

Sachstandspapier

zur Vorbereitung der mündlichen Verhandlung
in Sachen Emissionshandel und Strompreisbildung

Vorbemerkung:

Die nachfolgend dargestellten Ergebnisse und Einschätzungen sind Gegenstand vorläufiger Ermittlungen und stellen keine abgeschlossene Rechtsposition der 8. Beschlussabteilung des Bundeskartellamts dar. Die Zusammenstellung der Ergebnisse dient lediglich der Vorbereitung einer sachlichen Diskussion der Angelegenheit im Rahmen einer ergebnisoffenen mündlichen Verhandlung.

Die mündliche Verhandlung in dieser Sache findet statt am 30. März 2006, 10:00 Uhr, im Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Robert-Schuman-Platz 3, 53175 Bonn, Saal 1.150 im A-Teil des Gebäudes.

Hinweis für Pressevertreter:

Die mündliche Verhandlung soll den Verfahrensbeteiligten die Möglichkeit eröffnen, sich über die Sach- und Rechtslage auszutauschen. Die Teilnahme der Presse an der mündlichen Verhandlung ist grundsätzlich möglich. Damit die Verhandlung nicht gestört wird, ist das Fotografieren und Filmen während der Anhörung nicht zulässig. Die Beschlussabteilung bittet darüber hinaus um Verständnis, dass Fragen von Pressevertretern während der Anhörung nicht zulässig sind. Für Rückfragen wenden Sie sich bitte an die Pressestelle des Bundeskartellamts, Tel.: 0228/9499-214.

Gliederung

A. Gegenstand und Gang des Verfahrens	4
I. Strompreisentwicklung	5
II. Zusätzliche Erlöse und „windfall profits“	6
III. Auswirkungen auf die Strom nachfragende Wirtschaft und den Handel	7
IV. Argumentation von E.ON und RWE	13
V. Bisheriger Verfahrensgang und weiteres Vorgehen	16
B. Gesetzliche Grundlagen und die Zuteilung von Emissionsberechtigungen	17
I. Gesetzliche Grundlagen des Emissionshandels	17
II. Beschränkungen durch das Zuteilungsgesetz (Ex-Post-Allokation)	21
III. Ergebnisse der Zuteilung von Emissionsberechtigungen	24
IV. Bilanz- und steuerrechtliche Behandlung	25
C. Vorläufige Ermittlungsergebnisse	27
I. Zuteilung von Emissionsberechtigungen (Zuteilungsquoten, Zuteilungsarten)	27
II. Handel mit Emissionszertifikaten (an Börsen und OTC-Geschäft)	28
III. Ziel des Emissionsrechtsrahmens, Entstehungsgeschichte und politischer Prozess	31
IV. Befragung anderer Wirtschaftsbereiche und Unternehmen	34
V. Auskunftsbeschluss an die Verbundunternehmen	40
VI. Behandlung in anderen EU-Staaten	41
D. Kartellrechtliche Einordnung	43
I. Marktverhältnisse im Stromsektor	43
1. Nationale Strommarktabgrenzung	43
2. Marktstrukturen	44
3. Anbieterverhalten gegenüber Großindustriekunden	47
4. Preisbildung auf den Strommärkten	48
II. Maßstab der Missbrauchsprüfung	51
1. Vergleichsmarktkonzept	51
2. Vergleich der Erlöse mit und ohne Emissionshandel	52
3. Bedeutung der betriebswirtschaftlichen Behandlung	53
4. Berücksichtigung normativer Vorgaben	55

A. Gegenstand und Gang des Verfahrens

Dem Bundeskartellamt liegen eine Reihe von Beschwerden im Hinblick auf die Einführung des Emissionshandels und dessen Auswirkung auf die Strompreisbildung vor. Beschwervert hatten sich die folgenden Unternehmen und Unternehmensvereinigungen:

- Verband der Industriellen Energie und Kraftwirtschaft e.V., Essen (VIK)
- Wirtschaftsvereinigung Metalle, Düsseldorf (WVM)
- IndependentPower GmbH & Co. KG, Hannover (Stromgroßhändler)
- Verband Nordwestdeutsche Textil- und Bekleidungsindustrie e. V., Münster
- Verband Deutsche Kühlhäuser und Kühllogistikunternehmen e. V., Bonn
- Bundesverband der deutschen Fischindustrie und des Fischgroßhandels e.V., Hamburg.

Nach Vortrag der Beschwerdeführer kalkulieren E.ON, RWE und andere Stromerzeuger den jeweils aktuellen Börsenpreis¹ der ihnen nach dem Zuteilungsgesetz 2007² von der deutschen Emissionshandelsstelle (DEHSt) beim Umweltbundesamt unentgeltlich zugeteilten Berechtigungen zur Emission von Kohlendioxid (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 zuge teilten 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 auf Grund eines dort funktionierenden Wettbewerbs nicht in der Lage, diese Berechtigungen zu Opportunitätskosten in ihre Verkaufspreise einzupreisen. Im Gesetzgebungsverfahren habe man sich bewusst

¹ Der aktuelle Börsenkurs (17. März 2006) beträgt circa € 26,25.

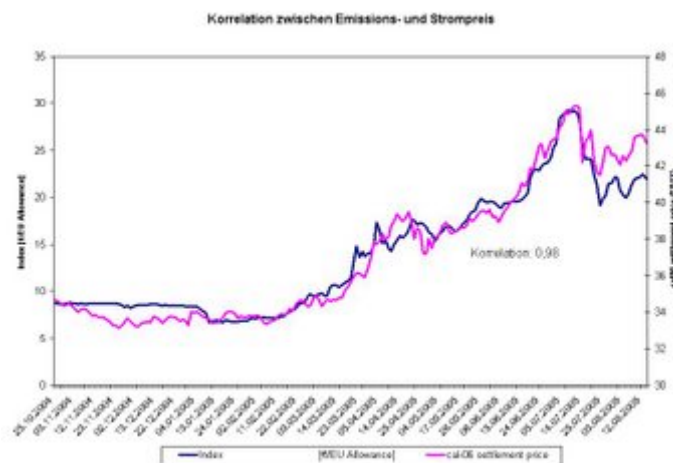
² Gesetz über den nationalen Zuteilungsplan für Treibhausgas-Emissionsberechtigungen in der Zuteilungsperiode 2005 bis 2007, vom 26.8.2004, verkündet in BGBl I 2004 Nr. 45 vom 30.8.2004.

gegen eine unmittelbar auf die Kosten wirkende Versteigerung der Emissionsberechtigungen und für eine unentgeltliche Zuteilung entschieden. Tragende Argumente seien dabei gewesen, Kostenbelastungen und Wettbewerbsverzerrungen im Verhältnis zum außereuropäischen Ausland zu vermeiden.

Die 8. Beschlussabteilung hat daraufhin ein Verwaltungsverfahren gegen die E.ON Energie AG (E.ON) und die RWE AG (RWE) eingeleitet. Beide Unternehmen sind den Vorwürfen entgegengetreten. Im Einzelnen haben sich Beschwerdeführer und betroffene Unternehmen wie folgt geäußert:

I. Strompreisentwicklung

Die Beschwerdeführer, wissenschaftliche Untersuchungen und die Presse weisen auf die hohe Korrelation zwischen der Entwicklung des Strompreises und dem Börsenkurs für Emissionsberechtigungen hin. Folgende Grafik verdeutlicht mit einer Korrelation von 0,98 den außerordentlich engen Zusammenhang zwischen dem Börsenkurs für Emissionsberechtigungen und dem Strompreis (future-base-2006).³



³ Datenquelle: www.EEX.de; vgl. auch die Regressionsanalyse auf Seite 14 der RWE Präsentation unter <http://www.rwe.de/generator.aspx/property=Data/id=204834/judisch-london-mai->

In ihrem Aufsatz "Korrelation zwischen Strompreisen und CO₂-Zertifikatepreisen"⁴ kommen *Bauer/Zink* zu folgender Schlussfolgerung:

"CO₂-Zertifikate werden offensichtlich angebotsseitig weit mehr in den Strompreis einkalkuliert, als es auf Grund der weitgehend kostenlosen Zuteilung von Zertifikaten nachvollziehbar wäre. Dies legt die Vermutung nahe, dass die Einpreisung von Zertifikatspreisen als Opportunitätskosten letztlich ein von den real entstehenden Kosten unabhängiges Instrument der Preisgestaltung ist und den Erzeugern zu "Windfall-Profits" aus dem System des Emissionshandels in erheblichen Umfang führt (die Strompreisteuerung betrug im Untersuchungszeitraum 28 %)"

II. Zusätzliche Erlöse und „windfall profits“

Der **VIK** trägt vor, bei RWE liege ein ungerechtfertigter Preiszuschlag von etwa 9,3 €/MWh vor, was ca. 22 % des gesamten Großhandelspreises ausmache. Er führt hierzu eigene Berechnungen und Abschätzungen⁵ an, die er auf der Grundlage offizieller RWE-Angaben angestellt hat. Der VIK kommt zu dem Ergebnis, dass diese „windfall profits“ bei der RWE AG bei jährlich rund 1,8 Milliarden Euro und für die gesamte deutsche Strombranche bei über 5 Milliarden Euro pro Jahr liegen könnten. Dabei seien die Strompreise trotz konstanter Brennstoffpreise gestiegen.⁶

Nach Auffassung des **WWF**⁷ (World Wide Fund for Nature) entwickelt sich der Emissionshandel für die fünf größten deutschen Stromerzeuger zu einem Milliardengeschäft zu Lasten der Verbraucher. Die kostenlose Zuteilung der Emissionsrechte beschere E.ON, RWE, Vattenfall, EnBW und der Steag zusammen jährliche Mitnahmeeffekte zwischen 3,8 und 8 Milliarden Euro. Nach WWF-Schätzungen könnten sich die Zusatzeinnahmen der Stromkonzerne bis 2012 auf 31 bis 64 Milliarden Euro summieren und damit auf ein Vielfaches der bisher angekündigten Investitionen von 11,6 Milliarden Euro.

⁴ Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 55 Jg. (2005), Heft 8, Seite 574 – 577.

⁵ http://www.vik.de/fileadmin/vik/Pressemitteilungen/JPK2005/VIK_Berechnungen_Windfall_Profits.pdf

⁶ http://www.vik.de/index.php?id=71&backPID=71&tt_news=61

⁷ FAZ 15.2.2006 " WWF wirft Stromerzeugern Bereicherung vor" vgl.: <http://www.wwf.de/imperia/md/content/klima/14.pdf>

III. Auswirkungen auf die Strom nachfragende Wirtschaft und den Handel

Von den Beschwerdeführern, aber auch von anderen Unternehmen und staatlichen Stellen werden Auswirkungen auf die stromnachfragende Wirtschaft und auf den Handel gesehen.

Nach Auffassung des **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 Strompreisniveau beklagt, das schon seit Jahren sehr stark gestiegen sei. Die Einpreisung der Emissionsberechtigungen zu ihrem vollen Börsenwert hätte im Jahr 2005 dann noch eine vollkommen neue und ungeahnte Dimension und Dynamik in diese Situation gebracht. 5 Milliarden Euro potentielle "windfall profits" pro Jahr für die deutschen Elektrizitätserzeuger als Folge dieser Einpreisung würden im Gegenzug etwa 2,3 Milliarden 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 **Wirtschaftsvereinigung Metalle** weist darauf hin, dass die Gesamtstromkosten in den besonders stromintensiven Produktionsbereichen der

Branche mittlerweile mehr als 40 % der Kosten ausmachten. Bis zu 80 % davon entfielen allein auf den Großhandelsanteil, dessen Preis an der EEX sich seit dem Jahr 2003 mehr als verdoppelt hat. Diese Stromkostenproblematik war nach Darstellung der Wirtschaftsvereinigung Metalle Hauptursache einer ersten Hüttenschließung im Aluminiumbereich. Angesichts des internationalen Wettbewerbs in dem die NE-Metallindustrie steht, könnten regionale Mehrkosten nicht an die Kunden weitergeben 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.

Die **Wirtschaftsvereinigung Stahl** macht deutlich, dass der Stromkostenanteil von Elektrostahlwerken an den Gesamtkosten bei rund 10 % liegt. Seit 2002 seien in der Stahlindustrie jährliche Mehrkosten von 180 bis zu 200 Millionen Euro entstanden. Dies bedeute eine erhebliche Wettbewerbsverzerrung innerhalb der EU, in der Deutschland ohnehin die zweithöchsten Strompreise hat. Die massiven Stromkostensteigerungen könnten im internationalen Wettbewerb nicht weitergereicht werden. RWE legt in diesem Zusammenhang Wert auf die Feststellung, dass die inländischen Strompreise für Endkunden nur auf Grund öffentlicher Abgaben so hoch lägen und die Großhandelspreise ohne Berücksichtigung dieser Faktoren zu den niedrigsten in der EU gehörten.

Im Ifo-Schnelldienst⁸ nimmt Prof. Dr. Dieter Ameling (Präsident der Wirtschaftsvereinigung Stahl) unter der Überschrift "Hohe Energiepreise gefährden die industrielle Wertschöpfungskette" wie folgt Stellung:

"Fehlender Wettbewerb ist auch eine Hauptursache für die aktuellen dramatischen Steigerungen der Strompreise. [...] Die Entwicklung am Strommarkt kann durch Steigerungen bei den Brennstoffkosten nicht erklärt werden. [...] Da Strom nicht speicherbar oder substituierbar ist und die Nachfrager auf Preiserhöhungen nicht flexibel reagieren können, ist der Elektrizitätsmarkt anfällig für Marktmacht und strategisches Angebotsverhalten. Dies hat auch die Monopolkommission in ihrem jüngsten Gutachten festgestellt. [...] In der Folge beschert der Emissionshandel den Energieversorgern zusätzliche Gewinne, während den industriellen Verbraucher ohne Not neue Kosten aufgelastet

⁸ Ifo Schnelldienst 19/2005 vom 14.10.2005, Seite 15-17.

werden. Diese Rechnung geht auf, da am regional abgeschotteten Strommarkt eine unzureichende Wettbewerbsneutralität herrscht."

Nach Auffassung des **BNE** (Bundesverband Neuer Energieanbieter) 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.

Die **Monopolkommission** stellte in der Zusammenfassung ihres Fünfzehnten Hauptgutachtens 2002/2003 folgendes fest:

"Marktmachteeffekte auf Stromgroßhandelsmärkten können durch die Einführung eines Emissionszertifikatehandels, wie ab Januar 2005 in der Europäischen Union für CO₂-Emissionen geplant, verstärkt werden. So waren die exorbitant steigenden Preise für SO₂-Zertifikate [in Kalifornien, wo Rechte zur Emission von Schwefeldioxid gehandelt wurden,] mitursächlich für den Anstieg der Großhandelspreise während der kalifornischen Stromkrise. Steigende Großhandelspreise können sowohl auf bewusstes Zurückhalten oder Aufkaufen von Zertifikaten durch marktmächtige Anbieter auf den Strommärkten als auch auf eine Verschiebung der Knappheitsverhältnisse auf dem Zertifikatemarkt zurückgehen. In Kalifornien beispielsweise bewirkte das wetterbedingte Ausfallen von Wasserkraft, dass der Bedarf an fossil erzeugtem Strom und damit der Bedarf an Emissionszertifikaten zunahm. In Spitzenlastzeiten, in denen Kapazitätsrestriktionen auf den Stromgroßhandelsmärkten wirksam werden und marktmächtige Anbieter erhebliche Preissetzungsspielräume besitzen, erschweren hohe Zertifikatspreise den Marktzutritt durch dritte Anbieter. Um zu verhindern, dass marktmächtige Stromerzeugungsunternehmen den Zertifikatehandel als zusätzlichen Hebel zur Vergrößerung ihrer Verhaltensspielräume nutzen, schlägt die Monopolkommission die Einführung eines flexiblen staatlichen Interventionssystems in Form einer Offen-Markt-Politik für Emissionsrechte vor, bei der unvorhergesehen starke Preissteigerungen auf den Zertifikatsmärkten durch den Verkauf zusätzlicher Zertifikate nivelliert würden."

In einer Internetpräsentation von **DB Energie** GmbH, Frankfurt zu "Wirkungen des Emissionshandels auf die Bahn"⁹ werden die Auswirkungen steigenden Strompreise durch Emissionshandel ("Opportunitätskosteneinpreisung") auf die Bahn beschrieben. Der DB Energie Geschäftsführer Witschke kritisierte das Marktverhalten der deutschen Energieproduzenten, die seiner Einschät-

⁹ <http://www.wupperinst.org/download/TerraTec-2005/baentsch.pdf>.

zung nach durch die Einbeziehung der Emissionsberechtigung die Stromkosten in die Höhe getrieben haben. Durch den europäischen Emissionshandel wurde das Geschäft der Deutschen Bahn demnach im Jahr 2005 um rund 50 Millionen Euro belastet. Die Einpreisung der Emissionsberechtigungen in die Strompreise sei nicht im Sinne der Bundesregierung gewesen¹⁰.

