



Strompreiseffekte des Emissionshandels- Bewertung und Lösungsansätze aus ökonomischer Sicht

Kurzgutachten für Greenpeace

**Ecologic –
Institut für Internationale und Europäische Umweltpolitik gGmbH**

November 2005

**Ecologic,
Institut für Internationale und Europäische Umweltpolitik
Pfalzburger Str. 43-44, D - 10717 Berlin, Tel. +49 30 86 88 0-0, Fax +49 30 86 88 0-100,
E-Mail: office@ecologic.de, www.ecologic.de**

Inhalt

Inhalt	1
Abbildungsverzeichnis	2
Abkürzungsverzeichnis	3
0 Abstract	1
1 Einleitung	4
2 Ökonomische Analyse – Einfluss des EU-Emissionshandelssystems auf Strompreise	8
2.1 Emissionshandel als effizientes Instrument der Umweltpolitik	8
2.1.1 Mechanismus des Emissionshandels	9
2.1.2 Flexible Anpassungsmöglichkeiten an den Emissionshandel und Anreizwirkungen	11
2.1.3 Beeinträchtigt das Grandfathering die dynamische Anreizwirkung des Emissionshandels?	12
2.1.4 Zwischenfazit	13
2.2 Die „Einpreisung“ der Opportunitätskosten	14
2.2.1 Opportunitätskosten des Emissionshandels und ihre Auswirkungen auf den Strompreis	14
2.2.2 Ist die Berücksichtigung der Opportunitätskosten eine systemimmanente Funktion des Emissionshandels?	16
2.2.3 Auswirkungen und Verteilungswirkungen der Opportunitätskosten-Einpreisung	16
2.2.4 War die Einpreisung der Opportunitätskosten politisch gewollt?	20
2.2.5 Zwischenfazit	22
2.3 Einfluss auf Investitionsentscheidungen	22
2.3.1 Veränderung der „merit order“ durch den Emissionshandel	22
2.3.2 Auswirkungen des Emissionshandels auf Investitionsentscheidungen	24
2.3.3 Werden diese Anreize durch die „Windfall-Profits“ konterkariert?	25
2.4 Einpreisung von Opportunitätskosten in der Praxis	27
2.4.1 Zusammenhänge zwischen CO ₂ - und Strompreisen in Deutschland	27
2.4.2 Stimmen für und gegen die Opportunitätskosten-Einpreisung	29
2.4.3 Weitere Informationen aus Interviews	33
2.5 Lösungsvorschläge/Handlungsoptionen	35
2.5.1 Auktionierung der Emissionszertifikate	35
2.5.2 Indirekte Zuteilung von Emissionsrechten	38
2.5.3 Grenze für Strompreiserhöhung	41
2.6 Ein Blick über den Tellerrand	43
2.7 Zusammenfassung der ökonomischen Analyse	45
Literaturverzeichnis	47
Anhang 1: Lösungsansätze	48

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Entwicklung der CO ₂ -Preise und des Handelsvolumens bis Sept. 2005	6
Abbildung 2: Verkauf/Kaufentscheidung im Emissionshandelssystem (bei Grandfathering)	10
Abbildung 3: Internalisierung externer Kosten bei kostenloser Zuteilung und Auktionierung	13
Abbildung 4: Windfall-Profits des Emissionshandels bei starrer und vollkommen elastischer Nachfrage	17
Abbildung 6: „Merit order“: Das Grenzkraftwerk bestimmt den Strompreis	23
Abbildung 7: Zusammenhang der CO ₂ - mit der Strompreisentwicklung (Darstellung VIK)	27
Abbildung 8: Sichtweise der E.ON AG	29
Abbildung 9: Sichtweise der RWE AG	30
Abbildung 10: Auktionierung bei den Stromerzeugern im Rahmen von Sektor- Caps	37
Abbildung 11: Indirekte Zuteilung der Zertifikate	39

Abkürzungsverzeichnis

EG	Europäische Gemeinschaft/en bzw. Vertrag zur Gründung der Europäischen Gemeinschaft
EU EHS	Europäisches Emissionshandelssystem
EH-RL	Emissionshandels-Richtlinie
EHS	Emissionshandelssystem
EVU	Energieversorgungsunternehmen
ZuG 2007	Gesetz über den nationalen Zuteilungsplan für Treibhausgas- Emissionsberechtigungen in der Zuteilungsperiode 2005 bis 2007

0 Abstract

Der Emissionshandel an sich und auch das Europäische Emissionshandelssystem (EU EHS) ist ein marktbautes Instrument der Umweltpolitik, das zu einer effizienten Emissionsminderung beitragen soll. Der Mechanismus des Emissionshandels beruht dabei darauf, dass durch Festlegung eines Minderungsziels eine Knapheitssituation hervorgerufen wird, CO₂-Emissionen einen Preis und so ein Markt geschaffen wird. Dieser Markt trägt dazu bei, dass Emissionen dort vermieden werden, wo dafür die geringsten Kosten anfallen. Langfristig führt dies zu einem Ausgleich der marginalen Vermeidungskosten. Insgesamt zielt der Emissionshandel damit darauf ab, Emissionen zu den geringst möglichen gesamtwirtschaftlichen Kosten zu reduzieren. Durch die Internalisierung der externen Kosten entsteht zudem ein dynamischer Anreiz zur Investition in „saubere“ Technologien.

Zur Einführung des Emissionshandels müssen Emissionshandels-Zertifikate ausgegeben werden. Diese Zuteilung von Berechtigungen kann auf verschiedene Weise erfolgen. Die Zertifikate können entweder kostenfrei etwa auf Grundlage von Benchmarks oder historischer Emissionen (Grandfathering) ausgegeben werden oder aber kostenpflichtig, z.B. im Rahmen einer Auktionierung.

In theoretischer Betrachtung unterscheiden sich kostenlose Allokation und Auktionierung hinsichtlich der Emissionsmenge, deren Kosten internalisiert werden. Bei der kostenlosen Zuteilung werden in der Theorie lediglich die Vermeidungskosten der tatsächlich aufgrund des zulässigen Emissionsbudgets („Cap“) zu vermeidenden Emissionen internalisiert. Wäre diese theoretische Überlegung richtig, dürfte es bei kostenloser Zuteilung Preissteigerungen aufgrund des Emissionshandels in der Energiewirtschaft nur insoweit geben, als dies die tatsächlichen Vermeidungskosten aufgrund des „Caps“ reflektiert.

Deutschland hat sich bezüglich der ersten Handelsperiode des EU EHS (2005-2007) für eine kostenlose Zuteilung aller Berechtigungen entschieden. Trotzdem werden jenseits der cap-bezogenen Vermeidungskosten Preissteigerungen mit dem Emissionshandel begründet. Hintergrund hierfür ist der Umstand, dass die gesamten Zertifikate unabhängig von ihrer kostenlosen Zuteilung als Opportunitätskosten und damit als zusätzlicher Kostenfaktor bei der Preiskalkulation berücksichtigt werden, wozu sich die deutschen Energieversorger auch offen bekennen. Die Einpreisung der Opportunitätskosten spiegelt sich in Deutschland in den Marktdaten wider: so ist eine enge Korrelation der Strompreisseigerungen und der CO₂-Zertifikatspreise zu beobachten

Die Einpreisung der Opportunitätskosten ist aus betriebswirtschaftlicher Sicht ein rationales Verhalten. Ein Unternehmen könnte sich schließlich jederzeit dazu entschließen, die kostenlos zugeteilten Zertifikate nicht selbst zu nutzen, sondern zum aktuellen Marktpreis zu verkaufen. Mit jeder produzierten Stromeinheit bzw. emittierten

Tonne CO₂ entgeht dem Stromerzeuger somit die Möglichkeit (Opportunität), ein Zertifikat freizusetzen und auf dem Markt zu verkaufen.

Dabei ist zu beachten, dass die Einpreisung die Effizienzwirkung des Emissionshandels verstärkt. Schließlich wird so der Wert des knappen Gutes, wie es sich im CO₂-Zertifikatspreis spiegelt, im Strompreis reflektiert und damit das Knapheitssignal des Emissionshandels an die nachgelagerten Sektoren weitergegeben, so dass bei diesen eine Lenkungswirkung in Richtung eines effizienteren und sparsameren Energieeinsatzes entsteht. Vor diesem Hintergrund wird die Weitergabe des Knapheitssignals über die Strompreise z.T. auch als systemimmanente Funktion des Emissionshandels betrachtet.

Im Fall des EU EHS war diese zusätzliche Lenkungswirkung aber politisch nicht gewollt. Vielmehr entstand die kostenlose Zuteilung auf Druck der Industrie, um zusätzliche finanzielle Belastungen der Wirtschaft zu vermeiden. Jetzt ergeben sich jedoch aufgrund der Einpreisung der Opportunitätskosten durch die Stromerzeugern Windfall-Profits für eben diese und eine ungewünschte Verteilungswirkung zu Lasten der Verbraucher, worüber insbesondere energieintensive Industrien klagen. Wie im Gutachten ausgeführt, kann die Einpreisung der Opportunitätskosten darüber hinaus auch zu einer Verzerrung von Investitionsentscheidungen zu Ungunsten von „sauberer“ Anlagen führen, was klimapolitisch unerwünscht ist.

Ein Ausweg aus diesem Dilemma erweist sich als schwierig. Es stehen verschiedenen Optionen zur Verfügung, um das Problem zu beheben. Doch jede dieser Optionen zieht bestimmte Fragen nach sich. Aus der Vielzahl der Ansätze besonders interessant erscheinen Auktionierung, indirekte Allokation und eine Grenze für Strompreiserhöhungen:

Option 1 – Auktionierung: Durch die Auktionierung der Zertifikate würden die Opportunitätskosten in tatsächliche Kosten verwandelt. Die nun tatsächlich höheren Kosten der Stromerzeugung durch den Emissionshandel würden die Stromerzeuger weiterhin an die Verbraucher weitergeben, Windfall-Profits würden jedoch vermieden. Durch die höheren Strompreise würde sich bei den Verbrauchern ein Lenkungseffekt in Richtung Energiesparen und Verbesserung der Energieeffizienz ergeben. Dieser Lenkungseffekt wäre aus klimapolitischen Gründen sinnvoll. Sofern jedoch eine höhere finanzielle Belastung der Verbraucher vermieden werden sollte, wäre es möglich, die Einnahmen aus der Auktionierung an die Verbraucher „zurückzuverteilen“. Alternativ könnte das Aufkommen z.B. über die Einrichtung eines Klimafonds in die Klimapolitik investiert werden. Rechtlich ergeben sich in diesem Zusammenhang jedoch Hürden. So dürfen etwa nach der Emissionshandels-Richtlinie für die zweite Handelsperiode von 2008-2012 nur max. 10% der Zertifikate auktioniert werden.

Option 2 – indirekte Allokation: Bei einer indirekten Zuteilung der Zertifikate werden diese anteilig oder vollständig an die Stromverbraucher ausgegeben. Da die Stromerzeuger, die für ihre Emissionen Zertifikate nachweisen müssen, die Berechtigungen dann von den Verbrauchern kaufen müssten, würden die Zertifikate auch in dieser Option als tatsächliche Kosten der Stromproduktion berücksichtigt und an die Verbraucher weitergegeben werden. Windfall-Profits bei den Stromerzeugern würden jedoch nicht mehr generiert. Die höheren Strompreise könnten die Verbraucher über den Erlös aus dem Verkauf der Zertifikate kompensieren, wobei die

Lenkungswirkung bestehen bleiben würde. Fraglich ist, ob die indirekte Zuteilung zu einer Verschiebung der Windfall-Profits auf die industriellen Verbraucher – insbesondere die stromintensive Industrie – führen würde und wie die privaten Haushalte mit vertretbaren Verwaltungsaufwand in ein solches System eingebunden werden könnten. Zudem wäre zu prüfen, ob eine indirekte Zuteilung mit der europäischen Emissionshandels-Richtlinie vereinbar wäre.

