht erreicht werden. Für die Produktionsentscheidung innerhalb eines Erzeugungsunternehmens mit diversifiziertem Kraftwerkspark würde dann der Anreiz entfallen, zu Kostensenkung weniger emissionsträchtige Anlagen zur vorrangigen Erzeugung zu nutzen bzw. in die technologische Weiterentwicklung emittierender Kraftwerke zu investieren. Aus demselben Grund würde eine Überwälzungsautomatik im Verhältnis zwischen den Erzeugern nicht zu Vorteilen für diejenigen führen, die bereits über emissionsarme Kraftwerke verfügen. Der Vorstandsvorsitzende Theyssen der E.ON Energie AG bestätigt dies in einem Vortrag vom 26. Oktober 2006 mit der Prognose, dass es in Deutschland kein Braunkohlekraftwerk mehr geben wird, wenn man alle Emissionsberechtigungen versteigert.<sup>158</sup>

c) Wenn also emissionsrechtliche Zielsetzungen den Marktteilnehmern nicht abverlangen, dass der auf unentgeltlich zugeteilte CO<sub>2</sub>-Zertifikate entfallende Wert von den Nachfragern vollständig erhoben wird, dann ergeben sich von dieser Seite keine sachlichen Rechtfertigungsgründe für die in Rede stehende Preisgestaltung. Insoweit besteht kein Widerspruch zu der emissions-ökonomischen Sichtweise, wonach im Zusammenhang mit der Vergabe von kostenlosen Emissionsrechten der Grad der Kostenüberwälzung von einer Reihe von Faktoren wie Marktstruktur, Nachfragerreaktion,

verzerrende Regulierung oder eingeschränkt rationalem Verhalten abhängt.<sup>159</sup> Denn im Geltungsbereich des GWB tritt als weiterer Faktor das kartellrechtliche Ausbeutungsverbot hinzu, das die Preissetzungsspielräume der marktbeherrschenden Anbieter begrenzt.

## B. Rechtliche Würdigung nach Art. 82 EG

Art. 82 EG verbietet die missbräuchliche Ausnutzung einer beherrschenden Stellung auf einem wesentlichen Teil des Gemeinsamen Marktes durch mehrere Unternehmen, soweit dies dazu führen kann, den Handel zwischen Mitgliedstaaten zu beeinträchtigen.

### I. Normadressateneigenschaft nach Art. 82 EG

1. Die beanstandeten Verhaltensweisen sind geeignet, den Handel zwischen den Mitgliedstaaten zu beeinträchtigen. Der Markt für die Belieferung von Stromgroßkunden erstreckt sich in räumlicher Hinsicht auf das gesamte Gebiet der Bundesrepublik Deutschland, des gemessen an der Einwohnerzahl größten Mitgliedsstaats der Europäischen Gemeinschaften.<sup>160</sup>

2. Die Betroffene ist des Weiteren Adressatin des Art. 82 EG, weil ihr - gemeinsam mit dem E.ON-Konzern - eine beherrschende Stellung zukommt und weil diese Stellung auf einem wesentlichen Teil des Gemeinsamen Marktes besteht.

Entgegen ihrer Auffassung<sup>161</sup> hat die Betroffene auf dem bundesweiten Markt für die Belieferung leistungsgemessener Stromendkunden gemeinsam mit E.ON eine beherrschende Stellung im Sinne von Artikel 82 EG inne. Nach der Rechtsprechung des EuGH kann sich eine kollektive beherrschende Stellung aus verbindenden Faktoren zwischen Unternehmen ergeben.<sup>162</sup> Wie bereits im Zusammenhang mit § 19 Abs. 2, 3 GWB gezeigt, bestehen nach der wirtschaftlichen Beurteilung der Struktur des relevanten Marktes durch die Beschlussabteilung zwischen der Betroffenen und E.ON hinreichende Bindungen, die es beiden Unternehmen erlauben, auf dem bundesweiten Markt für die Belieferung leistungsgemessener Stromendkunden gemeinsam und im Wesentlichen unabhängig von ihren Konkurrenten, ihren Abnehmern und den Verbrauchern zu handeln.<sup>163</sup> Der oben dargestellte Marktbeherrschungsbefund im Zusammenhang mit § 19 Abs. 2, 3 GWB berücksichtigt die Auslegung des Begriffes „kollektive beherrschende Stellung“ durch den Europäischen Gerichtshof<sup>164</sup>, insbesondere wird auf die laut Europäischem Gerichtshof angezeigte Marktstrukturberachtung abgestellt. Ob die Rechtsprechung des Gerichts erster Instanz zu Art. 2 FKVO a. F. auf Art. 82 EG übertragbar ist und ob diese Kriterien im vorliegenden Fall erfüllt sind, was beides von der Betroffenen verneint wird,<sup>165</sup> kann deshalb dahingestellt bleiben.

Die Beherrschung dieses Marktes betrifft aus den im Rahmen der Zwischenstaatlichkeit ausgeführten Gründen zugleich auch einen wesentlichen Teil des Gemeinsamen Marktes.

### II. Missbrauchsprüfung

Nach vorläufiger Einschätzung der Beschlussabteilung stellt die in Rede stehende Preisgestaltung der Betroffenen auch einen Verstoß gegen Art. 82 EG dar, da das beanstandete Preisverhalten der Betroffenen missbräuchlich im Sinne dieser Vorschrift ist.