Auch die öffentliche Hand fragt in nicht unerheblichen Maße Strom nach und die Einpreisung von Emissionsberechtigungen zu Opportunitätskosten hat sie als Endkunde auch zu tragen. Der Nettoverbrauch der öffentlichen Einrichtungen betrug im Jahr 2000 40.089 GWh¹¹. Laut Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD¹² soll der Emissionshandel als wichtiges Instrument des Klimaschutzes ökologisch und ökonomisch effizienter gestaltet, Mitnahmeeffekte (windfall profits) vermieden und die internationale Wettbewerbsfähigkeit der energieverbrauchenden Wirtschaft besonders berücksichtigt werden; dabei soll die Kostenbelastung der Wirtschaft durch den Emissionshandel gesenkt werden.

Ziffer 7.2 des Koalitionsvertrag Emissionshandel trifft folgende Aussagen:

"Wir werden den Emissionshandel als wichtiges Instrument des Klimaschutzes ökologisch und ökonomisch effizienter gestalten und daher:

- den Nationalen Allokationsplan für die Periode 2008 bis 2012 auf der Basis der im Zuteilungsgesetz 2005/2007 festgelegten Ziele aufstellen, Mitnahmeeffekte (windfall profits) vermeiden und die internationale Wettbewerbsfähigkeit der energieverbrauchenden Wirtschaft besonders berücksichtigen;
- das Zuteilungssystem transparenter und unbürokratischer gestalten und soweit europarechtlich möglich Kleinanlagen herausnehmen;
- durch eine erleichterte Nutzung internationaler Klimaschutzprojekte (zum Beispiel JI und CDM) nach dem Kyoto-Protokoll die Marktchancen der deutschen Industrie im Ausland stärken;
- die EU-Kommission bei ihrer Prüfung unterstützen, den Flugverkehr in angemessener Weise in einen Emissionshandel einzubeziehen;
- die Einbeziehung anderer Industrieländer und großer Schwellenländer

¹⁰ Vgl. http://www.co2-handel.de/article58_1698.html.

¹¹ Bilanz der Elektrizitätsversorgung in Deutschland 1999 und 2000

¹² <http://www.cducsu.de/upload/koavertrag0509.pdf>.

- in einen weltweiten Emissionshandel vorantreiben;
- in der 2. Zuteilungsperiode darauf achten, dass Anreize zum Neubau von effizienten und umweltfreundlichen Kraftwerken gegeben werden.

Wir wollen die Kostenbelastung der Wirtschaft durch den CO₂-Emissionshandel senken. Dazu wollen wir gegebenenfalls eine Überarbeitung der EU-Emissionshandelsrichtlinie anstreben. Bei der Fortschreibung des Nationalen Allokationsplans 2 (2008 – 2012) werden wir die internationale Wettbewerbsfähigkeit der energieverbrauchenden Wirtschaft besonders berücksichtigen. Das Zuteilungssystem ist transparenter und unbürokratischer zu gestalten, die Einbeziehung anderer Industrieländer und großer Schwellenländer in den Emissionszertifikate-Handel werden wir einfordern. Zur erhöhten Flexibilität des CO₂-Emissionshandels ist die schnelle Umsetzung der flexiblen Kyoto-Mechanismen (zum Beispiel JI und CDM) notwendig."

Nach Aussage des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie sinkt durch die Überwälzung des hohen Börsenpreises für Emissionsberechtigungen auf die Stromkunden der Anreiz, in die Effizienz der Kraftwerksanlagen zu investieren. In einer Rede des Bundesministers für Wirtschaft und Technologie anlässlich der 13. Handelsblatt-Jahrestagung Energiewirtschaft am 17. Januar 2006 in Berlin¹³ wurde auf die Interdependenz zwischen CO₂-Umwälzung und Emissionsminderung hingewiesen:

"Da die Stromversorger offenbar in der Lage sind, auch einen derart hohen CO₂-Preis auf die Stromkunden zu überwälzen, sinkt ihr Anreiz, in die Effizienz ihrer Anlagen zu investieren. Denn jede dadurch erzielte Emissionsminderung entlastet den CO₂-Preis und wirkt sich mindernd auf den Strompreis und die windfall profits aus."

In einer weiteren Rede des Bundesministers für Wirtschaft und Technologie mit dem Titel "Die Energiepolitik der neuen Bundesregierung" vor dem Vorstandsrat des Verbandes der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) am 16. Februar 2006 in Berlin heißt es:

"Ein zentrales Thema des Energiegipfels wird auch die Preis- und Wettbewerbssituation auf dem deutschen und dem europäischen Strommarkt sein. Die aktuelle Energiepreisentwicklung beobachte ich mit großer Sorge. Dies ist keinesfalls nur ein Problem der stromintensiven Industrie. Vielmehr drohen die steigenden Energiekosten die Leistungsfähigkeit der deutschen Wirtschaft und die deutsche Konjunktur insgesamt zu beeinträchtigen.

Deshalb mein dringender Appell: Die Stromwirtschaft muss mit einer ange-

¹³ <http://www.bundesregierung.de/Bulletin/,-948933/dokument.print.htm>.

messenen Preispolitik einen konstruktiven Beitrag dazu leisten, dass die Produktionsstandorte in Deutschland erhalten bleiben. Was wir in einem ersten Schritt vor allem brauchen: Offenheit für einen Dialog mit der Kundenseite und Offenheit zur Schaffung von Transparenz, soweit dies mit Blick auf die Wettbewerbssituation der Unternehmen vertretbar ist.

[...]

Angesichts der ausgezeichneten Ertragslage der Unternehmen wird eine Diskussion darüber unvermeidbar, ob Wind-Fall-Profits in ihrer jetzigen Höhe volkswirtschaftlich verantwortbar sind.

Auch das Bundeskartellamt hat zur Einpreisung der Zertifikate inzwischen Missbrauchsverfahren eingeleitet. Das begrüße ich ausdrücklich."¹⁴

Das Grünbuch der Europäischen Kommission „Green Paper on Secure, Competitive and Sustainable Energy for Europe“ vom 8. März 2006 enthält zum Emissionshandelssystem folgende Aussage (S. 9):

"Zusätzlich muss die Überprüfung des Emissionshandelssystems, welche Mitte 2006 stattfinden wird, auch mögliche Effekte des Systems auf die Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Industrie berücksichtigen. Insbesondere muss betrachtet werden, ob ein Schritt zur Versteigerung der Emissionshandelszertifikate gemacht werden muss sowie das Thema der Mitnahmeeffekte für Unternehmen, die die meisten oder alle Zertifikate, die sie benötigen, gratis erhalten haben. Außerdem sollten Richtlinien zur Besteuerung von Energieprodukten in der EU, die zur Schaffung des Binnenmarktes beitragen, mit den Gesamtzielen der Europäischen Energiepolitik übereinstimmen."

Das Ministerium für Wirtschaft, Mittelstand und Verkehr des Landes Nordrhein-Westfalen hat in Genehmigungsbescheiden nach § 12 BTO/Elt zum 1. Januar 2006 einen Widerruf der Stromtarifgenehmigungen für den Fall ausdrücklich vorbehalten, dass eine vollziehbare Missbrauchsverfügung des Bundeskartellamtes ergeht. Auf die Auswertung der mündlichen Verhandlung wird eine weitere Auswertung der Antworten der Verbundunternehmen auf die Auskunftsbeschlüsse erfolgen. Das Verfahren steht im Kontext mit der umweltpolitischen Behandlung des zweiten nationalen Allokationsplan (NAP 2008 - 2012).

¹⁴ <http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Presse/reden-und-statements.did=119920.html>.

IV. Argumentation von E.ON und RWE

Die Betroffenen betrachten den aktuellen Börsenwert der für die Stromerzeugung benötigten Emissionsberechtigungen als notwendigen Bestandteil ihrer variablen Kosten und damit auch ihrer Grenzkosten. Sie stellen nicht in Abrede, dass in den von ihnen geforderten Strompreisen zumindest mittelbar der Börsenkurs für Emissionsberechtigungen enthalten ist. Ihr Verhalten erklären sie mit folgenden betriebswirtschaftlichen und wettbewerbstheoretischen Überlegungen:

Bei wirksamem Wettbewerb bilde sich der Preis für Strom auf Basis der 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 Grenzkosten von Kohlendioxid emittierenden Kraftwerken verändert. Als notwendiger Bestandteil der Grenzkosten sei nunmehr auch der Wert der für die Stromerzeugung eingesetzten Emissionsberechtigungen zu berücksichtigen. 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 Börsenkurs entnehmen. Der Börsenkurs spiegele den Wettbewerbspreis wider, da der Handelsmarkt für Emissionsberechtigungen ein Wettbewerbsmarkt sei.

Im Einzelnen tragen E.ON und RWE Folgendes vor:

Die **E.ON Energie AG** verneint in Ihrer Stellungnahme vom 15. September 2005 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 **RWE AG** verneint in Ihrer Stellungnahme vom 16. September 2005 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 substantielle 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 Schriftsatz vom 28. Februar 2006 führt RWE darüber hinaus aus:

„Das Ansteigen der Strompreise insbesondere im letzten Jahr ist ein pan-europäisches Phänomen, das nicht auf die Weiterverteiler- und Großkundenmärkte beschränkt ist, schon gar nicht auf die Weiterverteiler- und Großkundenmärkte in Deutschland. Zahlreiche Faktoren, darunter auch das neue CO₂-Handelssystem, haben dazu beigetragen, dass die Großhandelspreise für Strom in Westeuropa im Jahr 2005 erheblich gestiegen sind. Diese Preissteigerungen schlagen auf die Weiterverteiler- und Großkundenmärkte sowie, mit zeitlichem Abstand, auf die Haushalts- und Gewerbekundenmärkte durch. Im Zusammenhang mit dieser pan-europäischen 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 anderes 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, CO₂-Emissionen durch einen Umstieg auf emissionsärmere Brennstoffe zu reduzieren („fuel switch“), gerade dann erreicht, wenn die Kosten für CO₂-Zertifikate im Stromgroßhandelspreis Berücksichtigung finden.“

V. Bisheriger Verfahrensgang und weiteres Vorgehen

Auf Grund von Beschwerden hat die 8. Beschlussabteilung gegen E.ON und RWE ein Verwaltungsverfahren wegen des Verdachts des Missbrauchs einer marktbeherrschenden Stellung im Sinne von § 19 GWB und Artikel 82 EG im Zusammenhang mit CO₂-Emissionshandel und Strompreisbildung eingeleitet. Die Beschlussabteilung hat von Amts wegen umfangreiche Ermittlungen eingeleitet und dabei andere Behörden um Amtshilfe gebeten (Umweltbundesamt, BAFIN) bzw. fachliche Stellungnahmen eingeholt (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit). Die Stromverbundunternehmen haben im Dezember 2005 einen Auskunftsbefehl nach § 59 GWB erhalten. Der Bundesverband Neuer Energieanbieter e.V. (BNE) und der Verband der Industriellen Kraftwirtschaft (VIK) wurden auf ihren Antrag hin nach § 54 Abs. 2 Nr. 3 GWB zum Verfahren beigelegt. Für den 30. März 2006 ist eine mündliche Verhandlung angesetzt.

B. Gesetzliche Grundlagen und die Zuteilung von Emissionsberechtigungen

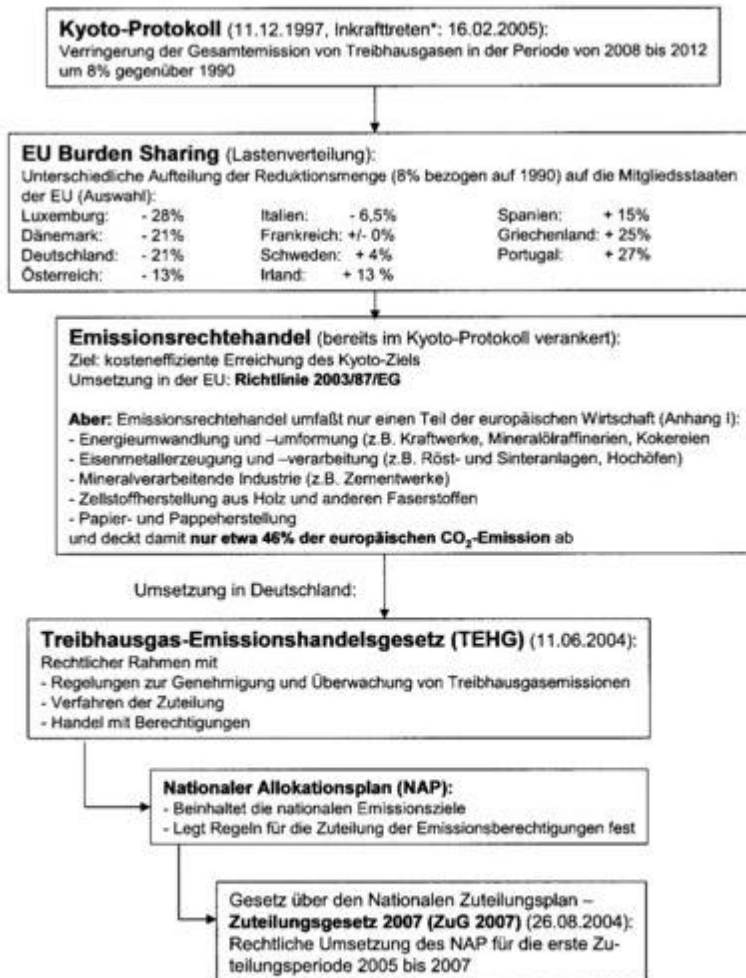
I. Gesetzliche Grundlagen des Emissionshandels

Mit der Umsetzung des Kyoto-Protokolls¹⁵ hat innerhalb der EU am 1. Januar 2005 der Handel mit Schadstoffemissionsrechten begonnen. Das System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der EU wurde durch ein Grünbuch der Kommission¹⁶ vorbereitet. Rechtliche Grundlage hierfür ist auf europäischer Ebene die Richtlinie 2003/87/EG über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Europäischen Gemeinschaft¹⁷. Umgesetzt wurde diese EU-Richtlinie in Deutschland durch das Gesetz über den Handel mit Berechtigungen zur Emission von Treibhausgasen (Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz – TEHG) sowie das Gesetz über den nationalen Zuteilungsplan für Treibhausgas-Emissionsberechtigungen in der Zuteilungsperiode 2005 bis 2007 (Zuteilungsgesetz 2007 – ZuG 2007).

¹⁵ Seit dem 16.02.2005 ist das Kyoto-Protokoll in Kraft: <http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpeng.pdf>.

¹⁶ Grünbuch zum Handel mit Treibhausgasemissionen in der Europäischen Union, KOM (2000) 87 endg. vom 08. März 2000; s. BR-Ds. 206/00 vom 05. April 2000.

¹⁷ Siehe die weiterführenden Broschüren der Europäischen Kommission: "Die EU im Einsatz gegen den Klimawandel"; http://europa.eu.int/comm/environment/climat/pdf/emission_trading3_de.pdf; und „Fragen und Antworten zum Emissionshandel und zu den nationalen Zuteilungsplänen“, <http://europa.eu.int/rapid/pressReleasesAction.do?reference=MEMO/05/84&format=HTML&aged=1&language=DE&guiLanguage=en>.



*: Durch die Ratifizierung des Kyoto-Protokolls durch Russland (30.09.2004 Beschluss durch das russische Kabinett, 22.10.2004 Billigung durch das russische Unterhaus (Duma)) ist der Art. 25 des Protokolls erfüllt (55 Staaten, die zusammen mehr als 55 Prozent der Emissionen (bezogen auf 1990) verursachen, müssen ihre Ratifizierungsurkunde bei der UNO hinterlegt haben) und das Kyoto-Protokoll völkerrechtlich verbindlich

(Quelle: wikipedia.de)

Die Bundesrepublik Deutschland hat am 31. März 2004 ihren Nationalen Allokationsplan bei der Europäischen Kommission eingereicht. Für die zwei Handelsperioden (2005 – 2007 und 2008 – 2012) wurden jährliche CO₂-Emissionsziele von 859 Mio. Tonnen CO₂ für die erste und 846 Mio. Tonnen CO₂ für die zweite Handelsperiode festgelegt. Im Vergleich zum Durchschnitt der Jahre 2000-2002 bedeutet das einen zusätzlichen Minderungsbedarf um rund 17 Mio. t bzw. 2 %.

Durch das Emissionshandelssystem soll eine wirtschaftliche Basis geschaffen werden, um den Ausstoß von Treibhausgasen bei den Unternehmen zu redu-

zieren, die dies am kostengünstigsten erreichen können. Den Wirtschaftssektoren und jeder betroffenen Produktionsanlage wurden konkrete Schadstoffminderungsziele zugeordnet und in diesem Umfang werden Emissionsrechte für die erste Zuteilungsperiode (2005 – 2007) unentgeltlich zur Verfügung gestellt (Art. 10 der Richtlinie 2003/87/EG, §§ 6 - 10 TEHG). Ausgegeben werden die Emissionsrechte grundsätzlich jeweils am 28. Februar für das laufende Kalenderjahr.

Mit Einführung des Zertifikathandels in Deutschland Anfang des Jahres 2005 wurden aufgrund des Treibhausgas-Emissionshandelgesetzes (TEHG) und des Zuteilungsgesetzes 2007 (ZuG 2007) unter anderem an die Betreiber von Kraftwerken kostenlos Zertifikate ausgegeben. 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.