Option 3 – Grenze für Strompreiserhöhung: Um eine Belastung der Verbraucher durch höhere Strompreise und die Generierung von Windfall-Profits bei den Stromerzeugern zu vermeiden, könnten die Strompreise reguliert werden. So könnte man den Effekt der Opportunitätskosten auf den Strompreis isolieren und aus dem Preis herausnehmen bzw. einen bestimmten Abschlag für die Effekte des Emissionshandels oder eine Grenze für Strompreiserhöhungen festlegen. Vor dem Hintergrund der Liberalisierung der europäischen Energiemarkte scheint eine neue Regulierung der Strompreise jedoch politisch nicht angestrebt. Außerdem müsste bei der Ausgestaltung des regulatorischen Rahmens darauf geachtet werden, dass die Versorgungssicherheit nicht beeinträchtigt wird.

Von den drei aufgezeigten Handlungsoptionen erscheint die Auktionierung am vielversprechendsten mit Blick auf die Vermeidung von Windfallprofits. Auch wenn in der zweiten Handelsperiode entsprechend der europarechtlichen Vorgaben nur 10% der zuzuteilenden Berechtigungen versteigert werden dürfen, könnte immerhin ein Teil der Windfall-Profits vermieden werden. Ein Einstieg in die Auktionierung erscheint wichtig, um damit Erfahrungen für eine potentiell umfangreichere Auktionierung in späteren Handelsperioden nach 2012 zu sammeln.

Um die Opportunitätskosten-Problematik kurzfristig zu entschärfen, wäre der Dialog zwischen den beteiligten Akteuren zu verstärken, um sich auf eine gemeinsame Lösung des Problems zu einigen. Diese Lösung sollte zudem auf europäischer Ebene abgestimmt werden, da nationale Alleingänge die Funktionalität des Emissionshandels gefährden könnten.

1 Einleitung

Am 1. Januar 2005 hat in Europa der Handel mit CO₂-Zertifikaten begonnen. Grundlage für die Einführung dieses Handels ist die sog. Emissionshandelsrichtlinie¹ (EH-RL), welche am 25. Oktober 2003 in Kraft trat. Diese Richtlinie regelt die Vorgaben für die Einführung des Emissionshandels und sieht vor, dass sich der Handel in der ersten Periode 2005-2007 auf nur ein Treibhausgas, nämlich CO₂, konzentriert.

Die Vorgaben dieser Richtlinie betten sich ein in den weltweiten Versuch, Treibhausgase auf effiziente Weise zu reduzieren. In diesem Zusammenhang war 1997 das sog. Kyoto-Protokoll verabschiedet worden, das im Februar 2005 nach der Ratifikation durch Russland in Kraft getreten ist. Die Europäische Union verpflichtet sich im Rahmen des Kyoto-Protokolls dazu, ihre Treibhausgas (THG)-Emissionen bis 2008-2012 bezogen auf das Jahr 1990 um acht Prozent zu reduzieren.

Eine besonderer Bedeutung zur effizienten Erfüllung der Reduktionsziele hat die Nutzung der flexiblen Mechanismen.² Die EU ging politisch in „Vorleistung“, als sie nicht erst für die Zeitperiode 2008-2012, sondern bereits ab 2005 den Emissionshandel begrenzt auf ihre Mitgliedstaaten einführte. Unter den Vorgaben der EH-RL mussten die Nationen sog. Nationale Allokationspläne über die Zuteilung der Zertifikate erstellen. Dabei richten sich die nationalen Zuteilungsmengen insbesondere nach zwei Aspekten: zum einen danach, welche Reduktionspflichten die einzelnen Mitgliedstaaten aufgrund des europäischen „Burden-Sharing-Agreements“ haben (Deutschland: 21%); zum anderen danach, wie viel Minderungspflichten der jeweilige Mitgliedstaat den vom Emissionshandel erfassten Betreibern zumuten wollte und wie viel er durch andere Maßnahmen etwa in den Sektoren Haushalt und Verkehr vorsieht. Jeder Mitgliedstaat legte aufgrund dieser Überlegungen sein eigenes „Cap“ (Minderungsquote) für den Emissionshandel fest. Darauf aufbauend wurden die nationalen Allokationspläne entwickelt, der Europäischen Kommission übermittelt, von dieser geprüft und dann entsprechend in das jeweilige nationale Recht integriert.

Der deutsche Allokationsplan wurde insbesondere umgesetzt in den Regelwerke des Treibhausgas-Emissionshandels Gesetz (TEHG), Zuteilungsgesetz (ZuG 2007), Zuteilungs-Verordnung (ZuV 2007).

Entsprechend der Vorgaben in Anhang I der EH-RL wird durch das ZuG 2007 festgelegt, dass Verbrennungsanlagen ab 20 MW am Emissionshandel teilnehmen

¹ Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates. Amtsblatt der Europäischen Union vom 25.10.2003 (L 275/32).

² Neben dem Emissionshandel sind dies die projekt-basierten Mechanismen Joint Implementation und Clean Development Mechanism.

müssen. Damit wurden die Stromversorger als besonders emissionsintensive Branche in das Handelssystem integriert.

Ein wesentliches Element der Einführung des Emissionshandels war die Zuteilung der handelbaren Zertifikate. Dabei sah bereits die EH-RL vor, dass mindestens 95% der Zertifikate für die Handelsperiode 2005-2007 kostenlos zugeteilt werden. Sowohl Grandfathering (Zuteilung aufgrund von historischen Emissionen) als auch Benchmarking (Zuteilung aufgrund von Vergleichsgruppen) sind kostenlose Zuteilungsmethoden in diesem Sinne. Für die restlichen 5% hätten Zertifikate auch kostenpflichtig ausgegeben werden können, z.B. im Rahmen von Auktionen. Dies war jedoch nach der EH-RL optional und damit den Mitgliedstaaten überlassen.

Deutschland entschied sich, die Zertifikate zu 100% kostenfrei über ein Grandfathering-Verfahren zu zuteilen. Für eine sog. Altanlage wurde nach § 7 ZuG 2007 Berechtigungen auf Grundlage von historischen Emissionen in der Basisperiode 2000-2002 zugeteilt. Diese Zuteilung wurden dann einem sog. Erfüllungsfaktor unterworfen, der eine Minderzuteilung bezogen auf die 100% der historischen Emissionen ausdrückt. In § 5 ZuG 2007 wurde der Erfüllungsfaktor auf 0,9709 festgelegt. Darüber hinaus war eine Kürzung der Zuteilungsmengen über nach § 4 Abs. 4 ZuG 2007 („zweiter“ Erfüllungsfaktor) möglich.

Für Neuanlagen i.S.d. § 11 ZuG 2007 erfolgte die Zuteilung von Berechtigungen auf Grundlage der erwarteten durchschnittlichen jährlichen Produktionsmenge und dem Emissionswert je erzeugter Produkteinheit. Der Emissionswert je Produkteinheit bestimmt sich dabei unter Zugrundelegung der Verwendung der besten verfügbaren Technik (sog. BVT-Benchmark). Viele der zugrunde zu legenden Emissionswerte werden in der ZuV 2007 produktspezifisch festgelegt, vgl. § 12 ZuV. Ein „Erfüllungsfaktor“ findet keine Anwendung, § 11 Abs. 1 S. 3 ZuG 2007.

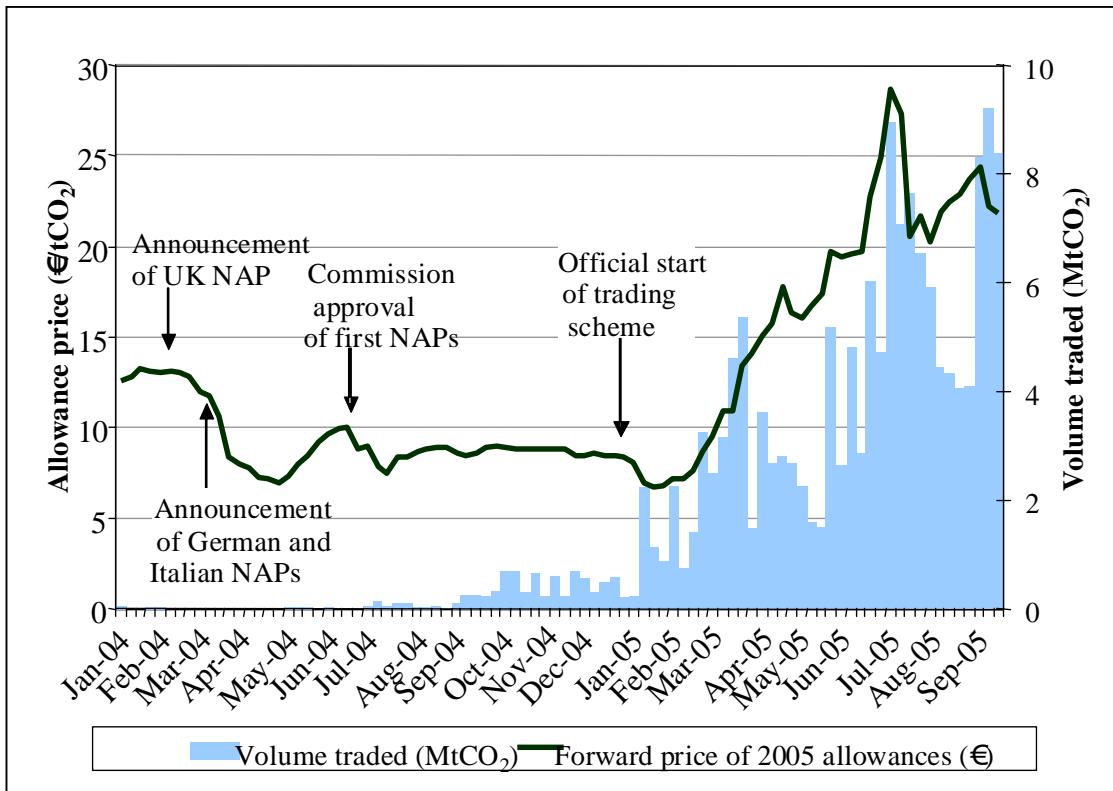
Insgesamt erhielten also alle vom Emissionshandel erfassten Anlagen bzw. ihre Betreiber handelbare Berechtigungen kostenlos zugeteilt, wobei die Zuteilung im vorgesehenen Standardfall bei Altanlagen den um den Erfüllungsfaktor reduzierten historischen Emissionen entsprach, bei Neuanlagen den erwarteten jährlichen Emissionsmengen pro Produkteinheit.

Aufgrund ihrer hohen CO₂-Emissionen erhielten die Betreiber von Kraftwerken und insbesondere von Kohlekraftwerken einen hohen Anteil von Berechtigungen. Dabei wurden z.T. einer Anlage mehrere Millionen CO₂-Berechtigungen zugewiesen.³

Vor dem Start des Europäischen Emissionshandelssystems (EU EHS) wurde viel darüber spekuliert, wie sich der Handel mit Zertifikaten entwickeln würde und vor allem, welchen Preis die Zertifikate erreichen werden. Tatsächlich gingen die Zertifikate dann im Januar/Februar mit einem Preis unter 10 Euro ins Rennen. Nach einer Anlaufzeit haben sie dann aber schnell an Wert zugelegt und im Juli 2005 sogar ihren bisher höchsten Stand mit über 28 Euro erreicht (vgl. Abbildung 1).

³ Deutsche Emissionshandelsstelle, DEHSt (2005): Liste am Emissionshandel Teilnehmender Anlagen in Deutschland und Zuteilungsliste, im Internet unter:
[http://www.dehst.de/cln_007/nn_121326/SharedDocs/Downloads/DE/Anlagen__dl/Anlagenliste_20_28PDF_29;templateId=raw,property=publicationFile.pdf/Anlagenliste%20\(PDF\).](http://www.dehst.de/cln_007/nn_121326/SharedDocs/Downloads/DE/Anlagen__dl/Anlagenliste_20_28PDF_29;templateId=raw,property=publicationFile.pdf/Anlagenliste%20(PDF).)

Abbildung 1: Entwicklung der CO₂-Preise und des Handelsvolumens bis Sept. 2005



Quelle: Harrison, D., Rachnov, D. (2005), S. 7.