1. Mit Blick auf Art. 82 EG in seiner Auslegung durch den Europäischen Gerichtshof<sup>166</sup> kommt es für die Grenzziehung zwischen legitimem Verhalten und verbotenem Missbrauch einer marktbeherrschenden Stellung entscheidend auf die Grundgedanken an, an denen sich die bisherige Rechtsprechung orientiert hat und die nach vorläufiger Ansicht der Beschlussabteilung auch auf den vorliegenden Fall übertragbar sind.

Nach ständiger Rechtsprechung der Gemeinschaftsgerichte handelt es sich bei der missbräuchlichen Ausnutzung einer marktbeherrschenden Stellung um einen objektiven Begriff. Er umfasst Verhaltensweisen eines beherrschenden Unternehmens, welche die Struktur eines Marktes, auf dem der Wettbewerb ohnehin schon geschwächt ist, negativ beeinflussen können, und die die Aufrecht-

erhaltung oder Entwicklung des Restwettbewerbs durch Mittel behindern, die nicht denen normalen Leistungswettbewerbs entsprechen.<sup>167</sup> Wie im nationalen Recht unterwirft Art. 82 EG nämlich marktbeherrschende Unternehmen bestimmten Verhaltensbeschränkungen, die für andere, nicht beherrschende Unternehmen in dieser Form nicht gelten. So sind zwar auch Unternehmen mit marktbeherrschender Stellung berechtigt, eigene geschäftliche Interessen zu wahren, wenn diese bedroht sind, und dürfen sich dazu in angemessenem Umfang der Mittel eines normalen Produkt- und Dienstleistungswettbewerbs im Sinne eines Leistungswettbewerbs bedienen; missbräuchlich im Sinne von Art. 82 EG und damit verboten ist jedoch ein Geschäftsgebaren, welches vom normalen Marktverhalten abweicht und geeignet ist, den noch bestehenden Wettbewerb zu schwächen. Nicht jeder Preiswettbewerb ist deshalb gemäß Art. 82 EG zulässig.<sup>168</sup> Der Missbrauch kann, wie hier, insbesondere in der unmittelbaren oder mittelbaren Erzwingung von unangemessenen Verkaufspreisen bestehen, Art. 82 Satz 2 Buchst. a EG. Unangemessen in diesem Sinne sind Preise, wenn sie bei einem normalen und hinreichend wirksamen Wettbewerb nicht zu erreichen wären.<sup>169</sup>

2. Dass dies nach vorläufiger Einschätzung der Beschlussabteilung in Bezug auf den in den hier in Rede stehenden Preisen anteilig enthaltenen Handelswert unentgeltlich zugeteilter CO<sub>2</sub>-Zertifikate gegeben ist, wurde oben anhand des Gewinnspannenbegrenzungskonzepts (A. IV.) und anhand des Vergleichsmarktkonzepts (A. V.) objektiv dargelegt. Zur Vermeidung von Wiederholungen wird auf die entsprechenden Ausführungen Bezug genommen. Jedenfalls diese von der Beschlussabteilung bei der Prüfung des Ausbeutungsmissbrauchs nach § 19 Abs. 1, Abs. 4 Nr. 2 GWB angelegten Maßstäbe entsprechen den Kriterien einer Missbrauchsprüfung nach Art. 82 EG mit Blick auf das Erzwingen missbräuchlicher Verkaufspreise. Ob auch der von der Beschlussabteilung vertretene Maßstab der Prüfung nach § 19 Abs. 1 GWB (siehe oben A. VI.) ohne weiteres auf eine Beurteilung anhand von Artikel 82 EG übertragbar ist, kann daher bei dem gegebenen Verfahrensstand offen bleiben.

3. Wie bereits im Zusammenhang mit § 19 GWB gezeigt, besteht für das in Rede stehende Verhalten auch keine objektive wirtschaftliche Rechtfertigung (siehe oben A. VII.).

### Teil 3: Ermessen

Ein Einschreiten der Beschlussabteilung gegen die Preisstellung der Betroffenen gegenüber Industriekunden im deutschen bilateralen Geschäft mit Grundlastbändern und Vollversorgung erfolgt im pflichtgemäßen Ermessen.

1. Dies gilt zunächst für das Einschreiten in dieser Angelegenheit überhaupt. Denn auf der einen Seite ist es, wie oben dargestellt wurde, zu einer außerordentlich hohen Belastung von Industriekunden gekommen. Auf der anderen Seite gibt es kaum realistische Alternativen für die Beschwerdeführer, ihren Standpunkt anderweitig überprüfen zu lassen: Zunächst ist das Petikum der Beschwerdeführer durch umweltrechtliche Korrekturmaßnahmen kaum zu beheben. Der für den deutschen Gesetzgeber verbliebene Regelungsrahmen beschränkt sich nämlich auf ein künftiges Versteigern von 10 % der Zertifikate, was aber die Strompreis-Problematik nicht berührt, sondern nur die in Rede stehenden Erlöse von den Versorgern - teilweise - hin zum Staat lenkt. Ebenso wenig hilft den Beschwerdeführern die angedachte Reduzierung der Zuteilungsmenge. Beide Maßnahmen würden den CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreis verteuern.<sup>170</sup> Aus den gleichen Gründen würden des Weiteren haushaltsrechtliche Lösungen, wie z. B. eine „windfall profit“-Steuer, den Beschwerdeführern nicht helfen. Ebenso wenig kann man die Unternehmen auf zivilrechtliche Selbsthilfe verweisen. Die erstmalige zivilrechtliche - und zwar auch die kartellzivilrechtliche - Prüfung der beanstandeten Preisstellung setzt ein Sachverhaltenswissen voraus, wie es besser eine auf die Elektrizitätsbranche spezialisierte Beschlussabteilung mit den entsprechenden Aufklärungsbefugnissen zusammentragen kann.