Die Anwendung des Erfüllungsfaktors (§ 5 ZuG 2007) und das Erfordernis einer nachträglichen Anpassung der Zuteilungen (§ 4 Abs. 4 ZuG 2007) haben im Ergebnis zu einer etwas zu geringen Ausstattung der Anlagen mit Zertifikaten und damit zu einem Handel mit Emissionszertifikaten oder zu einem Anreiz für Emissionsminderungen geführt. Die Emissionsminderungen können z.B. durch Investitionen in verbesserte Kraftwerkstechnik oder durch einen angepassten Einsatz des Kraftwerksparks erreicht werden. Der Erfüllungsfaktor ist in § 5 ZuG 2007 geregelt, beläuft sich auf 0,9709 und betrifft grundsätzlich nur Anlagen, die Zertifikate aufgrund historischer Daten gemäß § 7 ZuG 2007 erhalten. Alternativ konnten die Anlagenbetreiber auch eine Zuteilung nach den Regeln für Neuanlagen beantragen (§ 11 ZuG 2007). Die Zuteilung richtete sich in diesem Fall nach einem festgelegten Emissionswert pro Produktions-

einheit (BVT-Benchmark) und einer Prognose der Produktionsmenge in der Zuteilungsperiode. Der Erfüllungsfaktor nach § 5 ZuG 2007 findet auf diese Anlagen keine Anwendung, weshalb einige Anlagenbetreiber von dieser Optionsmöglichkeit Gebrauch gemacht haben (insgesamt 540 Anlagen).

Neben den dargestellten wesentlichen Zuteilungsregeln gibt es noch zahlreiche Sonderregeln, die zu einer individuell angepassten Zertifikatzuteilung führen können.

Die im deutschen Allokationsplan für die erste Handelsperiode (NAP I) enthaltenen Ex-Post-Anpassungen hat die Europäische Kommission in der Entscheidung zum deutschen NAP vom 7. Juli 2004 beanstandet, aber keine Frist zur Änderung dieser Regelungen vorgeschrieben. Deutschland wurde gestattet, das Zuteilungsverfahren durchzuführen. Gegen diese Entscheidung der Europäischen Kommission hat Deutschland im September 2004 Klage beim EuG erhoben. In diesem Klageverfahren ist das schriftliche Verfahren seit April 2005 abgeschlossen. Die im Zuteilungsgesetz 2007 vorgesehenen Ex-post-Anpassungen werden bis zu einer Entscheidung des EuG vorläufig nicht vollzogen.

Die Emissionsberechtigungen sind nach der gesetzlichen Konzeption handelbar. Unterschreitet das Unternehmen aufgrund geeigneter Maßnahmen zur Reduzierung der ausgestoßenen Treibhausgase das zugeteilte Emissionsvolumen, kann es nicht benötigte Emissionsrechte am Markt verkaufen. Sofern ein Unternehmen für seine Treibhausgasemissionen nicht die entsprechende Menge an Emissionsrechten vorweisen kann, muss es Emissionsrechte am Markt zukaufen. Die betroffenen Unternehmen sind dazu verpflichtet, bis zum 30. April des folgenden Jahres eine dem Treibhausgasausstoß im Vorjahr entsprechende Menge an Emissionsrechten zurückzugeben. Sofern ein Unternehmen zu diesem Zeitpunkt über zu wenig Emissionsrechte verfügt, um seine Emissionen abzudecken, werden Sanktionen fällig, in der ersten Handelsperiode 2005 bis 2007 40 Euro pro Tonne Kohlendioxidäquivalent. Die Verpflichtung zur Abgabe der fehlenden Emissionsrechte bleibt auch nach Zahlung dieses Betrags bestehen.

Die HeidelbergZement AG hat Verfassungsbeschwerde im Hinblick auf §§ 3, 9, 17, 21 TEHG gegen die Urteile des Verwaltungsgerichts Würzburg vom 09. November 2004 (Az. W 4 K 04.948) und des Bundesverwaltungsgerichts vom 30. Juni 2005 (Az. 7 C 26.04) eingelegt.

Die Aluminiumproduzenten (Hydro Aluminium GmbH, Hamburger Aluminiumwerke GmbH, Corus Aluminium Voerde GmbH und Trimet Aluminium AG) in Deutschland haben Verfassungsbeschwerde gegen den Handel mit Emissionszertifikaten für das Klimagas Kohlendioxid eingelegt. Nach ihrer Ansicht führt die nationale Umsetzung des Emissionshandels zu gravierenden Wettbewerbsverzerrungen für energieintensive Betriebe. Da die Emissionszertifikate nicht an die Stromproduktion gekoppelt werden, sondern frei handelbar sind, würden die deutschen Stromerzeuger den Marktwert der Zertifikate als so genannte Opportunitätskosten einpreisen. Dieses Vorgehen habe seit Beginn des Emissionshandels zum Jahresbeginn 2005 die Strompreise drastisch ansteigen lassen. Dies habe für die energieintensiven Industrien bedrohliche Auswirkungen.

Schließlich hat das Land Sachsen-Anhalt gegen das Gesetz über den Emissionshandel eine Normenkontrollklage angestrengt. Der 2005 europaweit anlauende Handel belastet besonders die ostdeutsche Wirtschaft, so das Ministerium, die in den neuen Ländern seit 1990 erbrachten Vorleistungen zur Schadstoffminderung wie in der Chemie- und Zementindustrie sowie in der Energiewirtschaft blieben unberücksichtigt. Das Ministerium stützt sich auf ein Rechtsgutachten der Universität Halle-Wittenberg, nach dem es bei der Erstvergabe von Emissionszertifikaten eine unberechtigte Ungleichbehandlung von Unternehmen gibt.

II. Beschränkungen durch das Zuteilungsgesetz (Ex-Post-Allokation)

Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit nimmt in seiner Antwort vom 30. November 2005 auf eine Anfrage der Beschlussab-

teilung zu den Beschränkungen der Handelbarkeit von Emissionsberechtigungen wie folgt Stellung:

"a) Kostenlose Zuteilung als Kompensation der Abgabepflicht

Innerhalb des Systems des Emissionshandels bestehen zwei Kardinalpflichten der Betreiber emissionshandelspflichtiger Anlagen, nämlich zum einen die Pflicht zur Abgabe der Berechtigungen im Umfang der emittierten CO₂-Menge (§ 6 TEHG) und zum anderen die Pflicht zur Berichterstattung über die Emissionsmengen (§ 5 TEHG) als Voraussetzung zur Bestimmung der Abgabepflicht. Insbesondere mit der Einführung der Abgabepflicht nach § 6 TEHG war ein Eingriff in die grundrechtlich verbürgten Freiheitsrechte der Anlagenbetreiber verbunden, der einer verfassungsrechtlichen Rechtfertigung bedurfte, da die Inanspruchnahme der Umgebungsluft zur Aufnahme von Kohlendioxid nach den bis dahin geltenden, immissionsschutzrechtlichen Anforderungen faktisch keinen Restriktionen unterlag. Eine der Möglichkeiten, den verfassungsrechtlich gebotenen, schonenden Übergang auf das neue Pflichtensystem des Emissionshandelsrechts zu gewährleisten, bestand nach Auffassung der Bundesregierung darin, als Belastungsausgleich die Zuteilung kostenloser Berechtigungen vorzusehen. Bereits dieser Rechtscharakter der kostenlos zugeteilten Emissionsberechtigungen als Belastungsausgleich spricht gegen die Verwendung der kostenlos zugeteilten Berechtigungen in der Preiskalkulation als vermögenswerte Rechtsposition. Dies findet seine Entsprechung auch in den Vorgaben zur steuerrechtlichen Bewertung der kostenlos zugeteilten Emissionsberechtigungen, wonach die Bewertung der Berechtigungen gerade nicht auf der Basis ihres Marktwertes erfolgt, sondern ein Aktivierungsverbot besteht.

b) Faktische Begrenzung des Opportunitätsansatzes durch das ZuG 2007

Darüber hinaus steht der Opportunitätskostenansatz bei einer Vielzahl von Anlagen im Widerspruch zu den gesetzlichen Regelungen im TEHG und im ZuG 2007. So können die Opportunitätskosten des Emissionshandels bereits sachlogisch nur bei emissionshandelspflichtigen Anlagen zum Ansatz gebracht werden, da nur bei diesen Anlagen die theoretische Handlungsalternative „Produktionsverzicht mit Veräußerung der Berechtigung“ bestehen kann. Die Stromproduktion aus Kernkraftwerken und anderen, nicht emissionshandelspflichtigen Energieerzeugungsanlagen bleibt damit insgesamt außer Betracht.

Weiterhin ist eine Opportunitätskostenbetrachtung für solche Kraftwerke nicht möglich, bei denen die Handlungsalternative der Berechtigungsveräußerung bei einem theoretischen Produktionsverzicht rechtlich ausgeschlossen ist. Dies betrifft zunächst alle Anlagen, die in den Jahren 2003 und 2004 in Betrieb genommen wurden. Diese Anlagen haben 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. Der Betreiber einer Anlage nach § 8 ZuG 2007 hat also keine Opportunität in seiner Entscheidung.

Dasselbe gilt für alle Anlagen, die von der Optionsmöglichkeit nach § 7 Abs. 12 ZuG 2007 Gebrauch gemacht haben. 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 Zuteilungsentscheidung. Auch bei diesen Anlagen führt jede Entscheidung zum Produktionsverzicht zwangsläufig zum Berechtigungsverzicht, eine kalkulationsrelevante Opportunität besteht auch bei diesen Anlagen bereits im Ansatz nicht. Von der Optionsregel des § 7 Abs. 12 ZuG 2007 haben 519 der insgesamt 1849 emissionshandlungspflichtigen Anlagen Gebrauch gemacht, innerhalb der Energiewirtschaft etwa ein Drittel der Anlagen.

Schließlich hat der Gesetzgeber mit § 7 Abs. 9 ZuG 2007 für alle Bestandsanlagen eine Pflicht zur Rückgabe von Emissionsberechtigungen festgelegt, sofern die CO₂-Emissionen einer Anlage infolge von Produktionsrückgängen weniger als 60 Prozent der jahresdurchschnittlichen Emissionen der Referenzperiode betragen. Bei einem Emissionsniveau unter 60 Prozent des Referenzniveaus könnten Berechtigungen somit generell nicht verkauft, sondern müssten rückerstattet werden. Daher besteht auch für den Betreiber eines Kraftwerks, das nicht den oben ausgeführten Bestimmungen unterliegt, generell nur für einen Teil seines Angebots die Opportunität, zu produzieren oder die ihm zugeteilten Berechtigungen zu verkaufen. Damit kann im Ergebnis festgehalten werden, dass der Opportunitätskostenansatz bereits wegen des Rechtscharakters der Zuteilung von Emissionsberechtigungen als Belastungsausgleich nicht geeignet ist, Erhöhungen in der Preiskalkulation zu rechtfertigen. Selbst unter der Annahme einer grundsätzlichen Eignung gilt dies nicht für eine Vielzahl von Anlagen, weil diese entweder nicht emissionshandlungspflichtig sind oder Berechtigungen auf der Grundlage einer Zuteilung erhalten haben, die Opportunitäten ausschließt (§ 7 Abs. 12; § 8 ZuG 2007) oder grundsätzlich einschränkt (§ 7 Abs. 9 ZuG 2007).

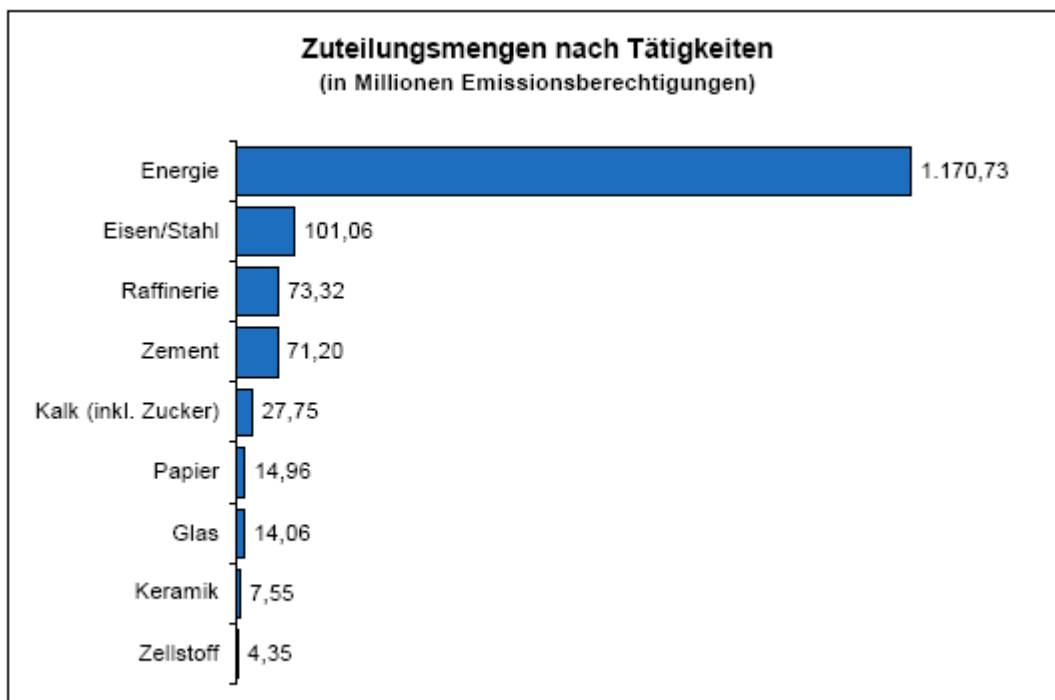
c) Marktpreis als Bemessungsgröße für entgangenen Gewinn

Sofern der Opportunitätskostenansatz wegen entgegenstehender Rechtsnormen bereits dem Grunde nach nicht oder nur eingeschränkt anwendbar ist, kann er jedenfalls in der von den EVUs geltend gemachten Höhe nicht angesetzt werden. Die Opportunitätskosten sind materiellrechtlich ein Ersatz für entgangenen Gewinn. Der Nachweis des entgangenen Gewinns erfolgt auf der Grundlage der allgemein Vorschriften (§ 252 BGB). Danach ist eine Gegenüberstellung des tatsächlichen Handlungsablaufs (Stromproduktion) mit einem hypothetischen Handlungsablauf (Produktionsverzicht und Veräußerung der Berechtigungen) erforderlich. Bei einer marktbeherrschenden Stellung großer Unternehmen auf dem Markt für CO₂-Berechtigungen würde eine hypothetisch angenommene Menge an veräußerten Berechtigungen den Preis, der für die einzelne Berechtigung erlöst wird, nicht unbeeinflusst lassen. Würden in diesem Fall Berechtigungen tatsächlich nicht für die Stromproduktion verwendet, sondern stattdessen auf dem Emissionshandelsmarkt veräußert, so wäre aufgrund des erheblichen Zusatzangebots auf dem Zertifikatmarkt tendenziell mit einem Sinken des CO₂-Handelspreises zu rechnen. Der entgangene Gewinn wäre somit niedriger als zu den aktuellen Marktpreisen anzusetzen."

III. Ergebnisse der Zuteilung von Emissionsberechtigungen

Über die Verteilung der Emissionsberechtigungen für die erste Handelsperiode 2005-2007 hat die Deutsche Emissionshandelsstelle beim Umweltbundesamt (DEHSt) zum 28.02.2006 berichtet¹⁸.

Die Zuteilungsmengen von insgesamt 1,499 Milliarden Tonnen nach Wirtschaftszweigen (Tätigkeiten) ist aus der unterstehenden Grafik ersichtlich. Auf Anlagen zur Energieerzeugung und Energieumwandlung entfallen fast vier Fünftel der Emissionsberechtigungen für die erste Handelsperiode.



Die Stromproduktion im Bereich der allgemeinen Versorgung blieb 2005 mit rund 536 (2004: 534) Milliarden kWh stabil (Angaben des Verbandes der Elektrizitätswirtschaft (VDEW)). Die Kernenergie hatte 2005 einen Anteil von 29% am Energiemix, Braunkohle rund 26%. Die Stromproduktion aus Steinkohle sank um gut 5 auf 21%. Auf Erdgas sind 10% der Erzeugung entfallen. Der Beitrag erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung stieg auf 11%.

¹⁸ <http://www.umweltdaten.de/uba-info-presse/hintergrund/zuteilungen.pdf>.

IV. Bilanz- und steuerrechtliche Behandlung

In einem Entwurf des Institut 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 festgelegt¹⁹. 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 Emissionsrechtehandels entgeltlich erworben, sind sie gemäß § 255 Abs. 1 HGB mit ihren Anschaffungskosten anzusetzen; die unentgeltliche Ausgabe von Emissionsrechten basiert 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 Entwurf des Bundesministeriums der Finanzen für ein Rundschreiben an die Obersten Finanzbehörden der Länder soll die "Ertragsteuerliche Behandlung von Emissionsberechtigungen nach dem Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz" regeln.