Gleichzeitig sind im Jahr 2005 die europäischen Strompreise beträchtlich gestiegen. Dies ist einerseits auf äußere Einflüsse zurückzuführen (ungewöhnlich kalte Wintermonate im Februar/März 2005 und einen heißen Sommer in Spanien und Frankreich). Gleichzeitig wird aber auch der Emissionshandel für die Preisentwicklungen auf dem Strommarkt verantwortlich gemacht.

Tatsächlich kann das neue Instrument des Emissionshandels einen Beitrag zur Preissteigerung bei Strom leisten. So können für Erzeuger durch die Minderungsverpflichtung Zusatzkosten durch CO₂-Minderungsmaßnahmen im Betrieb oder Zukauf von CO₂-Berechtigungen entstehen. Der klimaschutzbezogene Preisanstieg ist jedoch nicht nur auf diese beiden Faktoren begrenzt. Vielmehr wird den kostenlos zugeteilten Emissionszertifikaten ein Wert zugewiesen, der von den Stromerzeugern vielfach in die Produktionskosten „eingepreist“ und auf den Verbraucher überwälzt wird. Dieses Verhalten der Stromerzeuger führt in Deutschland derzeit zu einer kontroversen Diskussion und könnte die Akzeptanz des Emissionshandels gefährden.

Um diesen Strompreiseffekt des Emissionshandels und seine möglichen Auswirkungen besser zu verstehen, erörtert das vorliegende Kurzgutachten auf theoretischer Ebene den Funktionsmechanismus des Emissionshandels und die Rolle der sog. Opportunitätskosten (Abschnitt 2.1 und 2.2). Dabei wird vor allem der Frage nachgegangen, ob die Strompreiseffekte zwingend zum Funktionsmechanismus des Emissionshandels gehören und welche negativen oder positiven Effekte dadurch

entstehen. In Abschnitt 2.3 wird anschließend untersucht, welche Strompreiseffekte der Emissionshandel in Deutschland hat und wie sich verschiedene Akteure in der Diskussion um die Strompreiseffekte platzieren. Abschließend für die ökonomische Analyse werden in Abschnitt 2.5 verschiedene Lösungsvorschläge abgeleitet und bewertet.

2 Ökonomische Analyse – Einfluss des EU-Emissionshandelssystems auf Strompreise

Der Emissionshandel ist ein ökonomisches Instrument der Umweltpolitik, das über einen Ausgleich der Grenzvermeidungskosten der betroffenen Unternehmen zu einer effizienten Emissionsminderung beitragen kann. Auch das EU EHS sollte den beteiligten Unternehmen eine Möglichkeit geben, ihre Verpflichtung zur CO₂-Emissionsminderung auf flexible, kosteneffiziente Weise zu erreichen.

Lange wurde das Emissionshandelssystem von den betroffenen Akteuren auch aus dem Sektor Energiewirtschaft jedoch bekämpft, da sie zusätzliche finanzielle Belastungen befürchteten. Nach dem Start des Systems im Januar 2005 stellt sich die Situation aber wesentlich verändert dar: Die Stromerzeuger haben vielfach den Wert der handelbaren CO₂-Berechtigungen als Opportunitätskosten im Rahmen der betriebswirtschaftlichen Kostenrechnung berücksichtigt. Auf dieser Grundlage haben sie ihre Preise (weiter) erhöht. Damit führt der Emissionshandel bei Stromerzeugern zu „Windfall-Profits“⁴ in beträchtlicher Höhe.

Im Folgenden werden diese „Windfall-Profits“ analysiert. Um sich dem Phänomen zu nähern, wird in Abschnitt 2.1 eine theoriegeleitete Analyse des zentralen Funktionsmechanismus des Emissionshandels vorgenommen. Darauf aufbauend geht Abschnitt 2.2 der Frage nach, ob die Entstehung von „Windfall-Profits“ dem derzeitigen Design des EU EHS systemimmanent sind, oder ob sie durch ungerechtfertigte Verhalten der Stromerzeuger entstehen. Anschließend wird untersucht, wie sich die Opportunitätskosten-Problematik in der Praxis darstellt und wie das Problem gelöst werden kann.

2.1 Emissionshandel als effizientes Instrument der Umweltpolitik

Das zentrale Problem der fehlenden Internalisierung externer Effekte der Umweltnutzung besteht darin, dass ohne eine staatliche Regulierung die meisten Umweltgüter kostenlos, oder zu einem viel zu niedrigen Preis genutzt werden können. Ursache dafür, dass für Umweltgüter keine spontanen Märkte entstehen, ist vor allem das Fehlen von Eigentumsrechten. Niemand kann von sich behaupten, er sei rechtmäßiger „Eigentümer“ etwa der Luft. Somit kann auch kein Handel mit solchen Gütern entstehen.

⁴ Mit dem Begriff „Windfall-Profits“ werden Vermögenszuwächse bezeichnet, die von Wirtschaftssubjekten ohne eigenes Zutun erzielt werden. Sie stehen insbesondere nicht im Zusammenhang mit den wirtschaftlichen Aktivitäten des Wirtschaftssubjekts.

Dass solche Eigentumsrechte nicht existieren, hat Gründe: Es ist zwar theoretisch möglich Eigentumsrechte an Umweltgütern zu definieren, jedoch wäre dies vielfach praktisch nicht umsetzbar. Da es sich bei vielen Umweltgütern zudem um öffentliche Güter handelt, wäre mit der Zuweisung eines Eigentumsrechts nichts gewonnen, denn da das Ausschlussprinzip nicht funktioniert, wären diese Rechte nicht durchsetzbar.⁵ Es gibt zudem keine rechtliche Grundlage, nach der jemand z.B. die Luft über seinem Haus für sich beanspruchen könnte.⁶ ⁷

Mit dem System des Emissionshandels wird versucht, dieses Problem zu lösen, indem ein künstlicher Markt geschaffen wird, auf dem der Luftverschmutzung ein monetärer Wert zugewiesen wird. Da es aufgrund der komplexen Zusammenhänge schwierig ist, Umweltschäden bzw. umweltrelevante Kontaminationen (Immissionswerte) konkret auf einzelne Emittenten zurückzuführen, knüpft das Zertifikatesystem nicht die umweltrelevante Schädigung an, sondern an die Emissionen von Schadstoffen.⁸

2.1.1 Mechanismus des Emissionshandels

Im Emissionshandelssystem wird die zulässige Emissionsmenge durch ein „Cap“ begrenzt und Emissionszertifikate, die dieser zulässigen Gesamtmenge entsprechen, ausgegeben. Die Zertifikate können entweder gegen Zahlung eines konkreten Preises ausgegeben werden, so etwa im Rahmen einer Auktionierung, oder aber kostenlos zugeteilt werden.⁹ Die Emittenten müssen am Ende einer Zeiteinheit Emissionszertifikate in der Menge ihrer Emissionen nachweisen. Haben sie Emissionen, die nicht durch die zugeteilten Zertifikate abgedeckt werden, müssen sie Berechtigungen am Markt kaufen. Wenn sie mehr Zertifikate besitzen, als sie emittieren, können sie überschüssige Zertifikate am Markt verkaufen. Die Emissionszertifikate können somit wie ein herkömmliches Wirtschaftsgut am Markt gehandelt werden.

Der Emissionshandel ist ein ökonomisches Instrument der Umweltpolitik, mit dem ein politisch festgelegtes Emissionsziel effizient erreicht werden kann. Sein zentraler Funktionsmechanismus liegt in den unterschiedlichen Grenzvermeidungskosten der am Emissionshandel beteiligten Emittenten begründet. Durch den Handel von Zertifikaten wird sichergestellt, dass die zur Erreichung des Gesamtziels notwendigen Emissionsreduktionen bei den Emittenten durchgeführt werden, die dabei die geringsten Kosten haben. Dies bedeutet, dass das Emissionsziel gesamtwirtschaftlich zu geringst möglichen Kosten erreicht wird. Der Emissionshandel führt daher zu einer

⁵ Zur Unterscheidung zwischen öffentlichen und privaten Gütern siehe z.B. Cansier 1996, S. 18.

⁶ Zu eigentumsrechtlichen Fragen in Bezug auf die Nutzung von Luft vgl. etwa auch: BVerwGE 7 C 26.04.

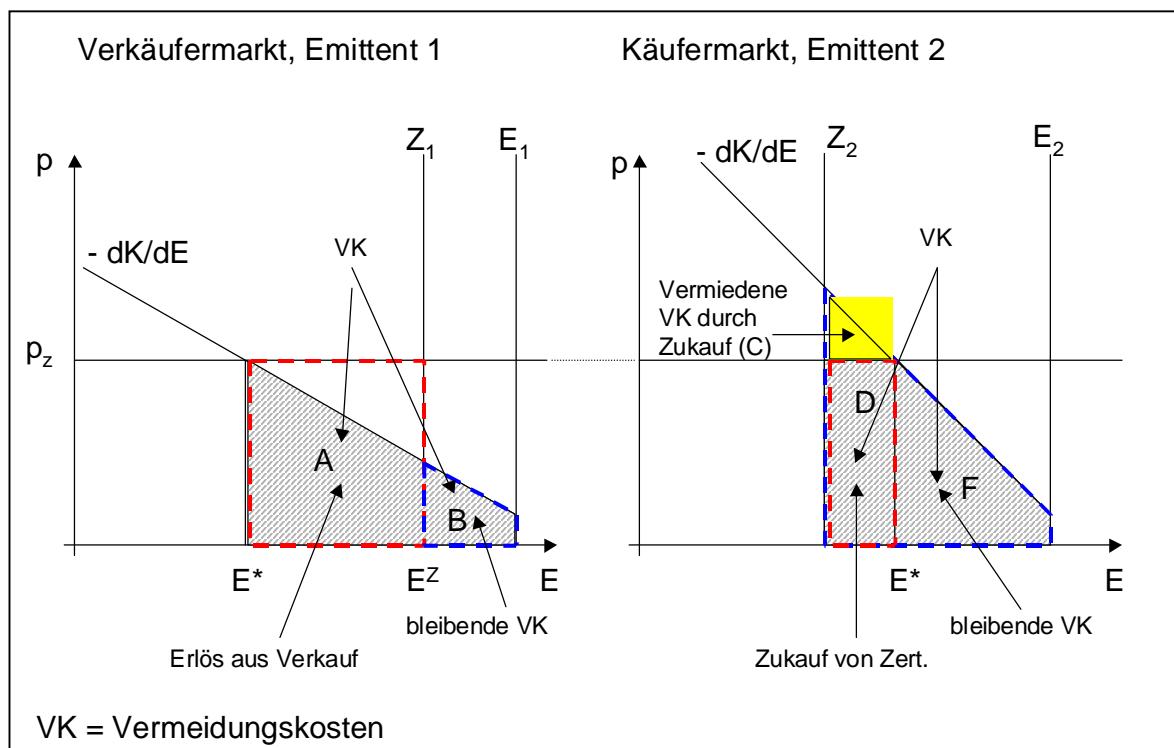
⁷ Vgl. Weimann (1995): Umweltökonomie – Eine theorieorientierte Einführung, 3. Auflage, Springer, Berlin-Heidelberg, S. 226.

⁸ Ebd., S. 226.

⁹ Eine kostenlose Zuteilung kann entweder auf Grundlage historischer Emissionen („Grandfathering“) oder auf Grundlage relativer Emissionen (Benchmarking) erfolgen. Das Benchmarking zeichnet sich im Gegensatz zum Grandfathering dadurch aus, dass unabhängig von den konkreten Verhältnissen und den historischen Emissionen des Emittenten bzw. der Anlage branchen-, technologie- oder brennstoffbezogene Kennziffern für die Zuteilung entscheidend sind.

effizienten Emissionsreduktion.¹⁰¹¹ Die Verkäufer- und Käufersituation in einem EHS wird in Abbildung 2 verdeutlicht.

Abbildung 2: Verkauf/Kaufentscheidung im Emissionshandelssystem (bei Grandfathering)



Quelle: Cansier, S. 191, eigene Darstellung.