Ein Abwarten, bis sich die Preise im Großkundengeschäft möglicherweise durch Marktzutritte unabhängiger Kraftwerksbetreiber auf niedrigerem Niveau einpendeln, ist in Anbetracht der hierfür zu veranschlagenden mehrjährigen Zeiträume, der ohnehin noch bestehenden hohen Marktzutrittschancen für die Errichtung neuer Kraftwerke (dazu oben 2. Teil A. VII. 2. b)

bb)) und der diesem Szenario gegenüberstehenden erheblichen Belastungen der Industriekunden keine realistische Alternative für eine Kartellbehörde. Im Falle strukturell gestörter Märkte wie im Stromsektor wäre es - ungeachtet der laufenden Bearbeitung der strukturellen Probleme durch die Beschlussabteilung und die Regulierungsstellen - aussichtslos, auf das Einsetzen der Selbstheilungskräfte des Marktes zu warten.<sup>171</sup>

Ein Einschreiten der Beschlussabteilung in dieser Sache würde eine mögliche Erweiterung unabhängiger Kraftwerkskapazitäten auch nicht behindern, etwa weil die um den anteiligen Handelswert unentgeltlich zugewiesenen Zertifikate verminderten Strompreise solche Investitionen sogleich wieder unrentabel machen würden. Im Rahmen der sachlichen Rechtfertigung wurde eingehend dargestellt (siehe oben 2. Teil A. VII. 2. b)), dass dies unter verschiedenen Gesichtspunkten nicht der Fall ist, insbesondere weil die Marktzutrittskosten eines Spitzenlast- oder Grundlastkraftwerks ausweislich einer Reihe von Untersuchungen aus der Energiebranche selbst bei den gegebenen Preisen auch ohne den in Rede stehenden Aufschlag gedeckt sind.

Es besteht des Weiteren kein Anlass zu der Befürchtung, durch eine mögliche kartellbehördliche Verfügung in dieser Sache geschähe eine „Verwendung des Wettbewerbsrechts zur Korrektur ... (der) Politikfehler“ und dadurch wurde selbst ein Missbrauch des Wettbewerbsrechts verübt.<sup>172</sup> Die vorläufige Beurteilung durch die Beschlussabteilung berücksichtigt einerseits den vom Emissionshandelsrecht vorgegebenen Rechtsrahmen, wie zum Beispiel zuteilungsrechtliche Vorgaben über Rückgabepflichten in bestimmten Fällen, und muss dies auch, denn es handelt sich um geltendes Recht. Sich auf die Position zurückzuziehen, dieser Rechtsrahmen sei politisch fehlerhaft, ist für eine rechtsanwendende Behörde bei ihrer Ermessensausübung jedenfalls bei derart gravierenden Folgen für die Marktgegenseite nicht möglich. Andererseits legt die Beschlussabteilung im Rahmen der vorstehenden Prüfung auch nicht umweltpolitische Zielvorstellungen oder Erwartungshaltungen über die Preisentwicklung zugrunde, die sich nicht unmittelbar aus den relevanten Normen ergeben. Zugunsten der Betroffenen wird sogar unterstellt, dass das geltende Emissionshandelsrecht von der Gewichtung seiner Zielsetzungen her neutral auf die betroffenen Märkte, insbesondere den Strom-Großkundenmarkt mit all seinen tatsächlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen einwirkt (siehe oben Teil 2 A. VII. 4 b)). Zu den rechtlichen Rahmenbedingungen zählt allerdings - was nicht übersehen werden darf - seit jeher das kartellrechtliche

Ausbeutungsverbot und die Zielsetzung einer möglichst preisgünstigen Versorgung aus § 1 EnWG, was von den marktbeherrschenden Marktteilnehmern zu beachten ist und dem Gesetzgeber bei der Installation des Emissionshandelsrechts bekannt war.

2. Die Beschlussabteilung wird eine mögliche Entscheidung, wie sich aus dem im 2. Teil Ausgeführten ergibt, zunächst denjenigen Umfang der Industriekundenstrompreise zum Gegenstand haben, der auf den anteiligen Handelswert unentgeltlich zugewiesener Zertifikate entfällt. Soweit von Beschwerdeführern daneben beantragt worden ist, die Preise darüber hinaus insgesamt auf ihre Missbräuchlichkeit zu überprüfen, behält sich die Beschlussabteilung eine entsprechende Prüfung für später vor. Dies liegt zum einen daran, dass die dafür erforderliche Untersuchung teilweise andere Konzepte und eine intensive Auseinandersetzung mit den bei den Nachprüfungen bei der Betroffenen und E.ON im Mai und im Dezember 2006 sichergestellten Asservaten erfordert. Dies ist aber wegen der - in Relation zu den im Energiesektor an die Beschlussabteilung herangetragenen wettbewerbsrechtlichen Aufgaben - äußerst beschränkten personellen Ausstattung nicht zeitgleich zu leisten. Zum anderen ist

die Frage, in welchem Umfang die mit Opportunitätskosten angesetzten Handelswerte unentgeltlich zugewiesener Zertifikate auf die Nachfrager übergewälzt werden durften, vorgegriffen.