Mit Schreiben vom 2. Februar 2005 an die Obersten Finanzbehörden der Länder hat das Bundesministerium der Finanzen zur umsatzsteuerlichen Beurtei-

¹⁹ <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.

lung des Emissionshandelssystems Stellung genommen²⁰. Die Übertragung von Emissionsrechten ist eine sonstige Leistung i.S.v. § 3a Abs. 4 Nr. 1 UStG, deren Steuerbarkeit vom Ort des Leistungsempfängers abhängt. Die Regelungen zum Übergang der Steuerschuldnerschaft nach § 13b UStG sind zu beachten. Die Übertragung der Emissionsrechte ist regelmäßig steuerpflichtig und unterliegt dem Regelsteuersatz von 16%.

²⁰ http://www.bundesfinanzministerium.de/cln_01/nn_494/DE/Aktuelles/BMF_Schreiben/29718.html.

C. Vorläufige Ermittlungsergebnisse

I. Zuteilung von Emissionsberechtigungen (Zuteilungsquoten, Zuteilungsarten)

E.ON und RWE sind aufgrund ihrer Größe wesentliche Akteure am Markt für Emissionsberechtigungen in Deutschland. Zusammen haben die untersuchten Anlagen der Konzerne und der mit ihnen verbundenen Unternehmen ein Zuteilungsvolumen von über 30 % der insgesamt 1.485 Mio. Emissionsberechtigungen erhalten.

Die DEHSt kommt aufgrund der gegenwärtig vorliegenden Informationen zu dem Schluss, dass die tatsächlichen Kosten der untersuchten Unternehmen ganz erheblich geringer sind als die Opportunitätskosten. Die der Deutschen Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt (DEHSt) vorliegenden Daten für die beiden Konzerne lassen allerdings zur Zeit nur sehr eingeschränkt gültige Aussagen über die tatsächliche Kostenbelastung der Unternehmen durch den Emissionshandel zu. Das Haupthindernis hierfür ist die unbekannte Aufteilung der Anpassungsstrategie der Unternehmen auf die Komponenten „Zukauf von Emissionsberechtigungen“ und „eigene Emissionsminderungen“. Deshalb wurde versucht, den maximalen Bedarf für den Zukauf von Emissionsberechtigungen zu schätzen – und zwar unter der Annahme, dass die untersuchten Anlagen ähnlich betrieben werden wie in der Basisperiode geschehen oder wie im Zuteilungsverfahren angegeben.

Die Analyse deutet darauf hin, dass zum Teil ein signifikantes Potential für Emissionsminderungen aufgrund der möglichen veränderten Fahrweise der Kraftwerke (deutlich anderer Einsatz der Anlagen mit Zuteilungen nach § 7 Abs. 12 ZuG 2007 im Vergleich zur Basisperiode, Einsatz von Kapazitätserweiterungen) besteht. Dieses Potential erschwert die Einschätzung, ob über alle Anlagen betrachtet ein Überschuss an Emissionsberechtigungen besteht oder ein Zukauf von Emissionsberechtigungen notwendig ist. Eine bessere

Einschätzung über den tatsächlichen Bedarf an Emissionsberechtigungen kann mit der Auswertung der gesetzlich vorgeschriebenen Emissionsberichte der Betreiber für das erste Handelsjahr erfolgen. Über einen Abgleich der Zuteilungsmenge mit den gemeldeten Ist-Emissionen der Anlagen lassen sich im Falle eines Zukaufbedarfs die pagatorischen Kosten relativ genau ermitteln. Ab dem 15. Mai 2006 sind diese Zahlen gemäß den Vorgaben der EU-Register Verordnung im nationalen Register frei zugänglich.

In seiner Antwort auf die entsprechende Anfrage der Beschlussabteilung hat das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) ausgeführt, dass der Opportunitätskostenansatz bereits wegen des Rechtscharakters der Zuteilung von Emissionsberechtigungen als Belastungsausgleich nicht geeignet sei. Denn aufgrund der gesetzlich vorgesehenen sogenannten Ex-Post-Korrekturen bestehe nur für einen Teil der Produktion die Opportunität, zu produzieren oder die zugeteilten Berechtigungen zu verkaufen. Mögliche Anhaltspunkte dafür, dass die tatsächliche Auslastung des Kraftwerksparks auch von der der Zuteilung zugrunde gelegten Regel abhängt und damit faktisch die Opportunitäten eingeschränkt sind, können ebenfalls aus der Auswertung der gemeldeten Ist-Emissionen für 2005 gewonnen werden.

II. Handel mit Emissionszertifikaten (an Börsen und im OTC-Geschäft)

Der Handel mit Emissionsberechtigungen wird entweder über Handelsbörsen abgewickelt oder als OTC-Handel („over the counter“). Nach Einschätzung von Experten findet derzeit circa 52% des Handels mit Emissionsberechtigungen als OTC-Geschäft statt während 48% an den Börsenplätzen gehandelt werden.

Betrachtet man die Volumina im Emissionshandel an den verschiedenen Börsen Europas, ist feststellbar, dass die EEX in diesem Bereich keinesfalls eine führende Rolle einnimmt. Die folgende Tabelle gibt die Bedeutung der verschiedenen europäischen Handelsplätze an:

Handelsplatz ²¹	Volumen in Tonnen	seit (Datum) ²²	Anteil
IPE (ECX Carbon) bis 31.08.05	24.494.000	22.04.2005	31,21%
Powernext bis 31.08.05	1.545.000	23.06.2005	1,97%
Nordpool (börslich) bis 18.09.05	9.552.000	11.02.2005	12,17%
Nordpool (OTC) bis 18.09.05	5.645.000	11.02.2005	7,19%
EEX (incl. OTC-Clearing) bis 31.08.05	1.125.204	09.03.2005	1,43%
European Carbon Index (OTC) bis 31.08.05	36.131.635	01.01.2005	46,03%
Summe:	78.492.839		

Die börslichen Volumina an der EEX haben im Vergleich zu anderen Börsen den geringsten Anteil am Gesamthandel. So ist zum Beispiel das Volumen an der European Climate Exchange (IPE – London) um ein Vielfaches größer als an der EEX. Außerdem dürfte das Volumen im OTC-Handel im europäischen Maßstab deutlich größer sein, als hier aufgeführt, da zum Beispiel vom European Carbon Index der EEX nur die Transaktionen der (derzeit) neun freiwilligen Melder erfasst sind (Stand: November 2005).

Die EEX stellt im europäischen Vergleich nicht die liquideste Börse dar und drängt sich somit nicht als europäischer Leitmarkt auf. Allerdings bestehen europaweit kaum Unterschiede bei den Preisen für Emissionsberechtigungen.

Die EEX wurde zum 30. September 2005 um Auskünfte über den börslichen Handel mit Emissionsberechtigungen ersucht. Dabei wurden die täglichen Handelsvolumina (Intraday und OTC-Volumen), die Anzahl der Transaktionen, die Entwicklung der Preise für Emissionsberechtigungen und die Handelsteilnehmer abgefragt. Daneben wurden alle Handelsaktivitäten mit den relevanten Daten (Handelsteilnehmer, Kaufvolumen, Preis) erhoben.

²¹ Datenquelle: Angaben zur Nord Pool stammen von deren Website; alle sonstigen Angaben sind dem Bericht der EEX an das Bundeskartellamt entnommen.

²² Startdatum des Handels an der jeweiligen Börse.

Der börsliche Handel mit Emissionsberechtigungen an der EEX, insbesondere in den ersten Wochen nach Handelsstart fand nur zwischen wenigen Akteuren statt, die zudem mehrheitlich der Gruppe der Energieerzeuger zuzuordnen sind.

Die Entwicklung der Teilnehmerzahlen an der EEX ist wie folgt:

Datum	Anzahl Akteure
09.03.2005	3
31.03.2005	4
30.04.2005	8
31.05.2005	11
30.06.2005	16
31.07.2005	18
31.08.2005	23

Neben der, zumindest bis Ende Mai 2005, geringen absoluten Anzahl von Marktteilnehmern war bis zum Start des fortlaufenden Handels am 4. August 2005 auch bei der Preisfeststellung in der täglichen Auktion meist nur eine geringe Anzahl von Akteuren beteiligt. Bis zum 6. Juni 2005 waren am täglichen Preisbildungsprozess nur jeweils maximal drei Handelsteilnehmer beteiligt, von denen meist mindestens einer zur Gruppe der Energieversorger gehörte.

In den Handelsdaten zeigt sich die anfängliche Situation am Markt für Emissionsberechtigungen als ein sehr junger Markt mit wenig ausgeprägten Strukturen. Das Geschehen an der EEX in den ersten Monaten nach dem Start des Handels mit Emissionsberechtigungen spiegelt daher kaum eine effiziente Preisbildung aufgrund von Angebot und Nachfrage wider. Vielmehr war es eher von dem Bemühen der wenigen Akteure geprägt, überhaupt einen börslichen Handel stattfinden zu lassen.

Am EEX Spot- und Terminmarkt für Emissionsberechtigungen wurde im Jahr 2005 insgesamt ein Volumen von 3.196.791 Emissionsberechtigungen gehandelt – aufgeteilt auf Spotmarkt (Handelsbeginn am 09.03.2005) 2.748.791

Emissionsberechtigungen und Terminmarkt (Handelsbeginn 04.10.2005)
448.000 Emissionsberechtigungen.

Eine erste Auswertung der umfassenden Handelsdaten (alle Börsen und OTC-Geschäfte der Verbundunternehmen) aus dem Auskunftsbefehl lässt erkennen, dass die Verbundunternehmen sowohl untereinander als auch mit Tochterunternehmen innerhalb des Konzerns Emissionsberechtigungen gehandelt haben. Das gesamte Handelsvolumen der Verbundunternehmen betrug bis zum 31. Dezember 2005 112,467 Mio. t Emissionszertifikate (64,669 Mio. t Kauf; 47,798 Mio. t Verkauf).

III. Ziel des Emissionsrechtsrahmens, Entstehungsgeschichte und politischer Prozess

Zu den Kostenauswirkungen des TEGH und des Zuteilungsgesetz enthielten die Gesetzesentwürfe (BT-Ds. 15/2328 und 15/2966) folgende Feststellung:

"Für die am Emissionshandel beteiligten Unternehmen werden zusätzliche Kosten durch das Aufstellen von Emissionsbilanzen, durch die Schaffung einer administrativen Infrastruktur, die Treibhausgasemissionsgenehmigung, die jährliche Erstellung und Prüfung von Emissionsberichten sowie die Durchführung des Handels entstehen. (Andererseits kann der Emissionshandel zu Kosteneinsparungen führen, indem er dafür sorgt, dass Emissionsminderungen dort vorgenommen werden, wo dies am kostengünstigsten ist.) Diesen Kosten stehen jedoch volkswirtschaftliche Einsparungen in erheblichem Maße gegenüber, da die Einführung des Emissionshandels im Vergleich zum Einsatz anderer Instrumente zu einer deutlichen Kostenentlastung bei der Reduktion von Treibhausgasen führt."

Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) wurde gebeten, zu der Behauptung von E.ON und RWE, dass der Emissionshandel einen politisch gewollten Lenkungseffekt bei der Strompreisbildung darstelle und den politischen Entscheidungsträgern die Auswirkungen auf die Stromhandelspreise bekannt waren, Stellung zu nehmen. Dabei sollten auch die Unterschiede in den Lenkungszielen zwischen dem Emissionshandel und anderen umweltpolitischen Instrumenten wie zum Beispiel dem „Grünen Punkt“ oder der LKW-Maut herausgestellt werden und es sollte auf die Prob-

ematik eingegangen werden, ob die Emissionsberechtigungen durch die Regelungen nach dem Zuteilungsgesetz nur zum Teil Derivatcharakter haben und zumindest durch die 60 %-Regelung des Zuteilungsgesetzes prinzipiell nicht handelbar sind. Das BMU nahm wie folgt Stellung:

"Im Rahmen der Verhandlung der Emissionshandelsrichtlinie in der Ratsarbeitsgruppe Umwelt wurde das Thema „Opportunitätskosten“ nicht thematisiert. Zwar wurde im Grünbuch zum Emissionshandel auf eine mögliche Überwälzung der Opportunitätskosten hingewiesen. Da jedoch keine belastbaren Abschätzungen des tatsächlich zu erwartenden Ausmaßes einer Einpreisung von Opportunitätskosten und möglicher Preiseffekte vorlagen, wurde diese Thematik nicht weiter verfolgt. Im Mittelpunkt der Diskussion standen vielmehr die potenziellen tatsächlichen Kosten des Emissionshandels, die auch bei kostenloser Zuteilung entstehen können.

In der parlamentarischen Beratung der Emissionshandelsrichtlinie hat das Europäische Parlament explizit eine Erhöhung des zulässigen Auktionsanteils gefordert. Grund war die Absicht des Europäischen Parlaments, einen stärkeren Internalisierungseffekt des Emissionshandels zulassen zu wollen. Die Möglichkeit eines indirekten Einpreisungseffekts über die Berücksichtigung von Opportunitätskosten hat nach hiesiger Kenntnis in der Beratung des Europäischen Parlaments hingegen keine Rolle gespielt.

Die Verhandlungen in den europäischen Gremien fanden zudem vor dem Hintergrund des sich wandelnden energiewirtschaftlichen Umfelds in der EU statt (Liberalisierung der Energiemärkte), mit dem die Erwartung eines langfristig sinkenden Strompreisniveaus verbunden war. Aufgrund der Veränderungsprozesse im europäischen Strommarkt war die Prognostizierbarkeit längerfristiger Preisentwicklungen zu diesem Zeitpunkt generell eingeschränkt.

Im Gesetzgebungsverfahren zum Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG) und zum Zuteilungsgesetz 2007 (ZuG 2007) sowie in den Ressortabstimmungen zum Nationalen Allokationsplan 2005-2007 wurde das Thema nicht explizit diskutiert.

Die Arbeitsgruppe „Emissionshandel zur Bekämpfung des Treibhauseffekts“ (AGE) hat die mögliche Einpreisung von Opportunitätskosten in einigen Sitzungen thematisiert.

Die Diskussionen verliefen kontrovers hinsichtlich der Einschätzung, ob und in welchem Ausmaß mit einer Opportunitätskosteneinpreisung zu rechnen sei. Strittig war insbesondere die Frage, ob eine Überwälzung ‚fiktiver Kosten‘ durch die Energieversorgungsunternehmen bei steigender Wettbewerbsintensität im Strommarkt (Novelle Energiewirtschaftsgesetz, Ausbau des europäischen Stromhandels) überhaupt möglich ist. Ein einheitliches Meinungsbild zu diesem Thema bestand in der AGE nicht. Im Zuge des Diskussionsprozesses um die Thesen des Grünbuchs wurde das Für und Wider der Methoden des Ersterwerbs der Emissionsberechtigungen (Auktions- oder unentgeltliches Zuteilungsverfahren) ausführlich erörtert. Während die Vertreter einer Auktionslösung davon ausgingen, dass nur in einer Auktion das für die Berücksichtigung möglicher Opportunitätskosten notwendige Preissignal gesetzt werden

könne²³, betonten andere Stellungnahmen, vor allem solche von industriellen Verbänden (BDI, VDEW, VIK), den „Primat der Kostensenkung“ (VIK)²⁴. Unter diesem Aspekt und der von der Kommission im Grünbuch angemahnten Verhinderung wettbewerbsverzerrender Effekte optierten diese Stellungnahmen vornehmlich für eine unentgeltliche Erstzuteilung der Emissionsberechtigungen.

In einem Schreiben des VDEW an die deutschen Abgeordneten des Ausschusses für Umweltfragen, Volksgesundheit und Verbraucherpolitik des Europäischen Parlaments vom 28.08.2002 vertritt der VDEW hinsichtlich der Zuteilungsmethode die Position, dass die Zuteilung der Emissionsberechtigungen kostenfrei erfolgen muss. In der Begründung heißt es, dass mit der kostenlosen Zuteilung die Gefahr vermieden wird, dass die Industrie innerhalb der Gemeinschaft, aber auch im Wettbewerb mit der Industrie außerhalb der Gemeinschaft, Wettbewerbsnachteile erleidet. Ein faires Wettbewerbsgeschehen setze voraus, dass die Marktteilnehmer unter gleichen Bedingungen handeln können. Eine in den einzelnen Mitgliedsstaaten unterschiedlich geregelte Zuteilung von Emissionsberechtigungen würde den Wettbewerb innerhalb der Gemeinschaft verfälschen und dem Grundsatz des europäischen Binnenmarktes zuwider laufen.