In Abbildung 2 stößt Emittent 1 vor Beginn des Emissionshandels Emissionen in Höhe von E^1 aus. Durch die Einführung des Emissionshandels erhält er jedoch nur für die Emissionsmenge E^2 Zertifikate, so dass er seine Emissionen bis zum Punkt E^2 reduzieren muss. Dann sind seine verbleibenden Emissionen durch Emissionszertifikate gedeckt. Da aber zwischen E^2 und E^1 seine Grenzvermeidungskosten ($-dK/dE$) geringer sind als der Zertifikatepreis (p_z), wird E1 seine Emissionen bis zum Optimum E^* reduzieren und sich einen Erlös in Höhe des Rechtecks A sichern. Diesem Erlös aus dem Verkauf der Zertifikate stehen Vermeidungskosten in Höhe der grau schraffierten Fläche in Rechteck A gegenüber.

Emittent 2 hat höhere Vermeidungskosten als Emittent 1. Ohne Berücksichtigung des Marktes müsste Emittent 2 seine Emissionen bis zum Punkt E^2 reduzieren. Da aber

¹⁰ Dabei müssen natürlich auch die Administrations- und Transaktionskosten berücksichtigt werden. Wenn diese höher sind als die gesamtwirtschaftlichen Einsparungen des Emissionshandels im Vergleich zu einem anderen Umweltinstrument, muss die Entscheidung für den Emissionshandel noch einmal überdacht werden.

¹¹ Vgl. Cansier D. (1996): Umweltökonomie, S. 189ff.

zwischen E^* und E^Z seine Vermeidungskosten über dem Zertifikatepreis liegen, wird Emittent 2 zusätzliche Zertifikate auf dem Markt erwerben. Er kann somit seine Vermeidungskosten im Rahmen des Emissionshandelssystems um die gelb unterlegte Fläche reduzieren.

Jeder Emittent wird seine Emissionen also so weit reduzieren, bis die Grenzvermeidungskosten dem Zertifikatepreis entsprechen. Damit werden Emissionen dort reduziert, wo dafür die geringsten Kosten anfallen.¹²

2.1.2 Flexible Anpassungsmöglichkeiten an den Emissionshandel und Anreizwirkungen

Grundsätzlich bestehen für die Emittenten verschiedene Optionen, um ihre Emissionen zu reduzieren und ihre optimale Emissionsmenge, bei der die Grenzvermeidungskosten dem Zertifikatepreis entsprechen, zu erreichen. Die verschiedenen Vermeidungsmöglichkeiten können dabei separat oder in Kombination genutzt werden.

Als eher kurzfristige Anpassungsmöglichkeit können Emittenten ihre Produktion drosseln und somit die absoluten Emissionen der Anlage reduzieren. Die spezifischen Emissionen pro Produktionseinheit werden dadurch jedoch nicht beeinflusst. Bei dieser, auch kurzfristig durchführbaren Vermeidungsmaßnahme entstehen keine zusätzlichen (Investitions-)Kosten, jedoch muss auf den Gewinn aus dem Verkauf der nicht produzierten Produkteinheiten verzichtet werden.

Mittel- und langfristig können jedoch auch die spezifischen Emissionen je Produkteinheit beeinflusst werden. So kann z.B. durch anlagenbezogene Optimierungs-Maßnahmen der Output pro Brennstoffeinheit verbessert bzw. es können die Emissionen pro Outputeinheit reduziert werden.

Außerdem kann ein Umstieg auf einen Brennstoff mit geringeren spezifischen CO₂-Emissionen vorgenommen werden. So sind die spezifischen CO₂-Emissionen von Gas geringer als von Braun- oder Steinkohle.

Diese mittel- und langfristigen Vermeidungsmöglichkeiten sind mit Investitionskosten verbunden. Diesbezüglich übt der Emissionshandel also eine dynamische Anreizwirkung aus. Dabei muss aber gesichert sein, dass der Zertifikatepreis langfristig einen Anreiz dazu gibt, kostensparende und emissionsmindernde technische Neuerungen zu entwickeln und einzuführen. Kosteneinsparungen und Gewinne aus dem Zertifikateverkauf bilden den ökonomischen Anreiz zur Innovation. Die technischen Neuerungen führen jedoch dazu, dass die Nachfrage nach Zertifikaten und somit auch deren Preis sinkt. Wenn Unternehmen diese Fernwirkungen antizipieren könnte der dynamische Anreiz verloren gehen.¹³ Daher muss das „Cap“ des Emissionshandels schrittweise verringert werden. Dieser Effekt wurde bei der Ausgestaltung des EU EHS berücksichtigt. So wurde in § 4 ZuG 2007 festgelegt, dass das nationale Emissionsziel für die am Emissionshandel beteiligten Sektoren Energie

¹² Vgl. Stavins, R. (2004): Environmental Economics, S. 14.

¹³ Cansier (1996): Umweltökonomie, S. 196.

und Industrie in den Jahren 2005 bis 2007 503 Mio. t beträgt und in den Jahren 2008 bis 2012 auf 495 reduziert wird.¹⁴

2.1.3 Beeinträchtigt das Grandfathering die dynamische Anreizwirkung des Emissionshandels?

Der grundlegende Mechanismus des Emissionshandels funktioniert unabhängig von der Methode der Allokation von Berechtigungen. Denn unabhängig von der Zuteilungsmethode werden die Emittenten nach Ausgabe der Berechtigungen die Rechte kaufen bzw. verkaufen, bis der Zertifikatepreis ihren Grenzvermeidungskosten entspricht. Der Zuteilungsmechanismus ist jedoch entscheidend für die Verteilung der Gewinne aus dem Emissionshandel. Als Allokationsmechanismus kann grundsätzlich zwischen einer kostenpflichtigen Zuteilung (z.B. im Rahmen einer Auktionierung) und einer kostenlosen Zuteilung (z.B. „Grandfathering“ auf Grundlage historischer Emissionen, Benchmarking, Zuteilung auf Grundlage angemeldeter Emissionen) unterschieden werden.

Bei einer Auktionierung wird die effiziente Verteilung der Emissionszertifikate direkt bei der Auktion selbst erreicht, da jeder Emittent nur für die Emissionsmenge Zertifikate kauft, bei der die Vermeidungskosten über dem Preis der Zertifikate liegen. Die Auktionierung nutzt den Marktmechanismus somit bereits für die Verteilung – wobei sich im Laufe der Zeit die Bedingungen und Annahmen der Marktteilnehmer ändern können und daher Handel zustande kommt –, beim Grandfathering ergibt sich die gleiche Situation mit zeitlicher Verzögerung über den Markt.¹⁵

Ein wesentlicher Unterschied zwischen einer Auktionierung und der kostenlosen Zuteilung liegt jedoch in der Verteilungswirkung. Im Fall der Auktionierung kommt der Erlös dem Staat zu Gute, der ihn dann als Kompensation an die Verbraucher zurückverteilen kann, die am Emissionshandel beteiligten Unternehmen haben jedoch zusätzlich Kosten. Beim Grandfathering kann eine zusätzliche Belastung der beteiligten Unternehmen dagegen vermieden werden. Bei der Ausgestaltung des EU EHS gab es bei den meisten Unternehmen die Befürchtung, dass der Emissionshandel die betroffenen Unternehmen stark belasten und damit die internationale Wettbewerbsfähigkeit und somit Arbeitsplätze gefährden würde. Aus Akzeptanzgründen wurde in der Richtlinie daher festgelegt, dass die Allokation weitgehend kostenfrei zu erfolgen hat (maximal 5% Auktionierung in der ersten Handelsperiode, maximal 10% Auktionierung in der zweiten Handelsperiode).

Einen – zumindest theoretischen – Unterschied, der sich auf die dynamische Anreizwirkung des Emissionshandels auswirkt, ist der unterschiedliche Internalisierungsgrad der externen Kosten. Abbildung 3 zeigt, dass beim Grandfathering nur die Vermeidungskosten der tatsächlich vermiedenen Emissionen internalisiert werden. Fläche C stellt dabei die sog. Restvermeidungskosten dar, die

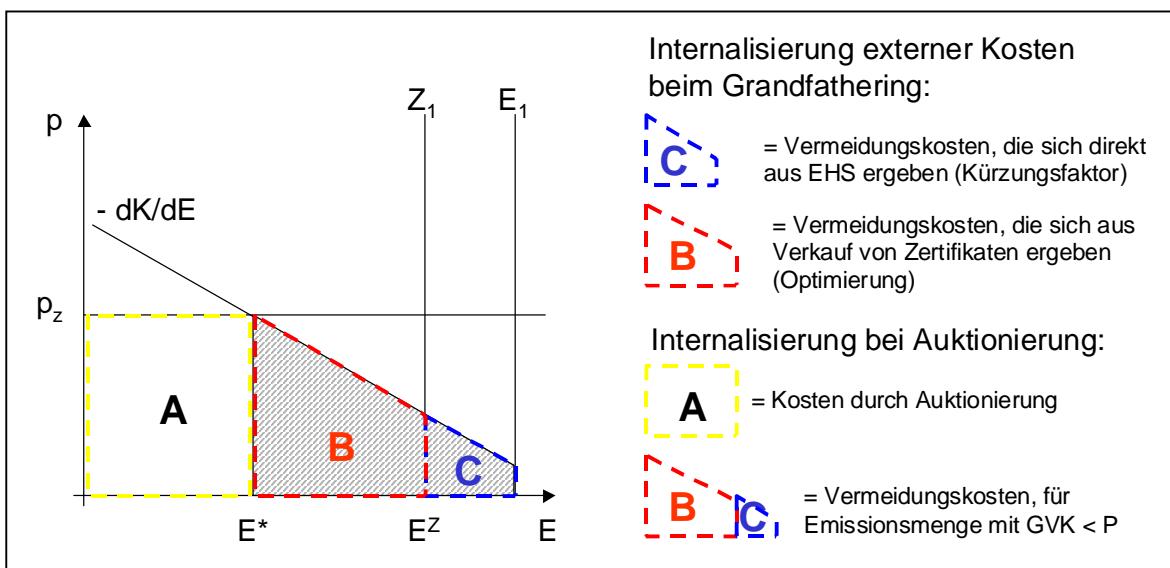
¹⁴ Gesetz über den nationalen Zuteilungsplan für Treibhausgas-Emissionsberechtigungen in der Zuteilungsperiode 2005 bis 2007 (Zuteilungsgesetz 2007 – ZuG 2007).

¹⁵ NERA Consulting Economists (2002): Evaluation of Alternative Initial Allocation Mechanisms in a European Union Greenhouse Gas Emissions Allowance Trading Scheme, S. 23.

durch die Mengenbegrenzung des Emissionshandels zustande kommen. Fläche B stellt die Vermeidungskosten dar, die sich durch die zusätzliche Emissionsreduktion ergibt, die dazu führt, dass Zertifikate auf dem Markt verkauft werden können. Die externen Kosten der verbleibenden Emissionen (Fläche A) werden beim Grandfathering (in dieser theoretischen Sichtweise) nicht internalisiert.¹⁶

Bei einer Auktionierung werden dagegen die externen Kosten der gesamten Emissionsmenge internalisiert, die Gesamtkosten entsprechen schließlich den Flächen A, B und C. Bei der Auktionierung kann ein Emissionshandelssystem also eine höhere dynamische Anreizfunktion ausüben, als beim Grandfathering. Gleichzeitig ist – theoretisch – die finanzielle Belastung der betroffenen Unternehmensgruppe insgesamt höher.

Abbildung 3: Internalisierung externer Kosten bei kostenloser Zuteilung und Auktionierung



Quelle: eigene Darstellung.

2.1.4 Zwischenfazit

Der Mechanismus des Emissionshandels beruht darauf, dass Emissionen einen Preis erhalten und ein Markt geschaffen wird, der zu einem Ausgleich der Grenzvermeidungskosten führt. Da Emissionen dort reduziert werden, wo die geringsten Vermeidungskosten anfallen, wird ein vorgegebenes Emissionsziel gesamtwirtschaftlich zu geringst möglichen Kosten erreicht. Da Emissionen durch den Emissionshandel einen Preis erhalten, entsteht ein ökonomischer Anreiz, die Emissionen bei zukünftigen Investitionen als Kostenfaktor mit zu berücksichtigen.