3. Die Beschlussabteilung beabsichtigt, die vorstehende Frage anhand der Verhältnisse der Betroffenen und nicht auch bezüglich der in dem parallelen Verfahren B 8 - 88/05 - 1 betroffenen E.ON Energie AG zu prüfen. Dies ist - wiederum unter Einbeziehung auch von Ressourcengespunkten - sachgerecht, da die Betroffene einen deutlich höheren Anteil an Industriekunden versorgt und bei ihr unentgeltlich zugewiesene CO<sub>2</sub>-Zertifikate eine weitaus größere Rolle spielen.

4. Dass gegen die beiden anderen Verbundunternehmen Vattenfall Europe und EnBW keine Verfahren eingeleitet wurden, ergibt sich aus dem Marktbeherrschungsbefund der Beschlussabteilung (siehe oben Teil 2 A. 1.), wonach eine Zugehörigkeit dieser beiden Konzerne zum Oligopol auf den bundesweiten Strommärkten nicht nachgewiesen ist.

5. Schließlich ist es nicht geboten, das Verfahren im Hinblick auf das laufende Beschwerdeverfahren in Sachen „E.ON Mitte/Stadtwerke Eschwege“, in dem Aussagen des OLG Düsseldorf zur Oligopolthese der Beschlussabteilung zu erwarten sind, auszusetzen.<sup>173</sup> In diesem Beschwerdeverfahren ist mittlerweile Termin zur mündlichen Verhandlung auf den 17. Januar 2007 angesetzt, so dass Ermittlungen und Gewährung rechtlichen Gehörs bereits durchgeführt werden können.

*(Anm. d. Redaktion: Die - offenbar bisher nicht veröffentlichte und auch nicht über das Internet einsehbare - Abmahnung ist nicht zu einer Verfügung erstarkt. Vielmehr hat die Betroffene auf Basis des § 32 b GWB Verpflichtungszusagen angeboten. Diese wurden mit Beschluss vom 26. August 2007 auch festgesetzt. Danach soll die Betroffene in den kommenden vier Jahren 46 Mrd. kWh (TWh) aus abgeschriebenen Braun- und Steinkohlekraftwerken an leistungsgemessene Strom-Endkunden versteigern. Mit Blick hierauf wurde das Verfahren - gegen den Protest des beschwerdeführenden VIK (vgl. VIK-Mitteilungen 5/2007, 24) - eingestellt.)*

1. Bandlieferung stellt die Stromlieferung mit einer für die gesamte Traglaufzeit konstanten Leistung dar und ist für Kunden gedacht, die ihren Energiebedarf und vor allem dessen zeitliche Verteilung genau kennen, deshalb mehrere Produkte nachfragen und miteinander kombinieren; als Grundlastbänder werden hier Bänder mit einer Benutzungsstundenzahl von > 7.000 angesehen.

2. Strom-Vollversorgung bedeutet, dass ein Kunde seinen kompletten Strombedarf von einem Lieferanten aus einer Hand bezieht.

3. Gemeint sind leistungsgemessene Industriekunden ohne Kleingewerbekunden.

4. Gemeint sind Geschäfte außerhalb des unmittelbaren Handels an der EEX und außerhalb von börsennahen OTC-Geschäften mit standardisierten Strom-Produkten.

5. Europäische Kommission. Grünbuch zum Handel mit Treibhausgasemissionen in der Europäischen Union, 2000, abgedruckt in BR-Drucks. 206/00 v. 05.04.2000.

6. Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates v. 13.10.2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates, ABl. EG Nr. L 275 v. 25.10.2003, S. 32 ff.

7. Gesetz über den Handel mit Berechtigungen zur Emission von Treibhausgasen - Treibhausgasemissionshandelsgesetz - v. 08.07.2004, BGBl. I, S. 1578 ff.

8. Gesetz über den nationalen Zuteilungsplan fair Treibhausgas-Emissionsberechtigungen in der Zuteilungsperiode 2005 bis 2007 - Zuteilungsgesetz 2007 - v. 26.08.2004, BGBl. I, S. 2211 ff.

9. Zu Entscheidungen von nationalen und europäischen Gerichten bzw. dort noch anhängigen Verfahren im Zusammenhang mit den genannten emissionshandelsrechtlichen Bestimmungen vgl. Ehrmann/Greitmacher RdE 2006 97 ff.

10. Kyoto-Protokoll zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen, abgedruckt in ABl. EG Nr. L 130 v. 15.05.2002, S. 1, 4 ff.