Vor allem auf Druck der Industrie, hat sich die Bundesregierung dazu entschlossen, die Emissionszertifikate komplett kostenlos zuzuteilen. Alternativ wäre es nach der Emissionshandels-Richtlinie möglich gewesen, in der ersten Handelsperiode bis zu 5 % der Zertifikate im Rahmen einer Auktion zu versteigern. Gerade durch die kostenlose Zuteilung sollte jedoch eine zusätzliche Belastung der energieintensiven Industrien vermieden werden.²⁵

Zu den Unterschieden in den Lenkungszielen zwischen dem Emissionshandel und anderen umweltpolitischen Instrumenten wie z.B. dem „Grünen Punkt“ oder der LKW-Maut nahm der BMU wie folgt Stellung:

„Ein grundlegender Unterschied besteht darin, dass mit dem „Grünen Punkt“ und der LKW-Maut zugleich Finanzierungs- wie auch Lenkungsziele verfolgt werden. So werden die erzielten Einnahmen zur Finanzierung der Aufgaben des „Grünen Punkts“ (insb. umweltgerechte Verwertung von Verpackungen) bzw. für den Erhalt und Ausbau der Verkehrsinfrastruktur verwendet. Hinge-

²³ S. Brockmann/Stronzik/Dette/Herold, Diskussionsbeitrag zum Grünbuch im Auftrag des Ministeriums für Umwelt und Verkehr Baden-Württemberg, S. 11. Auch die Stellungnahmen einiger Regierungen der EU-Mitgliedstaaten befürworteten in ihren Stellungnahmen zum Grünbuch die Zuteilung über ein Auktionsverfahren (insbesondere Österreich, Dänemark, Schweden), vgl. Green Paper on Greenhouse Gas Emissions Trading within the European Union – Summary of Submissions, 14. Mai 2001, Part 2: Governmental Submissions, S. 5 ff.

²⁴ So ausdrücklich die Prämisse des VIK, s. Stellungnahme des VIK zum Grünbuch vom 25. Januar 2001. Vgl. ferner die Stellungnahme des BDI zum Grünbuch vom 25. Januar 2001, S. 5 („wirtschaftliche Belastungen [müssen] minimiert werden“), in diesem Sinn ebenfalls die Stellungnahme des VDEW zum Richtlinien-Vorschlag für ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionsberechtigungen vom 28. August 2002 sub „Zu Kompromissantrag 8“.

²⁵ Hib-Meldung 039/2004 vom 13.02.2004: Emissionshandel: Arbeitsplätze in energieintensiven Industrien erhalten, im Internet unter: http://www.bundestag.de/bic/hib/2004/2004_039/05.html.

gen besteht beim Emissionshandel - in seiner derzeitigen Ausgestaltung - kein Finanzierungsziel.

Beim „Grünen Punkt“ und bei der LKW-Maut (die primär ein Instrument der Infrastrukturkostenfinanzierung ist) soll eine verursachergerechte Anlastung der Kosten der Nutzung von Produkten und Verpackungen bzw. der Verkehrsinfrastruktur erreicht werden, und somit ein nachfrageseitiger Lenkungseffekt bewirkt werden. Auf diesem Wirkungsmechanismus beruht auch die Ökologische Steuerreform. Im Rahmen der Ökologischen Steuerreform wird u. a. der Energieverbrauch der privaten Haushalte verteuert und somit eine Lenkungswirkung in Richtung Energieeinsparung und Verbesserung der Energieeffizienz erzielt. Ab dem Jahr 1999 wurde die Energiebesteuerung (Kraft- und Heizstoffe sowie Strom) in fünf Schritten kontinuierlich erhöht. Die Einnahmen werden für eine Senkung der Rentenversicherungsbeiträge verwendet, woraus sich positive Beschäftigungseffekte ergeben.

Für das produzierende Gewerbe wurden zur Vermeidung von Wettbewerbsnachteilen eine Steuerermäßigung und ein Spitzensteuerausgleich eingeführt. Mit diesen Ausnahmetatbeständen hat die Bundesregierung eine Belastung der betroffenen Unternehmen vermieden, und sogar eine Nettoentlastung des produzierenden Gewerbes bewirkt. Die Opportunitätskosteneinpreisung unterläuft diese Regelungen, und widerspricht damit der von der Bundesregierung intendierten Freistellung der Unternehmen von Zusatzbelastungen.

Im Gegensatz zur Ökologischen Steuerreform bewirkt der Emissionshandel im Rahmen des Klimaschutzpolitischen Instrumentenmixes primär Lenkungseffekte auf Seiten der Energieerzeuger. Er beruht nicht auf einer Preis- sondern auf einer Emissionsmengensteuerung. Ein politisch fixiertes Mengenziel dient als Grundlage für die Allokation von Emissionszertifikaten und wird als „Cap“ festgelegt. Im Umfang des „Cap“ werden Emissionsrechte in Umlauf gebracht, die entweder kostenlos an die beteiligten Unternehmen vergeben oder im Rahmen einer Auktionierung versteigert werden. Mit der Emission von Schadstoffen oder Treibhausgasen verbindet sich die Pflicht zur Abgabe einer äquivalenten Menge an Schadstoff- oder Treibhausgaszertifikaten (im europäischen Emissionshandelssystem CO₂). Der Zertifikatpreis ergibt sich dabei in Abhängigkeit der Gesamtzuteilungsmenge und der Grenzvermeidungskosten aller betroffenen Unternehmen."

IV. Befragung anderer Wirtschaftsbereiche und Unternehmen

Durch eine Befragung von Verbänden der betroffenen Industrien (Stahl-, Mineralöl-, Zement-, Kalk-, Zucker-, Papier-, Keramik- und Glasindustrie) und der jeweils marktführenden Unternehmen, hat die Beschlussabteilung aufzuklären versucht, 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 zugeteilten Emissionsberechtigungen gefragt. Um Auswirkungen auf Preismechanismen aufzu-

zeigen, wurden im Weiteren Fragen zur Preissetzung, sowie zur Umwälzung der Zertifikatspreise unter Opportunitäts Gesichtspunkten auf die Nachfrager, und zur Möglichkeit der Weitergabe der durch die Einpreisung der Emissionsberechtigung erhöhten Strombezugskosten 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 Umwälzung der kostenlos zugeteilten Emissionsberechtigungen unter Opportunitätskostengesichtspunkten nicht erlauben. Der harte nationale, europa- oder weltweite Wettbewerb (branchenabhängig) lasse kaum Spielräume für eine aktive Preisgestaltung, so der durchgängige Tenor der Antworten. Auch im weltweiten Wettbewerb für Stahl und Mineralöl können deutsche Unternehmen demnach die europa-spezifischen Kosten des Emissionshandels nicht in ihre Preiskalkulation miteinbeziehen, da sie auf dem Weltmarkt als Preisnehmer agieren.

Daneben gaben die Wirtschaftsverbände die Auskunft, dass ihre Unternehmen noch nicht oder kaum mit Emissionsberechtigungen gehandelt haben. In einigen der betroffenen Wirtschaftszweige wurden bisher lediglich Testkäufe vollzogen, um Erfahrung mit dem System des Emissionshandels gewinnen zu können. Auch in Zukunft wird – sofern Handel stattfindet – kein großes Handelsvolumen erwartet. Ein solcher Handel diene für die befragten Unternehmen in diesen Fällen alleine dem Zweck, tatsächliche Emissionen mit der benötigten Menge an Berechtigungen in Einklang zu bringen.

In der Bilanzierung wird unterschieden zwischen kostenlos zugeteilten und zugekauften CO₂-Zertifikaten. Die unentgeltlich zugeteilten 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 Preisentwicklung der betroffenen Grundprodukte jeweiliger Industrien zeigt über das Jahr 2005 mehrere Trends. Der Preis für Stahl (Warmbreitband)

bricht ab Juni des Jahres 2005 ein. Einen fallenden 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. Für die Beobachtung der Preisentwicklung in den jeweiligen Branchen wurden dabei die spezifischen Erzeugerpreisindizes des Statistischen Bundesamtes²⁶ herangezogen.

²⁶ Fachserie 17 Reihe 2.

Übersichtstabelle der Wirtschaftsbereiche

Branche	Verband / Unternehmen	Markt	Produkt	CO ₂ -Zuteilung	CO ₂ -Handel	Einpreisung	Preisentwicklung*
Stahl	Wirtschaftsvereinigung Stahl	W	Stahl	101,57 Mio.	/	Nein	fallend
	Thyssen Krupp AG						
Raffinerie	Mineralölwirtschaftsverband e.V.	E/W	Öl	73,32 Mio.	gering	Nein	stark alternierend
	Shell Deutschland						
	Deutsche BP						
	Total Deutschland						
Zement	Bundesverband Zementindustrie	R	Zement	71,19 Mio.	gering	Nein	stabil bis
	HeidelbergCement						marginal steigend
Kalk	Verband der Kalkindustrie	R	Kalk	25,6 Mio.	gering	Nein	stabil bis
	Rheinkalk GmbH		Dolomit				marginal steigend
Zucker	Verein der Zuckerindustrie	R	Zucker	27,96 Mio.*	gering	Nein	stabil
	Südzucker	N	Glukose				(EU-Interventionspreis)
Papier /	Verband Papierfabriken	E	Papier	15,04 Mio.	gering	Nein	stabil
Zellstoff	Zellstoff Stendal	W	Zellstoff	4,35 Mio.			
	UPM						
Glas	Bundesverband der Glasindustrie	E	Flachglas	13,96 Mio.	/	Nein	stabil bis fallend
	Saint-Gobain Glass						
Keramik	AG Keramische Industrie	W	Keramik	7,55 Mio.	gering	Nein	stabil bis
	Villeroy & Boch		Sanitärkeramik				marginal steigend

LEGENDE: W = weltweit

N = national

* Preisentwicklung 2005

E = europaweit

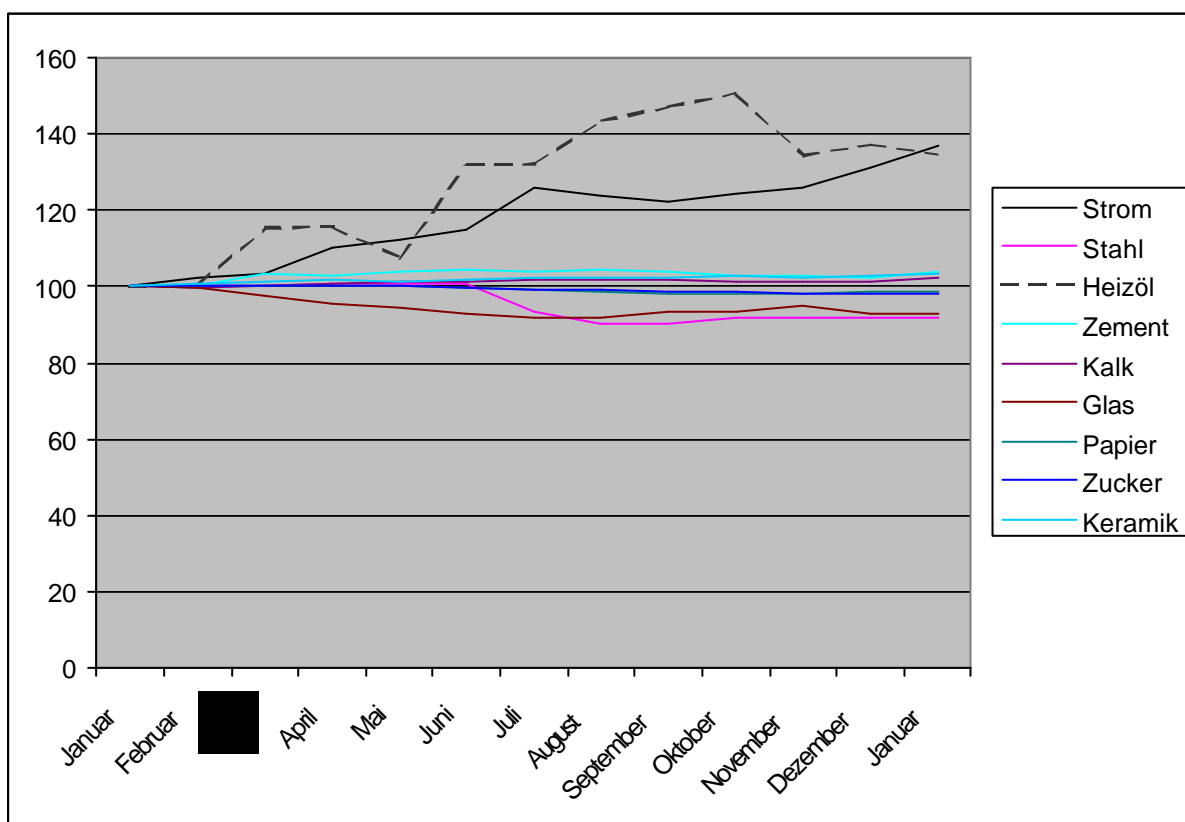
R = regional

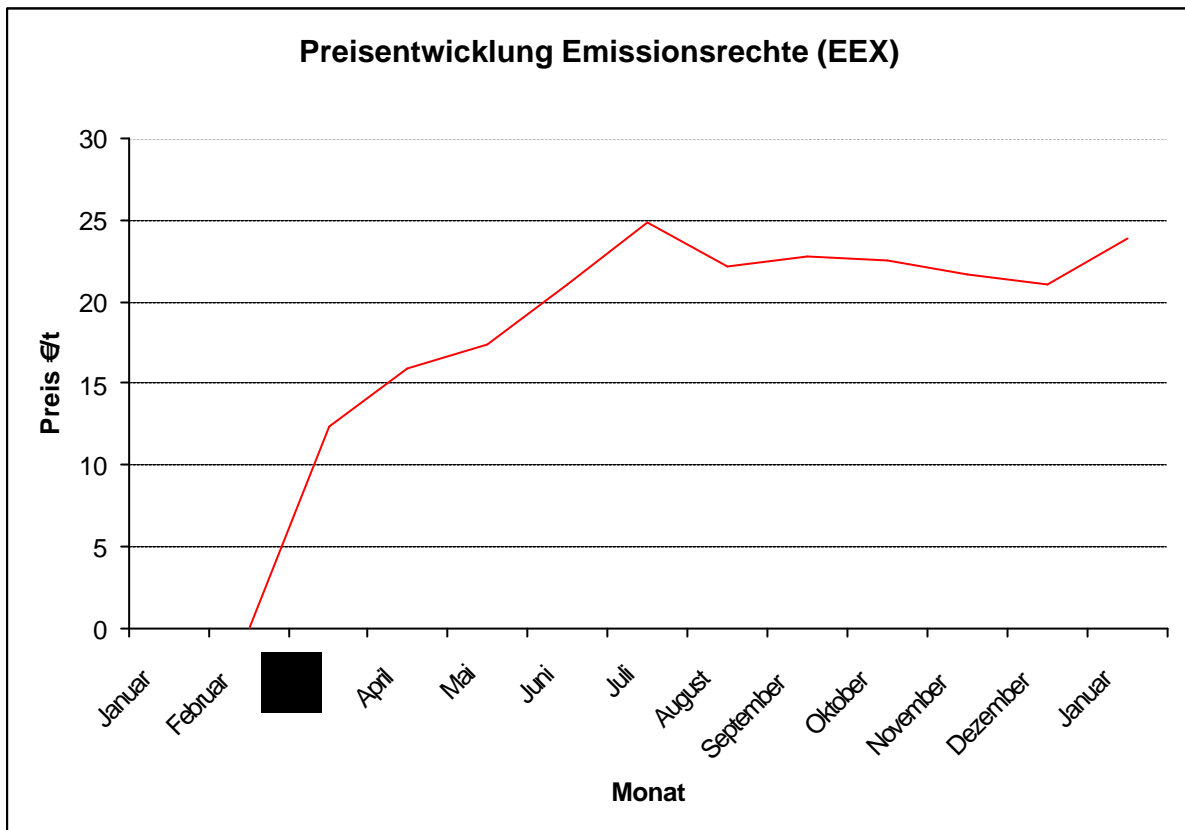
* Zucker inkl. Kalk

Preisentwicklung der Produkte im Jahr 2005

2005	CO ₂ /t/€	Strom	Stahl	Heizöl	Zement	Kalk	Glas	Papier	Zucker	Keramik
Januar	0	109,6	163,3	33,6	88,9	107,2	90,4	94,7	101,1	104,9
Februar	0	112,3	163,3	33,69	89,1	107	89,9	94,9	101,1	105,5
März	12,3	113,4	163,3	38,75	91,9	107,5	88	94,8	101,2	106,3
April	15,9	120,8	164,6	38,85	91,6	108,1	86,4	94,9	101,2	106,5
Mai	17,4	122,9	164,5	36,13	92,4	108,4	85,2	94,7	101,2	106,4
Juni	21	126,2	164,5	44,34	92,9	108,3	84,1	94,4	100,5	106,9
Juli	24,8	138,2	152,2	44,38	92,5	109	83,1	93,8	100,2	107,2
August	22,1	135,6	147,5	48,16	92,6	109	83	93,2	100	107,2
September	22,7	133,7	147,5	49,38	92,5	108,9	84,4	92,9	99,9	107,3
Oktober	22,5	136,4	150,1	50,6	91,5	108,7	84,5	93	99,7	107,6
November	21,7	138	150,1	45,11	91,6	108,5	86	93	99,3	107,3
Dezember	21,1	143,5	150,1	46,08	90,7	108,5	84	93,2	99,1	108
Januar	23,9	150,3	150,1	45,21	92,4	109,7	83,8	93,6	99,3	108,4

Quelle: Fachserie 17, Reihe 2, Preise und Preisindizes für gewerbliche Produkte - Erzeugerpreise -, Statistisches Bundesamt





Eine durch die Generaldirektion Umwelt in Auftrag gegebene und von McKinsey & Company und Ecofys durchgeführte Untersuchung "Review of EU Emissions Trading Scheme", kommt hingegen 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 mehr als 70 % der befragten Unternehmen, den Marktwert der CO₂-Zertifikate künftig in ihre Produkte einzupreisen.