¹⁶ Diese Darstellung geht von einer eher gesamtwirtschaftlichen Sicht auf den Emissionshandel aus. In Abschnitt 2.2 wird deutlich, dass aus betriebswirtschaftlicher Sicht auch beim Grandfathering die externen Kosten der gesamten Emissionsmenge berücksichtigt werden.

In der theoretischen Betrachtung unterscheiden sich kostenlose Allokationsmethoden und Auktionierung insbesondere hinsichtlich der Emissionsmenge, deren Kosten internalisiert werden. Dabei werden bei der Auktionierung die Kosten der Gesamtmenge der erfassten Emissionen internalisiert, bei der kostenlose Zuteilung in der theoretischen Betrachtung lediglich die Vermeidungskosten der tatsächlich aufgrund des „Caps“ vermiedenen Emissionen.

2.2 Die „Einpreisung“ der Opportunitätskosten

In diesen theoretischen Ausführungen zur Funktionsweise des Emissionshandels ist jedoch die betriebswirtschaftliche Sicht noch nicht berücksichtigt. Aus Sicht der am Emissionshandel beteiligten Stromerzeuger stellen die CO₂-Zertifikate auch bei kostenloser Zuteilung einen Kostenfaktor dar, der derzeit in Deutschland und anderen EU-Ländern zu Erhöhungen der Strompreise führt. Ob dies gerechtfertigt ist, wird derzeit unter dem Schlagwort „Opportunitätskosten des Emissionshandels“ in Deutschland kontrovers diskutiert. In den folgenden Abschnitten wird dargestellt, wie dieser Effekt entsteht, ob er zur Funktionsweise des Emissionshandels gehört oder auf die Marktstrukturen im deutschen Energiemarkt zurückzuführen ist und ob er vom Gesetzgeber gewollt war.

2.2.1 Opportunitätskosten des Emissionshandels und ihre Auswirkungen auf den Strompreis

Obwohl den betroffenen Unternehmen durch die kostenlose Zuteilung der Emissionszertifikate keine direkten Kosten entstehen, wird der Wert der Zertifikate von einigen Stromerzeugern in der Kostenrechnung berücksichtigt.¹⁷ Der Grund dafür ist, dass die Emissionszertifikate Opportunitätskosten mit sich bringen: Ein Unternehmen könnte sich schließlich auch dafür entscheiden, die Zertifikate nicht selbst zu „verbrauchen“, sondern zum aktuellen Marktpreis zu verkaufen. Mit jeder produzierten Stromeinheit/emittierten Tonne CO₂ entgeht dem Stromerzeuger somit die Möglichkeit (Opportunität), ein Zertifikat freizusetzen und auf dem Markt zu verkaufen. Daher werden die Kosten der Zertifikate auch als „Opportunitätskosten“ bezeichnet.¹⁸ Wenn die Grenzkosten der Stromproduktion einschließlich des Verbrauchs an Zertifikaten höher ist als der auf dem Markt gängige Strompreis, wird ein Unternehmen seine Produktion drosseln und die frei werdenden Zertifikate auf dem Markt verkaufen (siehe dazu auch Textbox 1).

Die kostenlos zugeteilten Zertifikaten stellen somit einen neuen Kostenfaktor dar, der von den Unternehmen z.T. auf ihre Grenzkosten aufgeschlagen und auf den Verbraucher überwälzt wird.

¹⁷ Die Emissionszertifikate werden somit ähnlich behandelt wie z.B. ein Grundstück, das einem Unternehmen geschenkt wird und später auch als Vermögensgegenstand Berücksichtigung findet.

¹⁸ NERA Consulting Economists (2002): Evaluation of Alternative Initial Allocation Mechanisms in a European Union Greenhouse Gas Emissions Allowance Trading Scheme, S. 23 oder auch Mannearts & Mulder (2003): Emissions trading and the European electricity market, S. 7.

Textbox 1: Opportunitätskosten aus betriebswirtschaftlicher Sicht

Ein Manager, der den Erlös seines Unternehmens maximieren will, wird den CO₂-Zertifikaten einen Wert zurechnen, auch wenn sie dem Unternehmen ursprünglich kostenlos zugeteilt wurden. Dies soll hier in einer sehr vereinfachten Kalkulation veranschaulicht werden. Es wird dabei angenommen, dass der Preis auf dem Strommarkt von einzelnen Unternehmen nicht beeinflusst werden kann.

Die Stromversorger A und B produzieren auf dem Markt vor der Einführung des Emissionshandels beide gerade soviel Strom, dass ihre Grenzkosten gerade dem Strompreis von 75 entsprechen (siehe auch Tabelle 1). Das Kraftwerk, das die letzte Stromeinheit produziert, ist das sog. „Grenzkraftwerk“. Mit der Einführung des Emissionshandels erhalten beide Produzenten kostenlos Emissionszertifikate zugeteilt, die auf dem Markt einem Wert von 20 entsprechen. In Unternehmen B wird der Wert der Zertifikate in der Preiskalkulation nicht berücksichtigt, da diese auf den ersten Blick keine Kosten darstellen. A sieht in den Emissionszertifikaten jedoch einen Vermögenstransfer („lump-sum“ Transfer) und kalkuliert den Wert der Zertifikate in seiner Kostenrechnung ein.

Schritt 1: Nach der Zuteilung der Zertifikate führen die Manager von Stromversorger A und B nun eine Grenzkosten-/ Grenzerlösbetrachtung durch. Für jede produzierte Einheit kalkuliert A die Abgabe eines Zertifikats in die Grenzkosten mit ein. B berücksichtigt den Wert der Zertifikate nicht, so dass sich an seiner Grenzkosten- / Grenzerlösbetrachtung nichts ändert. A stellt hingegen fest, dass er einen negativen Grenzerlös hat.

Schritt 2: Daher stellt A die Produktion in seinem Grenzkraftwerk ein und kann die nicht verbrauchten Zertifikate stattdessen auf dem Markt verkaufen. B produziert weiter.

Schritt 3 und 4: Nach der Entscheidung und der Anpassung der Produktion bei A führen beide eine erneute Grenzkosten- / Grenzerlösbetrachtung durch. A produziert nicht mehr und verkauft dagegen sein Zertifikat auf dem Markt für 20, B verkauft weiterhin seinen Strom für 75, hat aber auch weiterhin die variablen Kosten in Höhe von 75. Während B also weiterhin eine Grenzerlös von 0 hat, kann A einen Gewinn von 20 einfahren. Durch die Entscheidung, die Produktion im Grenzkraftwerk zu drosseln, steht A gegenüber B wesentlich besser dar.

Wenn der Strompreis dagegen um 20 steigen würde, dann würde auch A sein Grenzkraftwerk voll nutzen.

Tabelle 1:

	A beachtet Opp.kosten	B beachtet Opp.kosten nicht
Schritt 1: Grenzkosten-/Grenzerlösbetrachtung		
Grenzkosten		
Brennstoff & Löhne	-75	-75
CO2-Zertifikat	-20	0
Strompreis	75	75
Grenzerlös:	-20	0

Schritt 2: Entscheidung Verkaufe Zertifikat Weiterproduzieren

	Verkaufe Zertifikat	Weiterproduzieren
Schritt 3: Grenzkosten-/Grenzerlösbetrachtung nach Entscheidung		
Grenzkosten		
Brennstoff & Löhne	0	-75
Strom- bzw. CO2-Preis	20	75
Grenzerlös:	20	0

2.2.2 Ist die Berücksichtigung der Opportunitätskosten eine systemimmanente Funktion des Emissionshandels?

Wie in Abschnitt 2.1 beschrieben, erhalten CO₂-Emissionen durch den Emissionshandel einen Preis, so dass ein Knapheitssignal in Bezug auf Emissionen erzeugt wird. Im EU EHS sind zunächst die direkt beteiligten Unternehmen, die insbesondere aus den Sektoren Energie und Industrie kommen, von diesem Knapheitssignal betroffen. Durch die Berücksichtigung der Opportunitätskosten bei der Kostenrechnung und Preisgestaltung ist es den Stromerzeugern aber möglich, dieses Knapheitssignal an die Verbraucher weiterzugeben. In diesem Fall wird das Knapheitssignal des EHS auf alle Sektoren ausgedehnt, so dass auch diese Sektoren einen Anreiz zur Vermeidung von CO₂-Emissionen erhalten.

Bei den Stromversorgern werden durch die Berücksichtigung und Überwälzung der Opportunitätskosten nun genau wie bei der Auktionierung die externen Kosten der gesamten Emissionsmenge berücksichtigt und internalisiert (in Abbildung 3 werden nun auch die externen Kosten in Höhe der Fläche A internalisiert). Obwohl für die Emissionsmenge, die durch die kostenlose Zuteilung abgedeckt ist, keine direkten Kosten entstehen, wird durch deren Berücksichtigung als Opportunitätskosten die volle Internalisierung der externen Kosten „simuliert“.

Obwohl der zentrale Funktionsmechanismus des Emissionshandels, wie in Abschnitt 2.1 beschrieben, nicht von dieser Art der Weitergabe des Knapheitssignals an den Verbraucher abhängt, verstärkt die Berücksichtigung der Opportunitätskosten und die Überwälzung an den Verbraucher den Lenkungseffekt des Emissionshandels. Daher könnte dieser Effekt als indirekter Funktionsmechanismus oder Sekundäreffekt des Emissionshandels aus umweltpolitischer Sicht als Anreiz zu Effizienzsteigerungen bzw. Abnahmedrosselung beim Stromabnehmer intendiert sein. Falls als Zuteilungsmechanismus eine Auktionierung der Zertifikate gewählt wird, führt der Emissionshandel bei den beteiligten Unternehmen zu tatsächlichen Kostensteigerungen, deren Überwälzung das CO₂ Knapheitssignal an den Verbraucher weitergibt. Es besteht aber die Möglichkeit, den Verbraucher über eine Umverteilung des Auktionserlöses für die höheren Kosten zu kompensieren.¹⁹ Wenn dagegen beim Grandfathering das Knapheitssignal über die Einpreisung der Opportunitätskosten an den Verbraucher weitergegeben wird, entstehen bei den Stromerzeugern Windfall-Profits und somit eine Verteilungswirkung des Emissionshandels zu ihren Gunsten zu dem Umstand, dass dies jedoch nicht der konkreten politischen Zielrichtung in Deutschland entsprach (siehe Abschnitt 2.2.4).