11. Vgl. § 5 ZUG 2007

12. Nationaler Allokationsplan 2008-2012 für die Bundesrepublik Deutsch-



- land v. 18.06.2006.
13. [http://www2.rwecom.geber.at/qu/2006/ql/servicesseiten/downloads/files/lagebericht\\_rwecom\\_zb106.pdf](http://www2.rwecom.geber.at/qu/2006/ql/servicesseiten/downloads/files/lagebericht_rwecom_zb106.pdf)
14. Vgl. [manager-magazin.de/unternehmen/vwdnews/0,2828,ticker-26716718,OO.html](http://manager-magazin.de/unternehmen/vwdnews/0,2828,ticker-26716718,OO.html).
15. Schreiben der E.ON Energie AG v. 15.09.2005; Schreiben der Betroffenen v. 16.09.2005
16. RWE baseload mix, Braunkohle, Kernkraft, vgl. RWE. Facts & Figures 2005, S. 122.
17. Review of EU Emission Trading Scheme, November 2005
18. Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen - Stromnetzentgeltverordnung - v. 25.07.2005, BGBl. I, S. 2225.
19. Strompreise ohne Netznutzungsentgelte, Steuern (Strom- und MWSt) und sonstige Abgaben (Konzessionsabgabe, EEG- und KWK-Aufschlag)
20. Eurostat, Strompreise für die industriellen Verbraucher in der EU, Statistik kurz gefasst, Umwelt und Energie
21. Monitoringbericht 2006 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Bericht nach § 63 Abs. 4 i. V. m. § 35 EnWG, S. 65. abruf
22. Eurostat, Statistik kurz gefasst, Umwelt und Energie, 11/2006, S. 4
23. Monitoringbericht 2006 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Bericht nach § 63 Abs. 4 i. V. m. § 35 EnWG, S. 56.
24. Das Verbot des Ausbeutungsmisbrauchs greift nicht erst ein, wenn das geforderte Marktergebnis tatsächlich geleistet wird, vgl. Weyer in FK, § 19 Rdnr. 884; Schultz in Langen/Bunte, § 19 Rdnr. 87.
25. Vgl. EEX, OTC-Clearing Bedingungen v. 03.04.2006
26. Vgl. Fußnote 3
27. Vgl. auch BKartA, B. v. 30.04.2002, Az. B8-152/02 „Schleswig/Stadtwerke Husum“ und B. v. 29.07.2002, Az. B8-23/02 2EnBWZeag“
28. Nationaler Berichtsbeitrag zum EU-Benchmarkbericht, Bericht der Bundesnetzagentur gemäß § 63 Abs. 5 EnWG, August 2006, S. 88
29. Vgl. BGH WuW/E DE-R 1206.1208. Strom + Telefon I
30. Vgl. zur geringen Bedeutung von Stromimporten und den Gründen dafür Europäische Kommission, Preliminary Report, S150 ff., 166.
31. Nationaler Berichtsbeitrag zum EU-Benchmarkbericht. Bericht der Bundesnetzagentur gemäß § 63 Abs. 5 EnWG, August 2006 S. 42 f.
32. Grundlegend KG WuW/E OLG 3080 „Morris-Rothmans“
33. Europäische Kommission, Entsch. V. 18.10.1195. COMP M. 580, ABl. EG 1997, Nr. L 11/1, 17 „ABB/Daimler Benz“
34. Schreiben Betroffene v. 28.02.2006, S. 6 ff.
35. Bundeskartellamt WuW/E DE-V 53, 61 „Premiere“. Bundeskartellamt, B. v. 03.07.2000 „RWE/VEW“, Beschlussfertigung, S. 55 f., S. 61 ff.
36. Bundeskartellamt WuW/E DE-V 53, 61 „Premiere“. dort eingeschränkte Teilnahme der öffentlich-rechtlichen Sender am Fernsehwerbemarkt
37. Vgl. Frankfurter Rundschau vom 29.12.2003
38. Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung- Energiewirtschaftsgesetz – v. 07.07.2005, BGBl. I, S. 1970.
39. Vgl. BGH, Urt. V. 02.10.1991, Az. VIII ZR 240/90, Beschlussausfertigung, S.8/9.
40. Gesetz über den Vorrang Erneuerbarer Energien – Erneuerbare-Energien-Gesetz – v. 21.07.2004, BGBl. I, S. 1918.
41. Bundestarifordnung Elektrizität – BTOEl – v. 18.12.1989, BGBl. I, S. 2255
42. BT-Drucks. 13/7274, S. 14.
43. Vgl. Kuxenko, Natur und Recht 2003,332,333.
44. Vgl. Kuxenko, UPR 2003,373,374.
45. Vgl. zu dieser Unterscheidung im Rahmen der Preismisbrauchsaufsicht Knöpfe BB 1974, 862, 865.
46. OLG Düsseldorf WuW/E DE-R 1239 ff. „TEAG“; BGH Urt. V. 18.10.2005, Az. KZR 36/04 „Stromnetznutzungsentgelt“, Beschlussausfertigung S. 14 u.
47. Siehe RWE-Bericht über das erste Quartal 2005, S. 15; RWE-Präsentation „Meeting with Investors“ 13.09.2004, S. 12; E.ON-Zwischenbericht I/2005, S. 6
48. Vgl. RWE, Weltenergiereport 205, Bestimmungsgrößen der Energiepreise, S. 91; Sachstandspapier, A. IV; Schreiben Betroffene v. 16.09.2005, S. 9; Mündliche Verhandlung, Protokoll, S. 35 ff.; Schreiben E.ON Energie AG v. 15.09.2005, S. 9 ff.
49. Anders noch Schreiben Betroffene v. 28.02.2006, S. 34
50. Vgl. nur Präsentation der Betroffenen, abrufbar unter [http://www2.rwecom.geber.at/factbook/en/servicepages/downloads/files/electricity\\_energy\\_policy\\_rwecom\\_fact06.pdf](http://www2.rwecom.geber.at/factbook/en/servicepages/downloads/files/electricity_energy_policy_rwecom_fact06.pdf); [www.rwe.de/generator/aspx/property=Data/id=204834/judisch-london-mori](http://www.rwe.de/generator/aspx/property=Data/id=204834/judisch-london-mori)