V. Auskunftsbeschluss an die Verbundunternehmen

Durch Beschluss vom 2. Dezember 2005 wurden die von dem Verfahren Betroffenen, E.ON und die RWE, um Auskunft zu fünf Fragenkomplexen gebeten (**Anlage**). Die Fragenkomplexe betrafen die Zuteilung von Emissionsberechtigungen, die Vermeidung von Emissionen und das Management von Emissionsberechtigungen, den Handel mit Emissionsberechtigungen, die kostenmä-

ßige und buchhalterische Behandlung der Emissionsberechtigungen, die tatsächlich entstehenden Kosten sowie die anlagenbezogene Ermittlung der zusätzlich erzielten Erträge sowie die Preisanpassung in laufenden Verträgen.

Die Verbundunternehmen EnBW und Vattenfall Europe wurden im Dezember 2005 ebenfalls von der Beschlussabteilung gebeten, den Fragenkatalog zu beantworten, auch wenn sie nicht Betroffene des Verfahrens sind.

Die Antworten auf die Fragen in dem Auskunftsbeschluss stellen in ihren wesentlichen Inhalten Geschäftsgeheimnisse der Verbundunternehmen dar. Erst eine Auswertung der Antworten erlaubt eine Darstellung in allgemeiner und anonymer Form. Vorrangig werden bei der Auswertung folgende Aspekte thematisiert:

- Ermittlung der gesamten eingepreisten Opportunitätskosten im Jahr 2005
- Ermittlung der typischen Kosten des Grenzkostenkraftwerks
- Ermittlung der durchschnittlichen Gesamtkosten der einzelnen Kraftwerksarten
- Ermittlung der durchschnittlichen Gesamtkosten des Kraftwerksparks der Verbundunternehmen
- Erhöhung der variablen Kosten bei den Kraftwerksarten durch die Opportunitätskostenberücksichtigung.

Aufgrund des erheblichen Umfangs der erhobenen Daten nimmt die Auswertung allerdings noch einige Zeit in Anspruch.

VI. Behandlung in anderen EU-Staaten

Eine Studie der ECN ("CO₂ price dynamics", September 2005) , die für das holländische Wirtschaftsministerium angefertigt wurde, kommt zu dem Ergebnis, dass die kostenlose Zuteilung der Emissionsberechtigungen wegen der

dadurch entstehenden „windfall profits“ äußerst problematisch ist und empfiehlt als Lösungsmöglichkeit die Auktionierung der Emissionsrechte.

Die dänische Wettbewerbsbehörde hat am 30. November 2005 eine Missbrauchsentscheidung gegen Elsam A/S wegen Preishöhenmissbrauchs erlassen²⁷. Die Entscheidung betrifft Angebotspreise auf dem Spotmarkt an der Strombörse Nord Pool während 900 Stunden in der Zeit vom 1. Juli 2003 bis 31. Dezember 2004. Das Beschwerdeverfahren läuft noch. Darüber hinaus untersucht die dänische Wettbewerbsbehörde ebenfalls die Einpreisung von Emissionsberechtigungen in den Strompreis.

Die schwedische Energieaufsichtsbehörde hat in ihrem kürzlich erschienenen Bericht festgestellt, dass auch in Schweden die Strompreise sich nach den Brennstoffkosten und den CO₂-Emissionskosten des Grenzkostenkraftwerks richten. Obwohl die schwedische Stromerzeugung in der Grundlast weitgehend auf (CO₂-emission-freier) Wasserkraft und Kernkraft beruhen, würden die Strompreise durch den Kohlepreis und die CO₂-Emissionskosten eines Kohlekraftwerks bestimmt. Nach Überzeugung der schwedischen Stromaufsichtsbehörde ist diese Entwicklung auf die Mechanismen des Marktes und nicht etwa auf fehlenden Wettbewerb zurückzuführen²⁸.

²⁷ <http://www.ks.dk/english/competition/national/2005/elsam/>.

²⁸ Swedish Energy Agency, Price trends for electricity and emission rights, as well as for international fuel markets, 11.01.2006, Quelle: www.stem.se.

D. Kartellrechtliche Einordnung

Die Beschwerdeführer werfen den vier Verbundunternehmen vor, den Großhandelsmarkt und die ihm nachgelagerten Marktstufen zu beherrschen, auf denen Industriekunden und Weiterverteiler Strom nachfragen, und diese Stellung unter Verstoß gegen Kartellrecht missbräuchlich auszunutzen. Der Missbrauch soll darin begründet sein, dass die vier Verbundunternehmen den Wert der ihnen unentgeltlich zugeteilten Emissionsberechtigungen in die von ihnen auf den relevanten Märkten für Stromlieferungen geforderten Entgelte einpreisen. Die Verbundunternehmen stellen nicht in Abrede, dass der Börsenwert der Emissionsberechtigungen zumindest mittelbar in ihren Strompreisen enthalten ist. Damit kommt es maßgeblich auf die kartellrechtliche Bewertung dieses Verhaltens an. Da die Beschlussabteilung in ständiger Praxis im Stromsektor von einem marktbeherrschenden Duopol, gebildet durch E.ON und RWE, ausgeht, wurde das Verfahren in Bezug auf diese Unternehmen eingeleitet (Marktverhältnisse und Duopolsituation werden nachfolgend unter I. näher dargestellt). Solchen marktbeherrschenden Unternehmen sind nach § 19 Abs. 1 GWB Verhaltensweisen verwehrt, die eine missbräuchliche Ausnutzung dieser Stellung darstellen. Ist die Marktbeherrschung, wie hier, auch auf einem wesentlichen Teil des Gemeinsamen Marktes gegeben, kommt des Weiteren Art. 82 EG in Betracht (zum Maßstab der Missbrauchsprüfung siehe unten II.).

I. Marktverhältnisse im Stromsektor

Das von den Beschwerdeführern im vorliegenden Verfahren beanstandete Verhalten wirkt sich auf den Stromvertrieb aus. Dessen gegenwärtige Marktverhältnisse lassen sich wie folgt zusammenfassen:

1. Nationale Strommarktabgrenzung

Die vorliegend relevanten Stromvertriebsmärkte sind maximal bundesweit abzugrenzen. Auch die Europäische Kommission hat im Rahmen ihrer Sektorun-

tersuchung²⁹ festgestellt, dass trotz der Bemühungen der Gemeinschaft, Barrieren zwischen den verschiedenen Märkten innerhalb der EU abzubauen, die räumlichen Märkte in der Regel nationale Märkte sind, die jedoch unterschiedlich groß ausfallen können. Wesentliche Faktoren, die für einen kleineren oder größeren Markt sprechen, sind beispielsweise die Systemauslegung, Überlastungen an bestimmten Stellen im Stromnetz, das Bestehen von Preiskorrelationen und Preisunterschieden, sowie Unterschiede bei Angebot und Nachfrage auf beiden Seiten einer überlasteten Stelle (insbesondere das Vorhandensein eines für die Bedarfsdeckung unentbehrlichen Betreibers).

Die Sektoruntersuchung ist auch zu dem Ergebnis gekommen, dass ursächlich für die mangelnde Strommarktintegration sind:

- unzureichende Verbindungsinfrastruktur zwischen nationalen Stromsystemen,
- unzureichende Anreize zur Verbesserung grenzüberschreitender Infrastruktur,
- ineffiziente Zuweisung bestehender Kapazitäten, und
- inkompatible Marktgestaltung (z.B. Unterschiede zwischen Mengenausgleichsregelungen, Nominierungsverfahren, unterschiedliche Öffnungszeiten der Strombörsen) bei den Übertragungssystembetreibern (TSOs) und/oder Spotmarktbetreibern.

2. Marktstrukturen

In ihrer Entscheidungspraxis geht die Beschlussabteilung von einem marktbeherrschenden Duopol auf den bundesweiten Strommärkten gebildet durch E.ON und RWE aus. E.ON und RWE sind dieser Auffassung entgegengetreten, beim Oberlandesgericht Düsseldorf ist diesbezüglich ein Beschwerdever-

²⁹ Vgl. Preliminary Report, http://europa.eu.int/comm/competition/antitrust/others/sector_inquiries/energy/#16022006.

fahren in Sachen "E.ON Mitte /Stadtwerke Eschwege" anhängig. Aufgrund eines Auflagenbeschlusses des Gerichts hat die Beschlussabteilung eine Marktdatenerhebung für die Jahre 2003 und 2004 im inländischen Stromsektor durchgeführt. Diese Erhebung hat zwar strukturelle Veränderungen auf den deutschen Strommärkten insbesondere auf der Ebene der Stadtwerke und im Stromhandel aufgezeigt. In dem durch Wirtschaftsverbände angeregten vorliegenden Missbrauchsverfahren steht jedoch das Vorgehen von E.ON und RWE und ihre Marktposition unmittelbar nach der Stromerzeugungsebene, also auf dem Markt für den erstmaligen Absatz des erzeugten Stroms im Vordergrund. Auf dieser Ebene weisen E.ON und RWE Kapazitätsanteile an der Gesamtstromproduktion von nahezu 60 % auf. Der Anteil aller vier Verbundunternehmen liegt zusammengenommen bei knapp 90 %. In den Preis des auf dieser Ebene angebotenen Stroms ist der Handelswert der unentgeltlich zugeordneten Emissionszertifikate einbezogen. Nachfrager nach Strom sind auf diesem Markt u. a. Großkunden wie sie die Mitgliedsunternehmen der beschwerdeführenden Verbände darstellen.

Die Europäische Kommission hat mit ihrer Sektoruntersuchung nach Art. 17 der VO Nr. 1/2003 im Jahr 2005 ebenfalls eine zeitnahe Erfassung der Marktstrukturen auf den jeweiligen nationalen Energiemärkten getätigt. Die Ergebnisse für die jeweiligen nationalen Strommärkte bestätigen das Bundeskartellamt in seiner Einschätzung, dass die nationalen Strommärkte – vor allem auf der Erzeuger- und Verteilebene – im Sinne einer oligopolistischen Marktstruktur hoch konzentriert sind sowie dass die Marktstufen und Wege zum Endverbraucher auf diese Weise von wenigen Anbietern dominiert und beeinflusst werden. Die Europäische Kommission hat erste Ergebnisse ihrer Sektoruntersuchung am 16. Februar 2006 in einem Preliminary Report veröffentlicht³⁰. Wesentliche Ergebnisse sind:

- a) Die hohe Konzentration auf nationalen Strommärkten, sei es im Hinblick auf Stromerzeugungsanlagen oder im Hinblick auf Produkte an Handelsbörsen, lasse die Gefahr einer Marktbeeinflussung durch Ausübung von Marktmacht entstehen.

³⁰ http://europa.eu.int/comm/competition/antitrust/others/sector_inquiries/energy/#16022006.

- b) Vermutet wird auch, dass die hohe Konzentration und die damit verbundene Marktmacht im Bereich der Stromerzeugung dazu beitrage, dass mit der gezielten Rücknahme bzw. dem gezielten Einsatz von Stromerzeugungskapazitäten Börsenpreise für Strom maßgeblich beeinflusst werden.

In dem Preliminary Report heißt es speziell zu den Preisbildungsspielräumen im Stromsektor:

"Die meisten Großhandelsmärkte sind nationale Märkte mit einem hohen Konzentrationsgrad bei der Stromerzeugung, wodurch die Gefahr einer Marktbeeinflussung entsteht. Verkäufe auf den Spotmärkten spiegeln im Allgemeinen dieses Konzentrationsniveau wider; Verkäufe auf den Terminmärkten zeigen dagegen in der Regel ein niedrigeres Konzentrationsniveau. Marktmacht auf den Strommärkten sollte jedoch nicht allein auf der Grundlage von Marktanteilen eingeschätzt werden. Eine Analyse des Handels an den Strombörsen zeigt, dass Stromerzeuger an einigen Börsen Spielraum für Preissteigerungen haben. Im Rahmen der Untersuchung haben viele Kunden diesbezüglich ebenfalls Bedenken geäußert. Eine Analyse der Stromerzeugungsportfolios zeigt auch, dass die großen Stromerzeuger durch eine Rücknahme an Kapazitäten Preissteigerungen erzeugen können. Weitere Auswertungen sind erforderlich um festzustellen, ob einige Akteure diese Preissteigerungsmöglichkeiten in unzulässiger Weise genutzt haben.

Ein besonderes Merkmal der Stromerzeugung ist die Tatsache, dass Strom unter Verwendung sehr vielfältiger Technologien und auf der Basis von verschiedenen Brennstoffen (Nuklearenergie, Hydroenergie, Kohle, Gas, erneuerbare Energien etc.) erzeugt werden kann. Kostenstrukturen haben bedeutende Auswirkungen auf die Preisbildung auf kurzfristigen Strommärkten (Konzept eines preisvorgebenden "marginal plant"). Der Preisbildungsmechanismus macht die Strommärkte auch anfällig für eine Marktbeeinflussung durch Ausübung von Marktmacht, sei es durch die Rücknahme von Erzeugungskapazität oder durch die Festsetzung von Preisen über dem Wettbewerbsniveau zu Zeiten, in denen der Erzeuger für die Bedarfsdeckung unentbehrlich ist.

Viele Marktteilnehmer beklagen Preisverzerrungen, die in direktem Zusammenhang mit dem Konzentrationsgrad bei der Stromerzeugung stehen. Häufig wird dabei angeführt, dass Stromerzeuger aufgrund der Beschaffenheit von Strom die Möglichkeit haben, Einfluss auf die Strompreise zu nehmen, nämlich aufgrund der Tatsache, dass Strom nicht gelagert werden kann, dass die Nachfrage nicht elastisch ist, aufgrund des breiten Kostenspektrums bei der Produktion und aufgrund von Preisen, die den Höchstangeboten auf den Strombörsen entsprechen. Laut der Marktteilnehmer gibt es zwei Möglichkeiten für Stromerzeuger, Preise zu beeinflussen, entweder

durch Rücknahme der Kapazitäten (wodurch Marktteilnehmer gezwungen werden können, auf teurere Versorgungsquellen zurückzugreifen) oder

durch das Durchsetzen hoher Preise wenn ihnen bekannt ist, dass sie

für die Bedarfsdeckung unentbehrlich sind.

Im ersten Fall bringt die Kapazitätsrücknahme Gewinne, wenn der erhöhte Gewinn, der mit den verbleibenden verkauften Stromkapazitäten erzielt wird, den „Verlust“ an nicht erzeugtem Strom übersteigt. Hohe Kapazitätsbestände (insbesondere hohe Stromerzeugungskapazitäten mit niedrigen Grenzkosten) können einen solchen Effekt haben, da der aus der Kapazitätsrücknahme resultierende höhere Preis durch erhebliche zusätzliche Gewinne aus den Stromerzeugungsanlagen mehr als kompensiert wird. Eine Einschätzung der Konzentration von Stromerzeugungsanlagen hilft daher bei der Feststellung, inwieweit Raum für eine solche gewinnbringende Kapazitätsrücknahme besteht.

Im zweiten Fall ist es möglich, Preise auch bei relativ geringen Beständen anzuheben („überhöhte Preise“), weil die Struktur der Stromerzeugungsanlagen und die Unverzichtbarkeit gewisser Anlagen für die Bedarfsdeckung in einigen Bereichen der Leistungskurve dies ermöglichen. Je höher die Konzentration in den entsprechenden Teilen der betroffenen Leistungskurve, desto größer ist der Spielraum für eine Preisbeeinflussung."

3. Anbieterverhalten gegenüber Großindustriekunden

Nach dem Vortrag der stromnachfragenden Großindustrie würden sämtliche Angebote der Versorger auf Basis der EEX-Börsenpreise kalkuliert. Die Versorgungsunternehmen würden nicht bestreiten, dass die angebotenen Preise in keinem Bezug zu den Erzeugungskosten stehen und diese weit übertreffen. So hätten die durchschnittlichen Erzeugungskosten (einschließlich Kapitalkosten) für 80 % der Stromerzeugung nach Angaben der RWE in 2005 circa 24 €/MWh betragen³¹. Diese erhebliche Diskrepanz zwischen Börsenpreis und Erzeugungskosten würde seitens der Versorgungsunternehmen unter Hinweis auf die ohnehin an der Börse bestehenden Absatzmöglichkeiten abgetan. Die Versorgungsunternehmen argumentierten dahingehend, dass der Börsenpreis jeweils durch das letzte ans Netz gehende Kraftwerk bestimmt würde. Dadurch würden die gesamten Absatzmengen zum Preis des Kraftwerkes verkauft werden, welches die höchsten Produktionskosten habe.

Mit der Einrichtung der Strombörse, so ebenfalls der Vortrag der stromnachfragenden Großindustrie, hätten die Vertriebsaktivitäten der Versorgungsunternehmen spürbar nachgelassen. In der Folge seien die Nachfrager gezwun-

³¹ RWE baseload mix, Braunkohle, Kernkraft, vgl. RWE, Facts & Figures 2005, S. 122:
http://www1.rwecom.geber.at/factbook/en/servicepages/downloads/files/complete_rwe_fact.pdf.