2.2.3 Auswirkungen und Verteilungswirkungen der Opportunitätskosten-Einpreisung

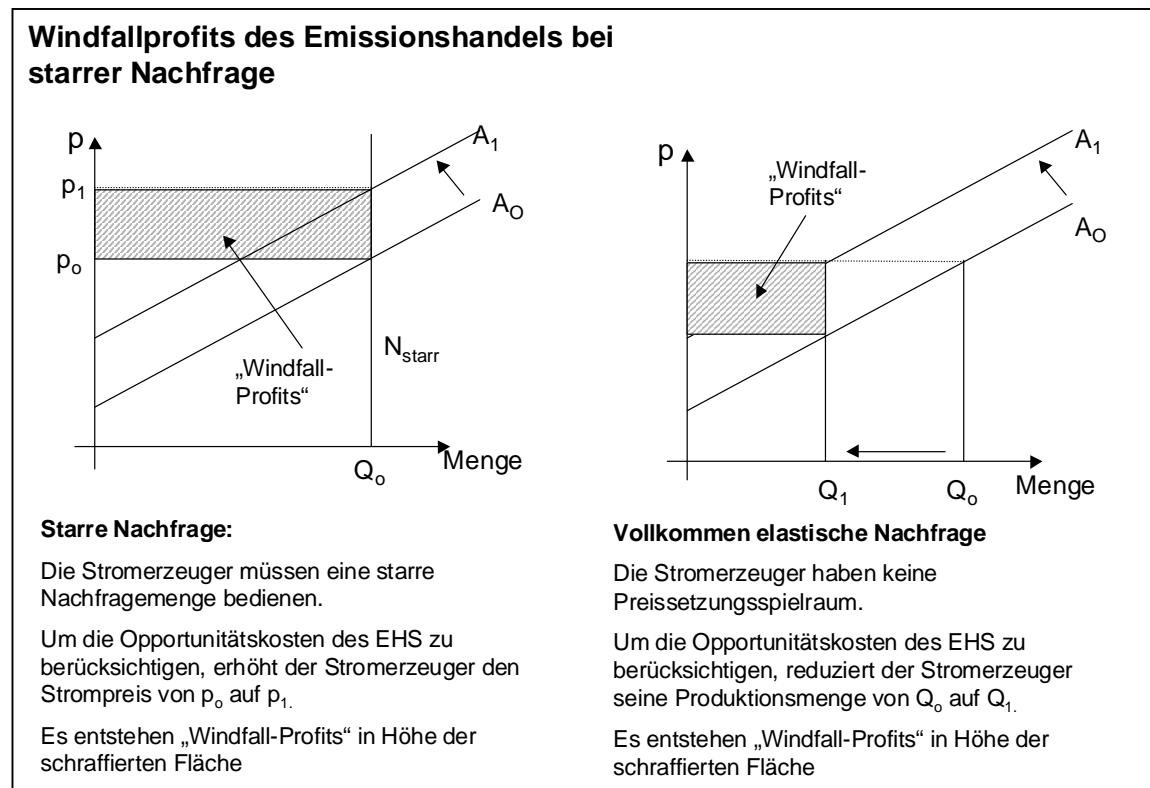
Ursprung der gegenwärtigen Diskussion um die Opportunitätskosten des Emissionshandels ist der Streit, inwiefern dieses aus betriebswirtschaftlicher Sicht rationale Verhalten gerechtfertigt ist und welche Verteilungswirkungen sich dadurch

¹⁹ Ähnlich wie bei der Ökologischen Steuerreform würden also die Verbraucher für ihre höheren Energiekosten z.B. durch eine Verringerung der Lohnnebenkosten kompensiert.

ergeben. Dabei ist einerseits die Berücksichtigung der Emissionszertifikate als Opportunitätskosten an sich umstritten, zudem wird die Überwälzung dieser Opportunitätskosten auf die Verbraucher beklagt.

Aus Sicht der Verbraucher erscheint ein solches Verhalten bei Energieversorgungsunternehmen unfair, sofern auch der Preis jener Zertifikate berücksichtigt wird, welche die Energieerzeuger kostenlos zugeteilt bekommen haben. Die durch ein derartiges Verhalten erhöhten Gewinne der Stromerzeuger werden als „Windfall-Profits“ angesehen (siehe Abbildung 4). Wenn man davon ausgeht, dass die Nachfrage nach Strom zumindest kurzfristig starr ist, eine Preiserhöhung also zu keinem bzw. nur sehr geringen Rückgang der nachgefragten Menge führt, können die Stromerzeuger die Windfall-Profits vollständig auf die Verbraucher überwälzen (siehe dazu auch Textbox 2). Abbildung 4 macht jedoch auch deutlich, dass Windfall-Profits auch bei einem festgelegten Preis entstehen (wenn also im Extremfall die Verbraucher ihren Stromkonsum bei einer minimalen Preiserhöhung sofort einstellen würden).

Abbildung 4: Windfall-Profits des Emissionshandels bei starrer und vollkommen elastischer Nachfrage



Quelle: eigene Darstellung.

Unternehmen, die in der Vergangenheit besonders hohe Emissionen hatten und daher im Zuge des Grandfathering eine große Menge an Emissionszertifikaten erhalten haben, können dabei besonders hohe Windfall-Profits realisieren. So führt nach Berechnungen des Verbands der industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (VIK) bei RWE jeder Euro des CO₂-Zertifikatspreises zu Preissteigerungen bei Strom von

mindestens 0,49 Euro/MWh. Der emissionshandels-bedingte Preiszuschlag bei RWE liege danach bei einem Zertifikatepreis von 22 Euro bei etwa 9,3 Euro/MWh, was nach Ansicht des VIK ca. 22 Prozent des gesamten Großhandelspreises ausmache. Bei Vermarktung der RWE-Stromproduktion zu diesen Konditionen resultiere daraus ein Windfall-Profit von ca. 1,8 Mrd. Euro. Hochgerechnet auf die gesamte deutsche Strombranche würde diese nach VIK-Rechnungen Windfall-Profits von über 5 Mrd. Euro/Jahr erzielen.²⁰

Bei einer generellen Einpreisung der Opportunitätskosten in die Strompreise aller Abnehmer würden sich somit die beiden folgenden Effekte ergeben:

- **Effekt 1:** Entstehung von Windfall-Profits bei Stromerzeugern.
- **Effekt 2:** Höhere Strompreise bei den Verbrauchern (z.B. energieintensive Industrie und Haushalte).

Textbox 2: Opportunitätskosten und Windfall Profits in unterschiedlichen Marktformen

In der derzeitigen Diskussion wird vielfach argumentiert, dass die Opportunitätskostenproblematik auf die Marktstrukturen am deutschen und europäischen Energiemarkt zurückzuführen sind. Tatsächlich wird der deutsche Strommarkt von nur vier großen Energieversorgungsunternehmen (EVUs) dominiert, die zusammen über 80% der Stromerzeugungskapazität in Deutschland verfügen (siehe Abbildung 5).²¹

Diese marktbeherrschende Stellung der vier großen EVUs, die auf eine zumindest kurzfristig weitgehend starre Nachfrage trifft, ermöglicht es den EVUs die Opportunitätskosten auf die Verbraucher zu überwälzen (siehe auch Abbildung 4). Ob dieses Verhalten als Missbrauch der marktbeherrschenden Stellung anzusehen ist, wird derzeit vom deutschen Bundeskartellamt geprüft.

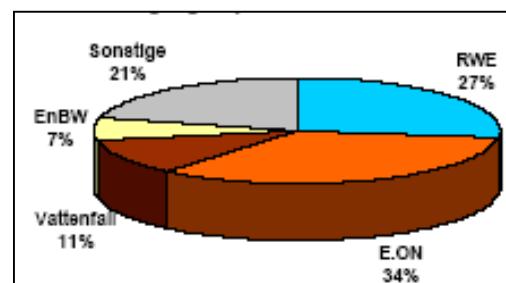


Abbildung 5: Verteilung der Stromerzeugungskapazität in Deutschland

In Anbetracht der derzeitigen Marktstruktur auf dem deutschen Energiemarkt, wird derzeit vielfach argumentiert, dass eine Erhöhung des Wettbewerbs eine Lösung des Problems darstellen könnte. Dahinter steckt die Idee, dass der Preissetzungsspielraum der vier großen EVUs in einem verstärkten Wettbewerb geringer wäre und sie somit die Opportunitätskosten nicht oder zumindest in geringerem Maße überwälzen würde. Dieser Zusammenhang stellt sich aber in einer theoretischen Darstellung genau umgekehrt dar, was für den ökonomischen „Laien“ erst einmal wenig intuitiv erscheint. Da aber der Preisbildungsmechanismus in den verschiedenen Marktformen Monopol, Oligopol und vollkommenem Wettbewerb unterschiedlich ist, spiegeln sich zusätzliche Kosten in unterschiedlichem Maße im Preis wider. Tatsächlich nimmt der Überwälzungsgrad bei

²⁰ Berechnungen des VIK, zu finden in: Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (2005): VIK-Berechnungen zu den Windfall Profits der Strombranche durch den CO2-Emissionshandel.

²¹ VIK (2005): Statement von Dr. Volker Schwich auf der VIK Jahrespressekonferenz 2005, im Internet unter: http://www.vik.de/fileadmin/vik/Pressemitteilungen/JPK2005/Statement_VIK_JPK_2005.pdf.

steigendem Wettbewerb zu, im Oligopol werden zusätzliche Kosten also in geringerem Maße überwälzt als im vollkommenen Wettbewerb, so dass zumindest aus theoretischer Sicht die Opportunitätskostenproblematik nicht durch eine Verstärkung des Wettbewerbs gelöst werden kann.²²

Jedoch spielen auch die Nachfrageelastizität, also die Veränderung der Nachfragemenge bei einer Veränderung des Preises, sowie die zur Verfügung stehende Stromerzeugungskapazität eine entscheidende Rolle. Da in Deutschland die Marktstruktur auf dem Energiemarkt klar als Oligopol charakterisiert werden kann und der europäische Energiemarkt weiter fragmentiert ist, wäre es, auch wenn man die theoretischen Zusammenhänge außer acht lässt, nur sehr langfristig möglich, die Opportunitätskosten-Problematik über eine Veränderung der Marktstruktur zu lösen.

Interessant ist bei der Betrachtung der Marktstruktur auch die Frage, inwieweit marktbeherrschende Unternehmen den CO₂-Preis beeinflussen können. Wenn man davon ausgeht, dass sich die Anteile an der Stromerzeugungskapazität auch in der Verteilung der CO₂-Zertifikate widerspiegeln, haben in Deutschland die vier großen Energieversorgungsunternehmen auch einen großen Anteil der CO₂-Zertifikate. Daher könnten die Stromerzeuger durch strategisches Handeln an den CO₂-Börsen den Preis der CO₂-Zertifikate in die Höhe treiben, um ihre Windfall-Profits zu erhöhen. Da der CO₂-Markt aber nicht auf Deutschland beschränkt ist sondern sich die CO₂-Preise auf dem europäischen Markt bilden, wäre weiter zu prüfen, ob ein solches strategisches Verhalten durch einzelne Unternehmen möglich ist.

Auch der Umfang der zur Verfügung stehenden Produktionskapazität ist ein entscheidendes Element für die Überwälzungsmöglichkeit der Opportunitätskosten. Wenn die Angebotsmenge knapp ist, haben die Stromerzeuger einen hohen Preissetzungsspielraum. Bei flexibler Angebotsmenge mit Produktionskapazität, die größer ist als die Nachfrage, ist jedoch der Preissetzungsspielraum geringer.²³

Aus klimapolitischen Gesichtspunkten ist die Einpreisung der Opportunitätskosten über die Weitergabe des Knappheitssignals an die nicht direkt am EU EHS beteiligten Sektoren einerseits vorteilhaft. Schließlich entsteht dadurch auch für die nachgelagerten Sektoren ein Anreiz zum Energiesparen und zur Verwendung energieeffizienter Techniken. Gleichzeitig könnte von der Generierung von Windfall-Profits aber auch ein negativer Effekt auf die Investitionsentscheidungen in Richtung sauberer Technologien ausgehen (siehe Abschnitt 2.3).

Aus industrie-politischer Sicht führt die Umlage auf die Großabnehmer zu einer ggf. erheblichen Mehrbelastung der Kunden, was zu einer erschweren Situation im internationalen Wettbewerb führen kann. Aus Verbrauchersicht kann dies zu einer nicht zu rechtfertigenden Mehrbelastung insbesondere auch der Haushaltskunden führen.

²² Eine umfangreiche Darstellung zur Überwälzung der Opportunitätskosten in den unterschiedlichen Marktformen findet sich in Annex 1 von Sijm et al. (2005): CO₂-price dynamics.

²³ Reinaud, J. (2003): Emissions trading and its possible impacts on investment decisions in the power sector, IEA information paper, International Energy Agency, Paris.

2.2.4 War die Einpreisung der Opportunitätskosten politisch gewollt?

In der Diskussion um die Opportunitätskosten ist es auch wichtig, den Blick zurückzuwenden und die Positionierung der wichtigen Akteure und des Gesetzgebers vor der Einführung des Emissionshandelssystems zu berücksichtigen.