51. Siehe Schreiben ThyssenKrupp AG v. 18.09.2006, S. 3
52. Siehe Schreiben Hydro Aluminium Deutschland GmbH v. 05.05.2006, S. 4 u. Anlagen.
53. Siehe ...
54. Siehe [www.verivox.de/News/articledetails.asp?aid=13258&g=power](http://www.verivox.de/News/articledetails.asp?aid=13258&g=power).
55. Protokoll, S. 38
56. Protokoll, S. 148
57. Vgl. Weyer in FK, § 19 Rdnr. 883.
58. Rechtsanwaltsvergütungsgesetz v. 05.05.2004, BGBl. I S. 1090 ff.
59. Telekommunikationsgesetz v. 22.06.2004, BGBl. I S. 1090 ff.
60. Schreiben Betroffene v. 28.02.2006, S. 19, 40, 50
61. Europäische Kommission, Entsch. V. 16.05.2006, Az. COMP B-1/39:326 „Elektrizität II“
62. Europäische Kommission, Entsch. V. 24.05.2006, Az. COMP B-1/39.326.
63. Verordnung (EG) Nr. 1/2003 des Rates vom 16.12.2006 zur Durchführung der in Artikel 81 und 82 des Vertrags niedergelegten Wettbewerbsregeln, ABl. 2003/L1/1.
64. Europäische Kommission, Entsch. V. 24.11.2006, Az. COMP/B-1/39.315, 39.316, 39.317, 39.326, 39.388, 39.389.
65. OLG Düsseldorf WuW/E DE-R 1239 ff. „TEAG“; KG WuW/E OLG 2892.2895 „Euglucon“; Möschel in Immenga/Mestmäcker, GWB, § 19, Rdnr. 157.
66. BGH WuW/E BGH 2103 ff. „Favorit“.
67. OLG Düsseldorf WuW/E DE-R 1239 ff. „TEAG“.
68. BGH, Urt. V. 18.10.2005, Az. KZR 36/04, Beschlussausfertigung S. 14/15 „Stromnetznutzungsentgelt“.
69. Zu Wechselwirkungen eines Emissionshandelssystems mit festgesetzten Zertifikatsmengen und dem Gaspreis Newbery, Electricity pricing, the ETS, and market power in the gas market, Vortrag Bonn v. 23.10.2006
70. Vgl. Beobachtung des VCI, Protokoll d. mündlichen Verhandlung, S. 95/96.
71. Fachserie 17 Reihe 2, Erzeugerpreise.
72. Mitteilung der Kommission an den Rat, das Europäische Parlament, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen, Errichtung eines globalen Kohlenstoffmarkts – Bericht nach Maßgabe von Artikel 30 der Richtlinie 2003/87/EG v. 13.11.2006, KOM (2006), 676
73. Vgl. Schreiben Betroffene v. 28.02.2006, S. 49.
74. In Europa abgesetzte Mineralölprodukte stammen ausschließlich aus europäischen Raffinerien, vgl. EID, Das Frühjahrssphänomen steigender Benzinpreise, Mai 2004; Energiemarkt Deutschland, 8. Aufl. S. 52
75. [http://www.klimaschutz-durch-kernenergie.de/klimaschutz\\_d\\_kernenergie/kapitel8.htm](http://www.klimaschutz-durch-kernenergie.de/klimaschutz_d_kernenergie/kapitel8.htm); <http://www.udo-leuschner.de/energie-chronik/060501.htm>
76. Vgl. Protokoll, S. 31.
77. VIK-Mitteilungen 4-2006, S. 73
78. Protokoll d. mündlichen Verhandlung, S. 88, 158.
79. Vgl. Protokoll d. mündlichen Verhandlung, S. 64
80. Siehe Protokoll d. mündlichen Verhandlung, S. 135-137
81. <http://eforen.ihk-nuernberg.de/Shootopic.act?KEY=1329>
82. <http://www.idw.de/idw/generator/property=Inhalt/id=377094.pdf>; vgl. auch Holzborn/Israel, Rechtliche Aspekte des Handels mit Emissionsrechten, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 2005, 740 ff.
83. BGH WuW/E DE-R 1513 ff. Stadtwerke Mainz.
84. WuW/E DE-R 1513. 1519 „Stadtwerke Mainz“; a. A.: Haus/Jansen ZWeR 2006, 77, 92/93.
85. Vgl. Bündenbender ZWeR 2006, 233, 251 m. w. Nachw.
86. A. A. Bündenbender ZWeR 2006, 233, 251 f.
87. Vgl. auch Frenz WuW 2006, 737, 741
88. Vgl. auch Markert ZNER 2006, 119, 121
89. Vgl. Schultz in Langen/Bunte, § 19 Rdnr. 100 m. w. Nachw.
90. Vgl. BGH WuW/E BGH 2103 ff. „Favorit“; OLG Düsseldorf WuW/E DE-R 1239 ff. „TEAG“.
91. Vgl. Bündenbender ZWeR 2006, 233, 248.
92. Vgl. Wiedemann, Hdb. D. KartR, § 23 Rdnr. 31 m. w. Nachw.
93. Schultz in Langen/Bunte, § 19 Rdnr. 87.
94. Götting in Loewenheim/Meessen/Riesenkampf, § 19 Rdnr. 60, Wiedemann, Hdb. D. KartR, § 23 Rdnr. 31.
95. V. Ungern-Sternberg in FS Odersky, S. 987, 997 f.
96. Vgl. BGH WuW/E DE-R 1006, 1009 „Fernwärme Börsen“.
97. Vgl. v. Ungern-Sternberg in FS Odersky, S. 987, 998; Weyer in FK, § 19 Rdnr. 994.
98. Vgl. v. Ungern-Sternberg in FS Odersky, S. 987, 991.
99. Schultz in Langen/Bunte § 19 Rdnr. 92.
100. ZfE 2006, 57, 58 f., 66
101. ET 2006, 46 ff.
102. „Strompreis gefährdet Alu-Jobs“, Rheinische Post v. 23.11.2006.
103. Siehe Protokoll, S. 70