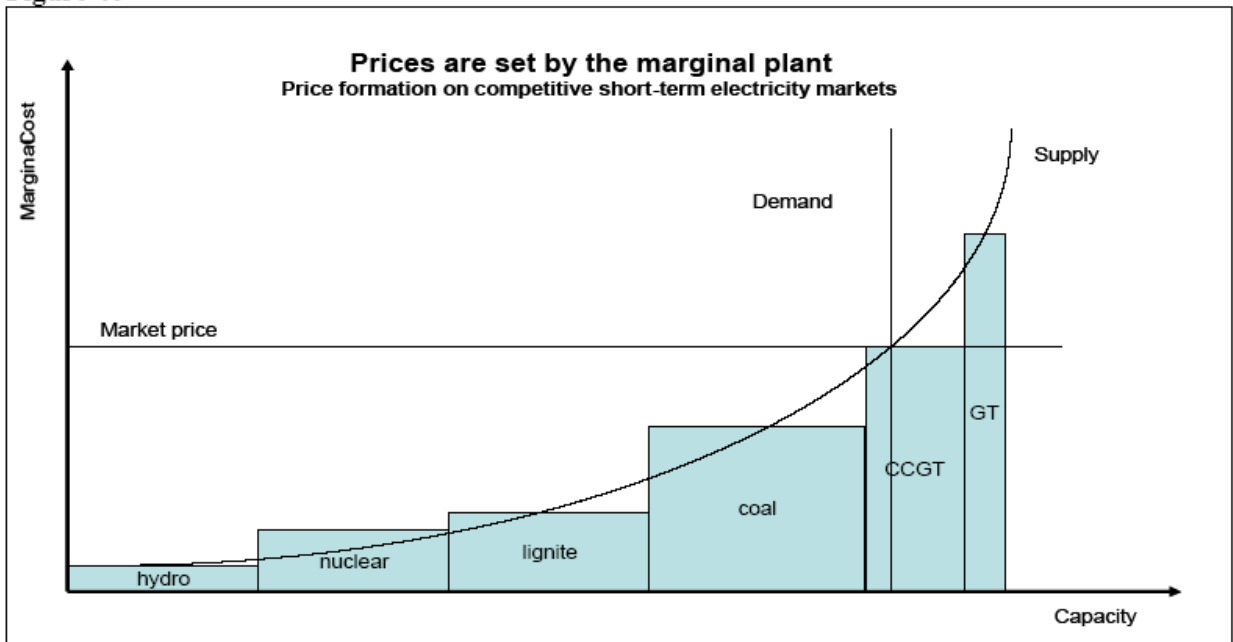
gen, sich nachhaltig um den Abschluss bilateraler Verträge zu bemühen. Vollversorgungsverträge seien nur um den Preis zusätzlicher und deutlicher Risikoprämien zu erhalten. Die Versorger hätten in erster Linie ein Interesse am Absatz ihrer "Portfolio-Produkte". Auch Vertragsverlängerungen würden nur zu EEX-basierten Preisgestaltungen angeboten; ansonsten würde auf die Einkaufsmöglichkeit an der EEX verwiesen.

4. Preisbildung auf den Strommärkten

Zur Erzeugung von Strom setzen die Energieversorgungsunternehmen Stromerzeugungsanlagen mit unterschiedlichen Brennstoffen und Technologien (im wesentlichen Wasserkraft-, Atomkraft-, Braunkohle-, Steinkohle- und Gaskraftwerke) ein, die unterschiedliche Erzeugungskosten je produzierter Strom-einheit aufweisen. Die Erzeugungskapazitäten werden abhängig von der Stromnachfrage in der Reihenfolge der Höhe ihrer Grenzkosten eingesetzt (merit order). Auf den kurzfristig agierenden Strommärkten bestimmt somit das jeweilige Grenzkostenkraftwerk, das die letzte nachgefragte Strommenge abdeckt, die Preisbildung. Werden die variablen Kosten des Grenzkostenkraftwerks durch die Einpreisung von CO₂-Emissionswerten erhöht, steigt dementsprechend der Angebotspreis an den Strombörsen³² oder im OTC-Geschäft. Durch diese Grenzkostenpreisbildung partizipieren alle erzeugten Strommengen von dem erhöhten Preisbildungsniveau. Die unten stehenden Grafiken aus der Sektoruntersuchung der EU-Kommission (ohne CO₂-Kosten) und von RWE veranschaulichen die Preisbildung.

³² Derzeitiger EEX-Baseload-Preis Cal 07 = 57,00 €/MWh.

Figure 40



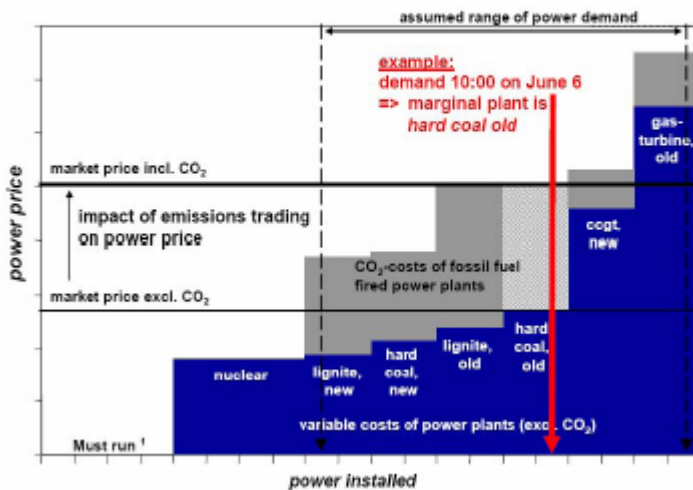
Source: Energy Sector Inquiry 2005/2006

Note: This graph is only an abstract representation. It does not necessarily reflect actual cost relations between different types of generation and equally does not include the value of CO₂ allowances

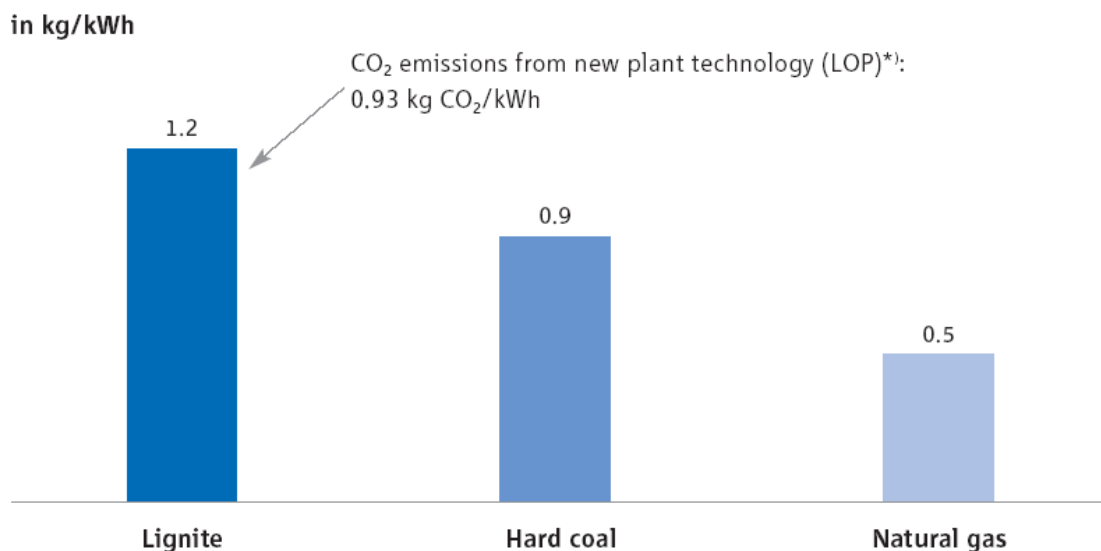
The price drivers (3): emissions trading



Theoretical power pricing with and without emissions trading



Power Generation in Germany: CO₂ Emissions per Plant Type



*) Lignite-optimized plant.

Neben den OTC-Stromlieferverträgen, die sich auf die Preisstellung an der EEX-Strombörse beziehen - und damit eine Einpreisung der Opportunitätskosten des Emissionshandels vornehmen - gibt es Stromlieferverträge im Großindustriebereich, die explizit eine CO₂-Anpassungsklausel enthalten. Daneben wurden in der chemischen Industrie Stromlieferverträge vor der Einführung des Emissionshandels geschlossen, aus denen in 2005 keine Preisaufläge aus Opportunitätskosten resultierten. Des Weiteren deckt die DB Energie den größten Teil ihrer Beschaffungsportfolios durch kohleindizierte Kraftwerksverträge ab. Die kostenlos zugewiesenen CO₂-Zertifikate werden ihr durch den Betreiber anteilig zugewiesen und mit einem Wert von 0 Euro/t angesetzt. Opportunitäten, die ggf. durch Veräußerungen der Zertifikate am Handelsmarkt zu erwirtschaften wären, werden gegenüber DB Energie nicht eingepreist; lediglich die tatsächlich zusätzlich benötigten und zugekauften Zertifikate werden ihr zu den tatsächlichen Kosten in Rechnung gestellt.

II. Maßstab der Missbrauchsprüfung

Ein Missbrauch im Sinne von § 19 GWB und Artikel 82 EG setzt voraus, dass die von dem Verfahren Betroffenen ihre Stellung ausnutzen und sich damit Vorteile verschaffen, die sie bei wirksamem Wettbewerb nicht erhalten hätten. Speziell die Vorschrift des § 19 GWB enthält in Abs. 4 zunächst Regelbeispiele für ein missbräuchliches Verhalten, wovon vorliegend der so genannte Preishöhenmissbrauch der Nr. 2 in Betracht kommt. Daneben kann aber auch auf die Generalklausel des Abs. 1 zurückgegriffen werden, die ebenfalls die Marktgegenseite vor Ausbeutung durch marktbeherrschende Unternehmen schützen will³³. Maßstab für die kartellrechtliche Prüfung sind insoweit die Verhältnisse, wie sie sich mit hoher Wahrscheinlichkeit bei wirksamem Wettbewerb dargestellt hätten. Der wirksame Wettbewerb ist in Missbrauchsfällen stets nur ein hypothetischer Maßstab. Als Vergleichsmaßstab werden daher üblicherweise die Verhaltensweisen von Unternehmen auf vergleichbaren Märkten mit wirksamem Wettbewerb berücksichtigt, wie es für das Regelbeispiel des § 19 Abs. 4 Nr. 2 GWB auch ausdrücklich im Gesetz genannt ist. In der Rechtssache „United Brands“ hat der Europäische Gerichtshof eine weitere Methode zur Anwendung gebracht. Er hat die Missbräuchlichkeit eines überhöhten Preises daran gemessen, ob er noch in einem angemessenen Verhältnis zum wirtschaftlichen Wert der erbrachten Leistung steht³⁴.

1. Vergleichsmarktkonzept

Nach gegenwärtiger Einschätzung der Beschlussabteilung kommen die Stromgroßhandelsmärkte anderer Mitgliedsstaaten der EU als Vergleichsmärkte nicht ohne weiteres in Betracht. Zwar sind diese Strommärkte in vergleichbarer Weise wie die deutschen vom Emissionshandel betroffen, doch herrscht dort – wie dem Preliminary Report der Europäischen Kommission zu entnehmen ist – weitgehend kein wirksamer Wettbewerb³⁵.

³³ Vgl. *Schultz* in Langen/Bunte, Kommentar zum deutschen und europäischen Kartellrecht, 9. Aufl., § 19 Rdnr. 92.

³⁴ Vgl. EuGH, Urt. v. 14.02.1987, Rs. C-27/76, Randziffer 250.

³⁵ Vgl. Europäische Kommission, Preliminary Report Executive Summary, Seite 4.

Es liegt aus diesem Grund näher, das Verhalten der Unternehmen in den anderen vom Emissionshandel betroffenen Branchen zu betrachten. Nach den Ermittlungen der Beschlussabteilung³⁶ scheitert eine Einpreisung der Emissionsberechtigung in allen anderen vom Emissionshandel betroffenen Branchen an den dort herrschenden Wettbewerbsverhältnissen. Auch herrscht dort überwiegend wirksamer Wettbewerb. Zwar lassen sich die Wettbewerbsverhältnisse verschiedener Branchen im Grundsatz nur schwer vergleichen. Eine strukturelle Vergleichbarkeit besteht jedoch im Hinblick auf die Teilnahme am Emissionshandel und die Frage der Einpreisung von Emissionsberechtigungen.

Die Generaldirektion Umwelt der Europäischen Kommission hat zusammen mit den Beratungsgesellschaften McKinsey & Company und Ecofys eine internet-basierte Umfrage (Review of EU Emissions Trading Scheme) in den 25 Mitgliedstaaten der Europäischen Union (also nicht nur in Deutschland) durchgeführt und Untersuchungsergebnisse vorab auszugsweise veröffentlicht³⁷. Danach gelangt die Studie zu differenzierteren Ergebnissen, was die Einpreisung von Emissionsberechtigungen angeht.³⁸ Allerdings steht dem Bundeskartellamt die Datenbasis dieser Umfrage nicht zur Verfügung. Es ist auch nicht bekannt, ob und welche deutschen Unternehmen im Rahmen der Untersuchung befragt wurden.

2. Vergleich der Erlöse mit und ohne Emissionshandel

In Ermangelung von vergleichbaren Strommärkten mit wirksamem Wettbewerb könnte man an eine Betrachtung der Kosten- und Erlössituation der vom Emissionshandel betroffenen Unternehmen als Maßstab denken. Bei diesem Test kommt es entsprechend der Entscheidung "United Brands" des Europäischen Gerichtshofs zunächst darauf an, ob ein übertriebenes Verhältnis zwi-

³⁶ Siehe hierzu oben C. IV.

³⁷ http://europa.eu.int/comm/environment/climat/pdf/highlights_ets_en.pdf

³⁸ Siehe hierzu oben C. IV.

schen den tatsächlich entstandenen Kosten und dem tatsächlich verlangten Preis besteht³⁹.

Seit der Einführung des Emissionshandels hat es für die daran teilnehmenden Anlagen einen Preis, Kohlendioxid zu emittieren.⁴⁰ Obwohl der Emissionshandel insofern einen neuen Kostenfaktor einführt, verhält er sich für die daran teilnehmenden Anlagenbetreiber weitgehend kostenneutral. Zwar müssen die Anlagenbetreiber für die von ihnen verursachten Emissionen eine entsprechende Anzahl werthaltiger Emissionsberechtigungen abgeben. Allerdings wurde ihnen der ganz überwiegende Teil ihres Bedarfs an Emissionsberechtigungen zuvor unentgeltlich zugeteilt. Eine Unterausstattung an Berechtigungen muss der betroffene Anlagenbetreiber entweder durch Zukauf oder durch Vermeidung entsprechender Emissionen ausgleichen. Beides verursacht zusätzliche Kosten. Bei einer Überausstattung mit Berechtigungen kommt es umgekehrt zu einer realen Kostenentlastung des Anlagenbetreibers.

In jedem Fall bleibt auch bei einem übertriebenen Verhältnis die sich daran anschließende Frage entscheidend, ob der geforderte Preis noch in einem angemessenen Verhältnis zum wirtschaftlichen Wert der angebotenen Leistung steht⁴¹.

3. Bedeutung der betriebswirtschaftlichen Behandlung

Aus Sicht der ökonomischen Theorie erscheint die Sache klar: Soweit die im Bestand vorhandenen Emissionsberechtigungen einem Produzenten die Möglichkeit (Opportunität) zu einem alternativen Verhalten eröffnet (Verkauf statt Einsatz zur Produktion), würden alle betriebswirtschaftlich handelnden Unternehmen die daraus resultierenden Opportunitätskosten (der Nutzen, der ihnen entgeht, weil man die einmal für die Produktion eingesetzte Emissionsberechtigung nicht mehr verkaufen kann) insbesondere auch dann als Teil ihrer

³⁹ EuGH, Urt. v. 14.02.1987, Rs. C-27/76, Randziffer 251 f.

⁴⁰ Siehe hierzu im Einzelnen oben B. I.

⁴¹ Vgl. auch EuGH, Urt. v. 14.02.1987, Rs. G27/76, Randziffer 250 „*United Brands*“, siehe auch Entscheidung der Europäischen Kommission v. 27.07.2004 in Sachen COMP/A.36.570/D3, Randziffer 80 ff. „*Sundbusserne v Port of Helsingborg*“.

Grenzkosten betrachten, wenn zwischen ihnen wirksamer Wettbewerb herrschte. Die Opportunitätskosten entstehen bei betriebswirtschaftlicher Sichtweise unabhängig davon, ob die Emissionsberechtigungen kostenlos zugeteilt oder kostenpflichtig zugekauft wurden. Auch der Umstand, dass es sich nicht nur um einen, sondern um alle Marktteilnehmer handelt, denen ohne einen jeden Aufwand werthaltige Emissionsberechtigungen zugeteilt wurden, ändert nichts an diesem Ergebnis.