Bei der Ausgestaltung des Emissionshandels in Deutschland, ließen die Interessenverbände der Energiewirtschaft und Industrie keine Möglichkeit aus, um sich für eine kostenlose Zuteilung der Zertifikate auszusprechen. Schließlich hätte die deutsche Wirtschaft mit der freiwilligen Selbstverpflichtung bereits einen wichtigen Beitrag zum Klimaschutz geleistet und dürfe daher durch zusätzliche Klimaschutzinstrumente nicht zusätzlich belastet werden. Die folgenden Zitate machen dies deutlich:

„Die Berücksichtigung frühzeitiger Reduktionen vor Einführung des Systems muß dadurch gewährleistet werden, daß Zertifikate kostenlos auf Basis des frühestmöglichen Basisjahres vergeben werden ("Grandfathering").“²⁴

„Die Stahlindustrie plädiert für eine dauerhaft kostenfreie Allokation der Rechte auf Basis aktueller Emissionen im Umfang der genehmigten Anlagenkapazität. (...) Für Produktionssteigerungen durch nach dem Stand der Technik errichtete Neuanlagen oder Anlagenerweiterungen sind im erforderlichen Umfang kostenfrei zusätzliche Emissionsrechte bereitzustellen.“²⁵

Aus Sicht der chemischen Industrie ergaben sich folgende Anforderungen an den Nationalen Allokationsplan:

„Als Regelfall erhalten die Anlagenbetreiber für jedes Jahr der beiden Handelsperioden kostenlose Zertifikate in einer Menge, die nach Wahl des Anlagenbetreibers den Ist-Emissionen eines der Jahre 2000 bis 2003 oder einem Durchschnittswert dieser Jahre entspricht. (...)

Um Investitionen in Neuanlagen nicht zu behindern, benötigen diese eine kostenlose Grundausstattung mit Zertifikaten (Stand der Technik wird dabei vorausgesetzt), um eine Gleichbehandlung mit bestehenden Anlagen zu erfahren. Um Investitionen in Neuanlagen nicht zu behindern, benötigen diese eine kostenlose Grundausstattung mit Zertifikaten (Stand der Technik wird dabei vorausgesetzt), um eine Gleichbehandlung mit bestehenden Anlagen zu erfahren.“²⁶

²⁴ Positionspapier zum Richtlinien Vorschlag der EG-Kommission für einen Handel mit Treibhausgas-Emissionszertifikaten von Verbänden der deutschen Energiewirtschaft und energieintensiven Branchen, im Internet unter: <http://www.strom.de/wysstr/stromwys.nsf/WYSFrameset3?ReadForm&Seite1=/wysstr/stromwys.nsf/Seiten/blanc.html?OpenDocument&Seite2=http://www.strom.de/wysstr/stromwys.nsf/WYSInfoDokumentePunkt2Lookup/6E1473CF298C132EC1256B5A00380131?OpenDocument&>.

²⁵ Position der Stahlindustrie in Deutschland zum EU-Handel mit Emissionsrechten für Treibhausgase und zur Ausgestaltung des nationalen Allokationsplanes, Stand 26.6.2003.

²⁶ Anforderungen an einen nationalen Allokationsplan aus Sicht der chemischen Industrie, 04. Juli 2003.

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.²⁷

Um zu vermeiden, dass durch die Zuteilung auf Grundlage historischer Emissionen zu viele Emissionszertifikate auf den Markt gelangen, wurde vom Gesetzgeber in § 7 des Zuteilungsgesetzes (ZUG), der die Zuteilung für bestehende Anlagen regelt ein, besonderer Mechanismus der nachträglichen Korrektur eingebaut:

§7(9) „Soweit die Kohlendioxid-Emissionen eines Kalenderjahres infolge von Produktionsrückgängen weniger als 60 Prozent der durchschnittlichen jährlichen Kohlendioxid-Emissionen in der jeweiligen Basisperiode betragen, hat der Betreiber bis zum 30. April des folgenden Jahres Berechtigungen in einer Anzahl an die zuständige Behörde zurückzugeben, die der Differenz an Kohlendioxid-Emissionen in Kohlendioxidäquivalenten entsprechen.“²⁸

Wen man diesen Paragraphen im Rahmen der Diskussion um die Opportunitätskosten-Problematik betrachtet, wird deutlich, dass hier bereits eine Begrenzung der Opportunitätskosten-Einpreisung im Zuteilungsgesetz enthalten ist. Wenn ein Betreiber seine angegebenen Kapazitäten zu weniger als 60 Prozent auslastet, muss er die Emissionszertifikate für die Differenz zwischen seiner Kapazitätsauslastung und der 60-prozentigen Kapazitätsauslastung zurückgeben. Somit besteht die in Abschnitt 2.2 dargestellte Opportunität der Produktion nur bei einem Produktionsrückgang um bis zu 40%. Für jeden weiteren Produktionsrückgang, muss ein Stromerzeuger das zugeteilte Emissionszertifikat zurückgeben, so dass er nicht mehr die Alternative hat, dieses auf dem Markt zu verkaufen. Solange die Nachfrage nach Strom aber relativ starr ist und die Angebotsmenge knapp ist, wirkt sich diese Regelungen zur ex-post Korrektur jedoch nicht auf die Opportunitätskosten-Einpreisung aus, alle Unternehmen werden weiterhin die Opportunitätskosten in ihren Grenzkosten berücksichtigen.

Trotz der Verankerung dieser sog. „ex-post Korrektur“ bleibt jedoch fraglich, wieso die Einpreisung der Opportunitätskosten und die dadurch entstehenden unerwünschten Verteilungswirkungen bei der Ausgestaltung und Implementierung des EU EHS nicht weiter berücksichtigt wurden. Abschnitt 2.6 macht deutlich, dass dieser Effekt jedoch nicht nur in Deutschland unberücksichtigt blieb, sondern auch in allen anderen EU-Ländern.

²⁷ 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.

²⁸ Gesetz über den nationalen Zuteilungsplan für Treibhausgas-Emissionsberechtigungen in der Zuteilungsperiode 2005 bis 2007 (Zuteilungsgesetz 2007 – ZuG 2007).

2.2.5 Zwischenfazit

Der grundlegende Funktionsmechanismus des Emissionshandelssystems beruht wie in Abschnitt 2.1 beschrieben auf dem Ausgleich der Grenzvermeidungskosten der am System beteiligten Akteure. Obwohl die Zertifikate im Rahmen des EU EHS weitgehend kostenlos zugeteilt wurden, werden sie aber nun von den Stromerzeugern als zusätzlicher Kostenfaktor berücksichtigt, da sie sog. Opportunitätskosten der Produktion darstellen. Die Stromerzeuger geben diese Opportunitätskosten an die Verbraucher weiter, so dass der Emissionshandel zu einer Erhöhung der Strompreise führt. Durch die Einpreisung und Überwälzung der Opportunitätskosten entsteht eine zusätzliche Lenkungsfunktion des Emissionshandels, die das Knappheitssignal des „Caps“ auf die anderen Sektoren weitergibt und auch dort einen Anreiz zum Energiesparen und zur Verbesserung der Energieeffizienz setzt. Im Gegensatz zu einem Auktionsmodell (bei dem der Erlös aus der Zertifikaten in voller Höhe in den öffentlichen Haushalt fließt) führt die Überwälzung der Opportunitätskosten in Form von Windfall-Profits zu zusätzlichen Gewinnen der Stromproduzenten.

Aus betriebswirtschaftlicher Sicht ist die Praxis der Opportunitätskostenproblematik rational, tatsächlich führt sie aber zu unerwünschten Verteilungswirkungen. Vom Gesetzgeber war die Einpreisung der Opportunitätskosten nicht gewollt, schließlich sollte gerade durch die kostenlose Zuteilung eine zusätzliche Belastung der energieintensiven Industrie vermieden werden.

Die Analyse macht jedoch vor allem deutlich, dass das derzeit oftmals vorgebrachte Argument der Stromerzeuger, dass der Emissionshandel ohne die Einpreisung der Opportunitätskosten nicht funktionieren kann, nicht haltbar ist. Die Opportunitätskosten-Einpreisung ist jedoch ein wichtiger Sekundäreffekt des Emissionshandels, der seinen grundlegenden Funktionsmechanismus nicht beeinträchtigt.

2.3 Einfluss auf Investitionsentscheidungen

Wie in Abschnitt 2.1 dargestellt, hat der Emissionshandel eine dynamische Anreizwirkung in Richtung einer effizienteren Produktionsweise und dem Umstieg auf Brennstoffe mit geringeren spezifischen CO₂-Emissionen. In diesem Abschnitt wird auf den zweiten Aspekt, der Anreizwirkung des Emissionshandels zum Bau von „sauberen“ Kraftwerken, näher eingegangen. Dabei wird zuerst kurz darauf eingegangen, welchen Einfluss der Emissionshandel auf den Einsatz verschiedener Kraftwerkstypen hat. Darauf aufbauend wird analysiert, welchen Einfluss der Emissionshandel auf die Investitionsentscheidungen beim Bau eines Kraftwerks hat. Mögliche Windfall-Profits bleiben dabei erst einmal unberücksichtigt. Im letzten Schritt wird untersucht, wie die Berücksichtigung der Windfall-Profits die Investitionsentscheidung beeinflussen könnte.

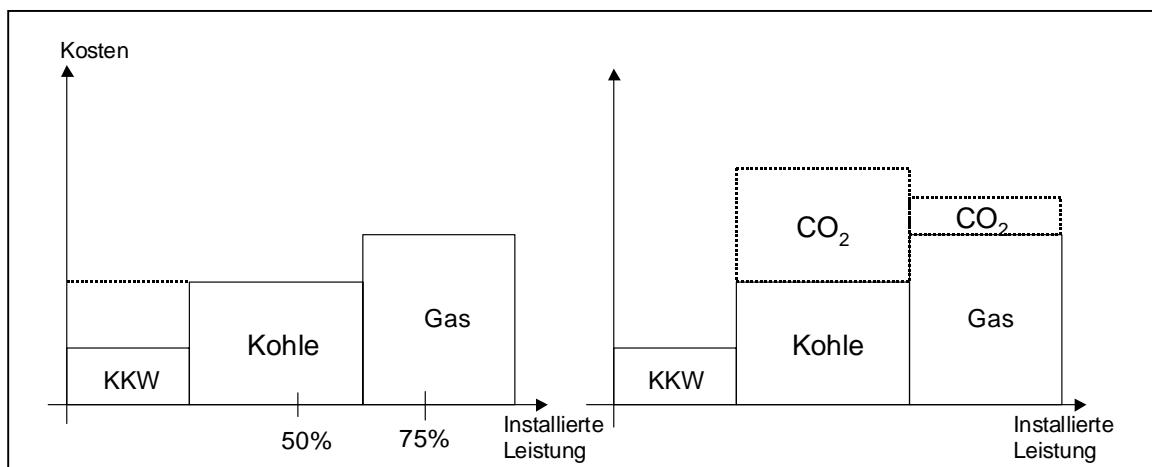
2.3.1 Veränderung der „merit order“ durch den Emissionshandel

Im vorangegangen Abschnitt wurde deutlich, dass die Kosten aller Emissionszertifikate von den Unternehmen unabhängig von der Zuteilungsmethode berücksichtigt werden

können. Die CO₂-Zertifikate werden als zusätzliche variable Kosten in den kurzfristigen Grenzkosten berücksichtigt (ähnlich wie Betriebs- und Wartungskosten, Brennstoffkosten, usw.). Diese kurzfristigen Grenzkosten sind in einem Wettbewerbsmarkt der bestimmende Faktor für die Preisbildung.

Um herauszufinden, welche Kraftwerke bei einer bestimmten Nachfrage produzieren sollen und welche ihre Kapazität als Reserve bereithalten, werden die Kraftwerke nach ihren kurzfristigen Grenzkosten angeordnet. In dieser sog. „merit order“ stehen dabei Kraftwerke mit sehr geringen Grenzkosten, wie z.B. Kernkraftwerke, ganz unten, Kraftwerke mit hohen Grenzkosten weiter oben (siehe auch Abbildung 6). In der vereinfachten Darstellung in Abbildung 6 links, wird deutlich, dass bei einer Nachfrage, die durch 50% der installierten Kapazität gedeckt werden kann, die letzte produzierte Stromeinheit von einem Kohlekraftwerk produziert wird. Somit determinieren die Grenzkosten des Kohlekraftwerks den Strompreis. Wenn dagegen auch die Kapazität des Gas- und Dampfturbinen Kraftwerks (GuD) zur Deckung der Nachfrage benötigt wird, ist dieses Kraftwerk das „Grenzkraftwerk“ und bestimmt somit den Strompreis.