104. Die nationale Umsetzung des europäischen Emissionshandels: Marktwirtschaftlicher Klimaschutz oder Fortsetzung der energiepolitischen Subventionspolitik mit anderen Mitteln?, April 2006, S. 11.

105. ZfE 2006, 57, 65.

106. Vgl. Protokoll, S. 97 f. sowie begleitende Präsentation.

107. Vgl. <http://www.wupperinst.org/download/TerraTec-2005/baentsch.pdf>.

108. Vgl. [http://www.co2-handel.de/article58\\_1698.html](http://www.co2-handel.de/article58_1698.html).

109. Fachserie 17 Reihe 2, Erzeugerpreise.

110. Vgl. <http://www.bmw.de/BMWi/Navigation/Presse/reden-und-statements.did=119920.html>

111. Vgl. Presseerklärung LMWi Sachsen-Anhalt Nr. 185/2006 v. 08.12.2006, [www.mw.sachsen-anhalt.de](http://www.mw.sachsen-anhalt.de)

112. Vgl. zur Wichtigkeit dieser Einstufung für die Abwägung Knöpfe BB 1974, 862, 867.

113. Vgl. Pfaffenberger/Eikmeier, Perspektiven der stromintensiven Industrie am Strommarkt, ZfE 2006, 57, 64.

114. Protokoll, S 15 ff.

115. Vgl. Greenpeace, Fehlentwicklungen beim Emissionshandel, [www.greenpeace.de/themen/energiepolitik/artikel/fehlentwicklungen](http://www.greenpeace.de/themen/energiepolitik/artikel/fehlentwicklungen)

116. Vgl. BGH WuW/E BGH 1445, 1454 „Valium“.

117. Vgl. BGH WuW/E DE-R 375, 377, 379 f. „Flugpreisspaltung“; OLG Düsseldorf WuW/E DE-R 867, 870 „Germania“.

118. Vgl. zuletzt Schreiben Betroffene v. 10.11.2006, S. 5

119. Vgl. Schreiben der Betroffenen v. 10.11.2006, S. 4.

120. Vgl. Schreiben der Betroffenen v. 28.02.2006, S. 15, 22.

121. Vgl. auch Soenneken/Biernatzki, ET 2006, 46, 46.

122. Siehe z. B. Schreiben ThyssenKrupp AG v. 18.09.2006, S. 2; Schreiben Hydro Aluminium Deutschland GmbH v. 05.05.2006, S. 1 f.

123. Siehe Schreiben Betroffene v. 28.02.2006, S. 23

124. Anders Betroffene, Schreiben v. 10.11.2006, S. 4

125. Vgl. [...]

126. Siehe Schreiben Betroffene v. 28.02.2006, S. 23

127. Siehe [...]

128. Siehe Schreiben Betroffene v. 28.02.2006, S. 25 ff.; Protokoll d. mündlichen Verhandlung, S. 35 ff.

129. The Rise in German Wholesale Electricity Prices: Fundamental Factors, Exercise of Market Power, or both?, 2006, S. 15; Quantifizierung von Marktmacht am deutschen Stromerzeugungsmarkt, ET 2006, 6 ff.

130. Market Power in the German Wholesale Electricity Market, 2004, S. 18.

131. BGH WuW/E DE-R 375, 377 „Flugpreisspaltung“

132. Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren – Atomgesetz v. 15.07.1985, BGBl., S. 2365.

133. Nationaler Berichtsbeitrag zum EU-Benchmarkbericht, Bericht der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen gem. § 63 Abs. 5 EnWG, S. 80.

134. Diese Beobachtungen können erforderlichenfalls durch Unterlagen, die im Rahmen der Nachprüfungen im Kommissionsverfahren einzureichen sind, näher belegt werden.