Bei der kartellrechtlichen Prüfung können sich aber Einschränkungen dahingehend ergeben, in welchem Umfang überhaupt Raum für Opportunitäten bleibt und in welchem Umfang diese Opportunitäten wegen möglicherweise entgegenstehender technischer und betriebswirtschaftlicher Faktoren tatsächlich genutzt werden können. Für den Bereich der Stromwirtschaft sind hier etwa zu nennen⁴²:

Berechtigungen, die nicht nach historischen Emissionen, sondern für einen vom Anlagenbetreiber angemeldeten Bedarf zugeteilt wurden, unterliegen einer nachträglichen Korrektur. Mit Entscheidung vom 7. Juli 2004 beanstandete allerdings die Europäische Kommission die im deutschen Allokationsplan für die erste Handelsperiode (NAP I) enthaltenen Ex-Post-Anpassungen. Im September 2004 erhob die Bundesrepublik Klage gegen diese Entscheidung. Die im Zuteilungsgesetz 2007 vorgesehenen Ex-Post-Anpassungen werden bis zu einer Entscheidung des Gerichts vorläufig nicht vollzogen.

Bei einer Zuteilung nach historischen Emissionen muss die Auslastung eines Kraftwerks mindestens 60 % des historischen Niveaus entsprechen. Bleibt das Produktionsniveau dahinter zurück, hat der Anlagenbetreiber nicht nur die den tatsächlichen Emissionen entsprechende Anzahl an Emissionsberechtigungen zurückzugeben, sondern darüber hinaus auch die wegen des Produktionsrückgangs nicht verbrauchten Berechtigungen.

Bestimmte Kraftwerke nehmen nicht am Emissionshandel teil, weil sie kein Kohlendioxid ausstoßen, insbesondere Laufwasser- und Atomkraftwerke. Ins-

⁴² Siehe hierzu auch oben B II.

gesamt sind knapp 40 % der gesamten deutschen Stromerzeugung frei von Emissionen.

4. Berücksichtigung normativer Vorgaben

Aus dem normativen Umfeld können drei gesetzgeberische Wertungen für die kartellrechtliche Beurteilung Bedeutung gewinnen: der Rechtscharakter der kostenlos zugeteilten Emissionsberechtigungen als Belastungsausgleich, der Versorgungsauftrag der Energieversorgungsunternehmen⁴³ und die Lenkungsziele des Emissionshandels. Speziell zu letzterem Gesichtspunkt ist zu sagen, dass die Hinweise aus der Entstehungsgeschichte der Vorschriften über den Emissionshandel nach erster Einschätzung der Beschlussabteilung nicht belegen, dass die Einpreisung der Opportunitätskosten ein explizites Lenkungsziel des Emissionshandelsrechts ist. Die Einpreisung als eine mögliche Folge des Emissionshandels ist im Verlauf der Normsetzungsverfahren kontrovers diskutiert worden^{44/45}.

⁴³ Vgl. § 2 Absatz 1 in Verbindung mit § 1 EnWG.

⁴⁴ http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/jahresbericht_uag_12.pdf.

⁴⁵ Vgl. den Bericht über den Energiegipfel im Bundeskanzleramt am 18. September 2003 auf: <http://www.heute.de/ZDFheute/inhalt/30/0.3672.2067582.00.html#top>.

Anlage

Fragen aus dem Auskunftsbeschluss vom 2. Dezember 2005:

1. Zuteilung von Emissionsberechtigungen

Zuteilung insgesamt

1.1. In welchem Umfang hat Ihr Konzern insgesamt Emissionsberechtigungen zugeteilt bekommen? Gliedern Sie auf:

- Zuteilungsbedarf
- Zuteilungsmenge
- Zuteilungsquote

1.2. In welchem Umfang haben Kraftwerke Ihres Konzerns Emissionsberechtigungen für die Stromerzeugung zugeteilt bekommen? Gliedern Sie auf:

- Zuteilungsbedarf
- Zuteilungsmenge
- Zuteilungsquote

In welchem Umfang haben Sie darüber hinaus Zugriff auf Emissionsberechtigungen von Gemeinschaftsanlagen, die nicht Ihrem Konzern zuzurechnen sind?

Zum Konzern gehörende Strom erzeugende Anlagen

1.3. Nennen Sie unter Angabe des Aktenzeichens der Deutschen Emissionshandelsstelle (DEHSt) die in Deutschland befindlichen Strom erzeugenden Anlagen Ihres Konzerns. Geben Sie unter Verwendung der als **Anlage 2** beigefügten Tabelle für jede dieser Anlagen an:

- Aktenzeichen (DEHSt)

- Betreibername
- Anlagenname
- Primärenergieträger
- Zuteilungsregel(n) gemäß ZuG 2007
- Zuteilungsbedarf
- Zuteilungsmenge
- Zuteilungsquote

1.4. In welchen Umfang hat ihr Konzern Emissionsberechtigungen nach der Optionsregel (§ 7 Absatz 12 und § 8 Absatz 6 ZuG 2007) zugeteilt bekommen? Wie viele davon entfallen jeweils auf die Stromerzeugung? Geben Sie für jede betroffene Anlage an:

- Kapazität
- Durchschnittliche jährliche Produktionsmenge in der relevanten Basisperiode
- Produktionsprognose

1.5. In welchem Umfang hat ihr Konzern jeweils Emissionsberechtigungen gemäß

- § 12 ZuG 2007
- § 13 ZuG 2007
- § 14 ZuG 2007
- § 15 ZuG 2007

zugeteilt bekommen? Wie viele davon entfallen jeweils auf die Stromerzeugung?

1.6. Ist eine Einstellung des Betriebes bestimmter Anlagen gemäß §§ 9 und 10 ZuG 2007 erfolgt oder im Verlauf der Zuteilungsperiode geplant? Wie und in welchem Umfang profitiert Ihr Konzern dabei von § 9 Absatz 1 Satz 1, 2. HS, § 9 Absatz 4 sowie § 10 ZuG 2007? Wie viele zusätzliche Emissionsberechtigungen resultieren daraus? Wie viele davon entfallen jeweils auf die Stromerzeugung?

Gemeinschaftsanlagen im Übrigen

1.7. An welchen Strom erzeugenden Anlagenbetreibern, denen Emissionsberechtigungen zugeteilt wurden, ist Ihr Konzern im Übrigen beteiligt? Geben Sie für die betroffenen Anlagen an:

- Aktenzeichen (DEHSt)
- Betreibername
- Anlagenname
- Anteil der Beteiligung Ihres Konzerns an der Betreibergesellschaft

1.8. Wie werden die den Gemeinschaftsanlagen im Einzelnen zugeteilten Emissionsberechtigungen durch Ihren Konzern behandelt?

2. Vermeidung von Emissionen und Management von Emissionsberechtigungen

2.1. Welche Möglichkeiten zur Vermeidung relevanter Emissionen und zum optimalen Einsatz von Emissionsberechtigungen hat ihr Konzern mit Blick auf den Emissionshandel identifiziert?

- kurzfristig (mit Wirkung noch innerhalb des ersten Zuteilungszeitraums)
- mittelfristig (mit Wirkung noch innerhalb des zweiten Zuteilungszeitraums)
- langfristig

2.2. Wie gehen Sie vor dem Hintergrund der Vermeidungsmöglichkeiten konkret mit der Knappheit an Emissionsberechtigungen um? Erläutern Sie im Einzelnen Ihre strategische Herangehensweise, insbesondere im Hinblick auf Ihren Kraftwerkspark, Investitionen in neue oder bestehende Anlagen, strategische Antragstellung (Gebrauch der Optionsregel), die drohende nachträgliche Kürzung der Zuteilung bei Unterauslastung (§ 7 Absatz 9, § 8 Absatz 4 und § 11 Absatz 5 ZuG 2007), die Fahrweise Ihrer Kraftwerke, den Brennstoffeinsatz und die Rangfolge beim Kraftwerkeinsatz.

2.3. Welche Vermeidungsmöglichkeiten haben Sie bereits realisiert oder werden Sie innerhalb der Zuteilungsperiode noch realisieren? Wie wirkt sich das konkret auf die Knappheit an Emissionsberechtigungen aus?

2.4. Erläutern Sie im Einzelnen, wie Sie die Emissionsberechtigungen verwalten und welche strategischen Überlegungen dem Management der Emissionsberechtigungen zu Grunde liegen.

2.5. In welchem Umfang haben Sie im Vergleich von 2004 zu 2005 (unter Nennung der Aktenzeichen der DEHSt der betroffenen Kraftwerke) unter strategischen Gesichtspunkten

punkten mit Blick auf den Emissionshandel den Auslastungsgrad bestimmter besonders emissionsträchtiger Kraftwerke verringert und den Auslastungsgrad weniger emissionsträchtiger Kraftwerke entsprechend erhöht?

- 2.6. Wie hoch werden Ihre jährlichen Vermeidungskosten in dem ersten Zuteilungszeitraum sein? Geben Sie im Einzelnen an, aus welchen Faktoren sich diese Vermeidungskosten zusammensetzen und welchen Anteil diese Faktoren jeweils an den Vermeidungskosten haben.
- 2.7. In welchem Umfang planen Sie, von der Möglichkeit Gebrauch zu machen, die Abgabepflicht nach § 6 Abs. 1a TEHG durch die Abgabe von zertifizierten Emissionsreduktionen aus CDM-Projektaktivitäten zu erfüllen?
- 2.8. Wie hoch ist Ihr jährlicher Bedarf an zuzukaufenden Emissionsberechtigungen? Bilden Sie jährliche Rückstellungen für eine etwaige Unterdeckung?

3. Handel mit Emissionsberechtigungen

- 3.1. In welchem Umfang hat Ihr Konzern von Juli 2004 bis einschließlich Dezember 2005 (unmittelbar oder mittelbar) insgesamt mit Emissionsberechtigungen und Derivaten von Emissionsberechtigungen gehandelt? Geben Sie an:
 - Anzahl der Transaktionen
 - Anzahl verkauften Emissionsberechtigungen / Derivate
 - Anzahl der gekauften Emissionsberechtigungen / Derivate
 - Verkaufserlöse
 - Kosten des Zukaufs
- 3.2. Welche Handelspartner standen sich unter Angabe des Zeitpunkts jeweils auf der Einkaufs- und der Verkaufsseite bei welcher Art von Geschäft mit welchen Handelsvolumina und zu welchen Preisen gegenüber?
- 3.3. In welchem Umfang arbeiten sie beim Handel mit Emissionsberechtigungen und Derivaten von Emissionsberechtigungen mit Banken und Brokern zusammen? Zu welchem Zweck?

- 3.4. In welchem Umfang hat Ihr Konzern insgesamt Emissionsberechtigungen verkauft? Welche Erlöse wurden mit dem Verkauf von Emissionsberechtigungen erzielt? In welchem Umfang und in welchen Fällen war der Verkauf dadurch bedingt, dass sich die Grenzkosten der Stromerzeugung nicht am Markt erzielen ließen? Welches betriebswirtschaftliche Kalkül lag diesen Fällen jeweils im Einzelnen zu Grunde? Stellen Sie die spezifische Situation dar, die zum jeweiligen Verkauf geführt hat.
- 3.5. In welchem Umfang hat Ihr Konzern insgesamt Emissionsberechtigungen zugekauft? Welche Kosten sind durch den Zukauf entstanden? Welches betriebswirtschaftliche Kalkül lag den Fällen des Zukaufs jeweils im Einzelnen zu Grunde?

4. Kosten und zusätzliche Erträge

- 4.1. Wie bilanzieren Sie Ihre Emissionsberechtigungen? Unterscheiden Sie zwischen Bilanzierung nach US GAAP / IFRS und Bilanzierung nach HGB sowie zwischen unentgeltlich zugeteilten und zugekauften Emissionsberechtigungen.
- 4.2. Wie behandeln Sie Ihre Emissionsberechtigungen umsatz- und ertragssteuerrechtlich?
- 4.3. Verwalten Sie die Emissionsberechtigungen kostenmäßig anlagenbezogen oder im Pool?
- 4.4. Seit wann und mit welchen Beträgen bringen Sie eine für die Stromerzeugung benötigte Emissionsberechtigung im Rahmen Ihrer Kosten- und Leistungsrechnung in Ansatz? Inwieweit stellt der Börsenkurs dabei eine Bezugsgröße dar? Unterscheiden Sie zwischen tatsächlichen Kosten durch Zukauf und kalkulatorischer Bewertung als Opportunitätskosten? Stellen Sie jede Änderung in der kostenmäßigen Behandlung im Zeitablauf dar.
- 4.5. Gibt es zwischen den Segmenten Grundlast, Spitzenlast und Mittellast grundsätzliche Unterschiede bei der von Ihnen vorgenommenen Einbeziehung der für die Stromerzeugung verbrauchten Emissionsberechtigungen als Kostenfaktor? Inwieweit und in welcher Höhe wirkt sich die Einbeziehung als Kostenfaktor auf die Regelenergiepreise aus?

4.6. Geben Sie unter Verwendung der als **Anlage 3** beigefügten Tabelle für jede Stromerzeugungsanlage für jeden einzelnen Monat ab Juli 2004 bis einschließlich Dezember 2005 Folgendes an:

- Aktenzeichen (DEHSt) – soweit vorhanden
- Betreibername
- Anlagenname
- Anlagenart (entsprechend Energiestatistik)
- Primärenergieträger (Kernenergie, Erneuerbare Energie, Gas, Öl, Steinkohle, Braunkohle, Müll, Sonstige)
- Wirkungsgrad in %⁴⁶
- zur Verfügung stehende Kapazität in MWh
- produzierte Strommenge in MWh
- ausgestoßene CO₂-Menge in t
- der Anlage zurechenbare Fixkosten der Stromerzeugung (Personalkosten, Reparatur- und Wartungskosten, Investitionskosten)
- variable Kosten der Stromerzeugung (Brennstoffkosten, Anfahrkosten, Kosten für Wirkungsgradverluste in Teillast, sonstige variable Kosten) ohne Opportunitätskosten des CO₂-Ausstoßes
- Opportunitätskosten des CO₂-Ausstoßes
- durchschnittlicher Erlös pro MWh

4.7 Geben Sie ferner unter Verwendung der als **Anlage 4** beigefügten Tabelle für ihren Konzern für jeden Monat ab Juli 2004 einschließlich Dezember 2005 die folgenden Werte an:

- Nicht anlagenbezogene Fixkosten der Stromerzeugung (Gemeinkosten)
- durchschnittliche Gesamtkosten pro MWh
- durchschnittlicher Erlös pro MWh
- durchschnittlicher Grundlastpreis für zukünftige Strombelieferung für 1 Jahr (forward 2006) pro MWh

4.8. Geben sie jeweils für jedes Quartal in 2004 und 2005 und jeweils für das gesamte Jahr 2004 und 2005 für Ihren Konzern an:

⁴⁶ Wirkungsgrad = Elektrischer Netto-Wirkungsgrad (Verhältnis Netto-Erzeugung zu Brutto-Brennstoffeinsatz im laufenden Betrieb bei Nennleistung) in %.

- produzierte Strommenge
- den darauf entfallenen Umsatz, EBIT (earnings before profit, interest and tax) und EBITDA (earnings before profit, interest, tax, depreciation and amortisation)

4.9. Welchen zusätzlichen Ertrag hat Ihr Konzern im Jahr 2005 insgesamt durch die Erhöhung Ihrer Strompreise erzielt? Welchen zusätzlichen Ertrag hat Ihr Konzern im Jahr 2005 dadurch erzielt, dass Sie Ihre Strompreise unter Berufung auf den Emissionshandel (Opportunitätskosten des jeweils maßgeblichen Grenzkraftwerks) insgesamt (also auch für Kraftwerke, die nicht am Emissionshandel teilnehmen) erhöht haben? Stellen Sie in einer geordneten Aufstellung dar, aus welchen Bestandteilen sich der zusätzliche Ertrag im Einzelnen zusammensetzt und wie er sich errechnet.

4.10. Wie teilt sich dieser zusätzliche Ertrag auf?

- Weiterverteiler
- Industriekunden
- Händler
- Netznutzer (Regelenergie)
- Haushaltskunden (soweit direkt beliefert)

5. Preisanpassung in laufenden Verträgen

5.1. Welcher Anteil der Strommenge, die Sie im Jahr 2005 voraussichtlich insgesamt produzieren haben, war bereits mit Ablauf des Jahres 2004 verkauft? Erläutern Sie im Einzelnen, auf welche Gruppen sich die entsprechenden Lieferverpflichtungen verteilen und wie lange für jede dieser Gruppen die Lieferverpflichtung jeweils im Durchschnitt dauert:

- Weiterverteiler
- Industriekunden
- Händler
- Netznutzer (Regelenergie)
- Haushaltskunden (soweit direkt beliefert)

- 5.2. Geben Sie eine Übersicht über Ihre verschiedenen Vertragstypen für Stromlieferungen und ihre wesentlichen Inhalte.
- 5.3. Geben Sie eine Übersicht der Preisanpassungsklauseln wieder, die sich in ihren Stromlieferverträgen finden.
- 5.4. Wann und in welcher Höhe haben Sie seit Juni 2004 die Preise laufender Verträge angepasst? Auf welche Faktoren waren die Anpassungen im Einzelnen zurück zu führen? Welche Rolle haben insbesondere die Auswirkungen des Emissionshandels als Kostenfaktor gespielt? Welchen Anteil hatten dabei die einzelnen Faktoren im Hinblick auf die jeweilige Preiserhöhung?