148. Vgl. im Einzelnen auch Sachstandpapier, Abschnitt C. III.

149. Protokoll d. mündlichen Verhandlung, S. 37/38, zustimmend Säcker in RdE 2006, S. 30

150. Schreiben Betroffene v. 28.02.2006, S. 30.

151. Zitiert nach BR-Drucks. 206/00 v. 05.04.2000, S. 22

152. Schreiben v. 28.08.2002

153. Stellungnahme v. 21.01.2002

154. Vgl. auch ecologic, Strompreiseffekte des Emissionshandels – Bewertung und Lösungsansätze aus ökonomischer Sicht, 2005, S. 16.

155. Siehe Schreiben Betroffene v. 28.08.2006, S. 46

156. Mitteilung der Kommission an den Rat, das Europäische Parlament, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen. Errichtung eines globalen Kohlenstoffmarkts – Bericht nach Maßgabe von Artikel 30 der Richtlinie 2003/87/EG v. 13.11.2006, KOM (2006), 676  
157. Vgl. Schreiben Betroffene v. 16.09.2005, S. 11 f; Schreiben E.ON Energie AG v. 15.09.2005, S. 10 f. und Besprechung mit der Betroffenen v. 20.09.2006.

158. „CDU knüpft sich Stromkonzerne vor“ in FTD v. 27.10.2006.

159. Vgl. Sachverständigenrat für Umweltfragen, Die nationale Umsetzung des europäischen Emissionshandels: Marktwirtschaftlicher Klimaschutz oder Fortsetzung der energiepolitischen Subventionspolitik mit anderen Mitteln?, April 2006, S.5.

160. Vgl. Leitlinien der Kommission über den Begriff der Beeinträchtigung des zwischenstaatlichen Handels in den Artikeln 81 und 82 des Vertrags, Abl. 2004 Nr. C 101, S. 7.

161. Schreiben Betroffene v. 28.02.2006, S. 12-16.

162. Vgl. EuGH, verbundene Rs. C-395/96 P und C-396/96 P, „Compagnie maritime belge transports u. a./Kommission“, Slg. 2000, I-1365, Rdnr. 44 und 45; rechtliche Bindungen zwischen den Unternehmen müssen dafür nicht nachgewiesen werden.

163. Vgl. in diesem Sinne EuGH, v. 19.02.2002, Rs. C-309/99, „Wouters/Algemene Raad van de Nederlandse Orde van Advocaten“, Rdnr. 114; verbundene Rs. C-68/94 und C-30/95, „Frankreich u.a./Kommission“, Slg. 1998, I-1375. Rdnr. 227, und verbundene R. s. C-395/96 P und C 396/96 P, „Compagnie maritime belge transports u. a./Kommission“, Slg. 2000, I-1365, Rdnr. 36 und 42.

164. Vgl. zuletzt EuGH, verbundene Rs. C-395/96 P und C-396/96 P, „Compagnie maritime belge transports u. a./Kommission“, Slg. 2000, I-1365, Rdnr. 36 ff.

165. Vgl. Schreiben Betroffene v. 28.02.2006, S. 14.

166. Vgl. Schlussanträge der Generalanwältin Kokott vom 23.02.2006 in der Rs. C-95/04 P „British Airways/Kommission“, Rdnr. 28.

167. EuGH, B. v. 23.02.2006 in der Rs. C-171/05 P, Piau/ Kommission, Rn. 37; bereits Rs. 85/76, „Hoffmann-La Roche/Kommission“, Slg. 1979, S. 461, Rdnr. 91.

168. Für ein Zusammenfassung dieser Rechtsprechung siehe z. B. Schlussanträge der Generalanwältin Kokott vom 23.02.2006 in der Rs. C-95/04 P, „British Airways/Kommission“, Rdnr. 23 f.

169. EuGH, B. v. 23.02.2006 in der Rs. C-171/05 P, Piau/ Kommission, Rn. 37; bereits Rs. 85/76, „Hoffmann-La Roche/Kommission“, Slg. 1979, S. 461, Rdnr. 91.

170. Nationaler Berichtsbeitrag zum EU-Benchmarkbericht, Bericht der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen gem. § 63 Abs. 5 EnWG, S. 80.

171. Diese Beobachtungen können erforderlichenfalls durch Unterlagen, die im Rahmen der Nachprüfungen im Kommissionsverfahren einzureichen sind, näher belegt werden.

172. So aber Hellwig, *Europäische Wettbewerbsrecht*, 119. Lfg., 2007, S. 248/251.  
173. Vgl. Schreiben I 2003: S: 280/281

174. Vgl. auch Dau, *Europäische Wettbewerbsrecht*, 119. Lfg., 2007, S. 280/281

175. So aber Hellwig, *Europäische Wettbewerbsrecht*, 119. Lfg., 2007, S. 248/251

176. Vgl. Schreiben I 2003: S: 280/281

177. So aber Hellwig, *Europäische Wettbewerbsrecht*, 119. Lfg., 2007, S. 248/251

178. Vgl. Schreiben I 2003: S: 280/281

179. Vgl. Schreiben I 2003: S: 280/281

180. Vgl. Schreiben I 2003: S: 280/281

181. Vgl. Schreiben I 2003: S: 280/281

182. Vgl. Schreiben I 2003: S: 280/281

183. Vgl. Schreiben I 2003: S: 280/281

184. Vgl. Schreiben I 2003: S: 280/281