Abbildung 6: „Merit order“: Das Grenzkraftwerk bestimmt den Strompreis



Quelle: eigene Darstellung

Durch die Einführung des Emissionshandels kann sich aber nun die Anordnung der Kraftwerke im „merit order“ umdrehen (siehe Abbildung 6, rechts). So steigen die Grenzkosten des GuD-Kraftwerks durch die Einführung des Emissionshandels weniger als die Grenzkosten des Kohlekraftwerks, so dass der Betrieb des GuD-Kraftwerks vorteilhaft wird. Dies liegt daran, dass GuD-Kraftwerke wesentlich effizienter produzieren können, als Kohlekraftwerke und Gas bei der Verbrennung gleichzeitig geringere CO₂-Emissionen freisetzt als Kohle. GuD-Kraftwerke emittieren bei der Produktion einer MWh Strom ungefähr nur die Hälfte der CO₂-Emissionen eines Kohlekraftwerks.²⁹

²⁹ Reinaud (2003): Emissions trading and its possible impacts on investment decisions in the power sector, IEA information paper, International Energy Agency, Paris.

2.3.2 Auswirkungen des Emissionshandels auf Investitionsentscheidungen

Die im vorgehenden Abschnitt genannten Zusammenhänge müssen auch bei Investitionsentscheidungen zum Ausbau bestehender oder Bau neuer Kraftwerke berücksichtigt werden. Grundsätzlich wird angenommen, dass der Bau von GuD-Kraftwerken in Zukunft attraktiver wird, da neue Technologien einen sehr hohen Wirkungsgrad dieser Anlagen ermöglichen.

Die Einführung des Emissionshandels liefert einen zusätzlichen Faktor für Investitionsentscheidungen. Die folgende Beispielrechnung verdeutlicht dies unter der Annahme, dass bei kostenloser Zuteilung die entsprechenden Berechtigungen nicht als Opportunitätskosten berücksichtigt werden:

Tabelle 2: Investitionsbetrachtung für ein GuD-Kraftwerk und ein Kohlekraftwerk

		GuD-Kraftwerk	Kohlekraftwerk
Anlagenkapazität	MW	600	750
Investitionskosten	Mio. €	300	825
Lebensdauer der Anlage	Jahre	25	30
<hr/>			
Brennstoffpreis	€/GJ	3,00	1,66
Brennstoffkosten	€/MWh	19,6	14,93
Kapitalkosten	€/MWh	5,75	12,65
Variable Betriebskosten	€/MWh	1,5	3,33
Fixe Betriebskosten	€/MWh	2,33	3,5
<hr/>			
Wirkungsgrad	%	55	40
Erlös vor Steuer	%	8,06	8,06
Abschreibung	€/MWh	2,85	5,23
<hr/>			
Langfristige Grenzkosten ohne CO₂	€/MWh	29,18	34,41
<hr/>			
CO ₂ -Kosten	€/t	20	20
CO ₂ -Emissionen	t/MWh	0,367	0,85
CO ₂ -Kosten pro Output	€/MWh	7,344	17,03
<hr/>			
Langfristige Grenzkosten mit CO₂	€/MWh	36,95	51,43

Quelle: Reinaud (2003), S. 34-36.

Die Beispielrechnung in Tabelle 2 macht deutlich, dass bei einer geplanten Kapazitätserweiterung bzw. bei einem Neubau die Investition in ein GuD-Kraftwerk durch die Einführung des Emissionshandels noch attraktiver wird. Wenn die CO₂-Preise sehr hoch sind, kann es für einen Stromerzeuger sogar vorteilhaft werden, ein noch in Betrieb befindliches Kohlekraftwerk durch ein GuD-Kraftwerk zu ersetzen.

2.3.3 Werden diese Anreize durch die „Windfall-Profits“ konterkariert?

Wenn bei der obigen Investitionsrechnung Windfall-Profits Berücksichtigung finden, ist es theoretisch möglich, dass eine Investitionsentscheidung unter bestimmten Umständen zu anderen Ergebnissen kommt: Wenn die kostenlose Zuteilung der

Emissionszertifikate von einem Unternehmen als Vermögenstransfer („lump-sum“) angesehen wird, könnten diese als „Ausgleich“ für die hohen Investitionskosten eines Kohlekraftwerks angesehen werden. Wenn die Windfall-Profits höher sind als die berechneten Kosteneinsparungen eines GuD-Kraftwerks gegenüber einem Kohlekraftwerk, wird die Investitionsentscheidung zu Gunsten des Kohlekraftwerks ausfallen.

Auf diesen Effekt, wies die Unternehmensberatung McKinsey bereits in einer Studie im Jahr 2003 hin. Darin wurde erläutert, dass der Emissionshandel die verstärkte Nutzung von GuD-Kraftwerken vorantreiben würde, dass Investitionsentscheidungen durch die Berücksichtigung der Windfall-Profits aber verändert werden könnten. McKinsey ging aber davon aus, dass der Gesetzgeber diesem unerwünschten Effekt mit einer entsprechenden Regelung entgegen treten würde.³⁰

Diese mögliche Verzerrung der Investitionsentscheidung zu Ungunsten des erhofften Umstiegs auf GuD-Kraftwerke, widerspricht der intendierten dynamischen Anreizwirkung des Emissionshandels und erschwert die langfristige Reduzierung von CO₂-Emissionen.

Ob zukünftige Windfall-Profits von Unternehmen tatsächlich in Investitionsrechnungen einbezogen werden, erscheint aufgrund der vielen ungewissen Zusammenhänge fraglich:

- Entwicklung des Strommarktes: Die weitere Liberalisierung des Strommarkts könnte zu erhöhten Preisdruck auf Stromerzeuger führen. Es erscheint fraglich, ob die Stromerzeuger die Opportunitätskosten weiterhin voll auf die Verbraucher überwälzen können.
- Design des EU EHS: Bisher sind die Regeln des EU EHS nur bis Ende 2012 festgelegt. Es ist bisher unklar, ob das EU EHS danach fortgesetzt wird und wie die Regeln bis dann ggf. verändert werden. So wäre es möglich, dass Zertifikate in Anbetracht der ungewünschten Verteilungswirkungen der Opportunitätskosten-Einpreisung nicht mehr kostenlos vergeben werden.
- Zusätzliche Regulierung zur Vermeidung der Windfall-Profits: Unabhängig von der weiteren Ausgestaltung des EU EHS können zusätzliche Regeln eingeführt werden, die die Entstehung von Windfall-Profits vermeiden.
- Rechtliche Unsicherheiten: Es bestehen rechtliche Unsicherheiten zur Zulässigkeit der Einpreisung, wie etwa durch die Prüfung des Bundeskartellamts deutlich wird.
- Unabhängig davon: Entwicklung der Brennstoffkosten: Die Brennstoffkosten spielen in der Investitionsrechnung eine wichtige Rolle. Die Internationale

³⁰ McKinsey Quarterly (2003): Power producers should pay close attention to a European Commission proposal to curb greenhouse gas emissions. It could have paradoxical effects, Quarterly 2003, Number 1, Paris.

Energieagentur rechnet bis 2010 mit einem Sinken der Gaspreis, bis 2020 werden jedoch wieder steigende Preise vorausgesagt.³¹

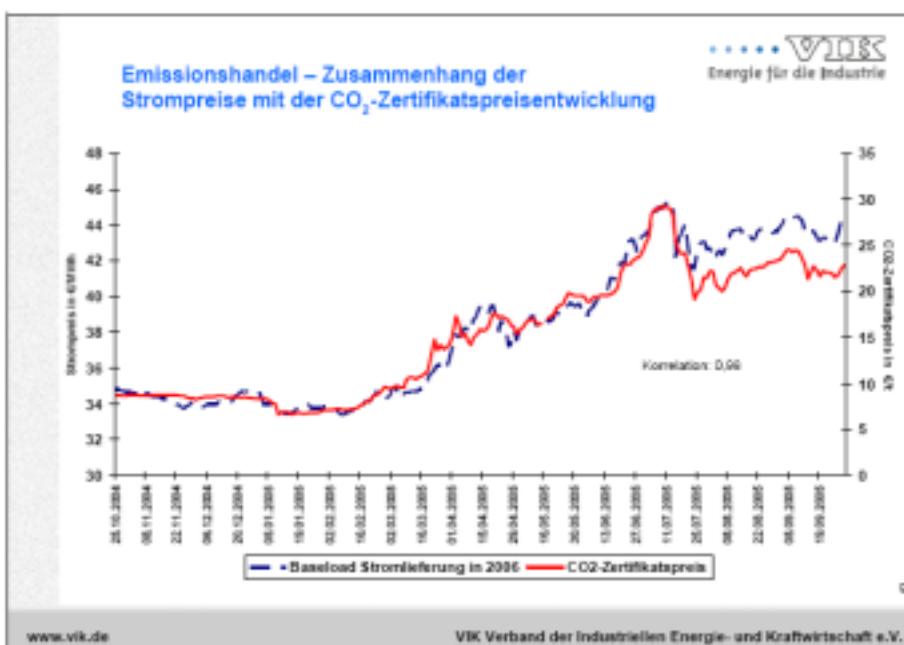
Aufgrund dieser umfangreichen Unsicherheitsfaktoren erscheint es somit zweifelhaft, ob mögliche Windfall-Profits des Emissionshandels als „soft costs“ in der Investitionsplanung Berücksichtigung finden. Unternehmensbezogene Informationen dazu liegen der Öffentlichkeit gegenwärtig nicht vor.

2.4 Einpreisung von Opportunitätskosten in der Praxis

2.4.1 Zusammenhänge zwischen CO₂- und Strompreisen in Deutschland

Die Einpreisung und Überwälzung der Opportunitätskosten scheint in Deutschland tatsächlich zu einer Erhöhung der Strompreise zu führen. In Korrelationsanalysen wird deutlich, dass die Strompreise der Entwicklung der CO₂-Preise gefolgt sind. Ein Blick auf Abbildung 7 macht dies deutlich.

Abbildung 7: Zusammenhang der CO₂- mit der Strompreisentwicklung (Darstellung VIK)



Oftmals wird jedoch argumentiert, dass die Entwicklung der Strompreise nicht nur von den CO₂-Preisen sondern von weiteren Einflussfaktoren, vor allem den Brennstoffkosten aber auch äußeren Faktoren (z.B. erhöhte Nachfrage durch Kälte-

³¹ Reinaud, J. (2003): Emissions trading and its possible impacts on investment decisions in the power sector, IEA information paper, International Energy Agency, Paris.

oder Hitzewelle) bestimmt wird und daher die Korrelation von CO₂- und Strompreise auch auf eine andere Weise erklärt werden könnte. Dieser Annahme sind Ch. Bauer und J. C. Zink nachgegangen.³² In ihrer Analyse haben sie in vier Schritten die verschiedenen Bestimmungsfaktoren des Strompreises untersucht und die jeweilige Korrelation mit dem Strompreis analysiert.

- Schritt 1: Zusammenhang Strompreis und Entwicklung der Preise für Brennstoffe
→ Ein direkter Zusammenhang zwischen den Preisentwicklungen der Primärenergieträgern und dem Strompreis ist empirisch nicht festzustellen.
- Schritt 2: Zusammenhang Strompreis, Brennstoffpreise und CO₂-Preis. Jedoch nur die tatsächlich zu reduzierenden Emissionen werden berücksichtigt („Fehlmenge“ an Zertifikaten). → es ergibt sich eine ähnlich schwache Korrelation wie in Schritt 1.
- Schritt 3: Zusammenhang Strompreis, Brennstoffkosten und CO₂-Preis. Jetzt wird 100% der Zertifikatemenge berücksichtigt: → auch wenn die drei Zusammenhänge zusammen betrachtet werden, ergibt sich immer noch eine schwache Korrelation.
- Schritt 4: Zusammenhang Strompreis und CO₂-Preis (100% der Zertifikate), Preisentwicklung bei Primärenergieträgern wird ignoriert → nur in dieser isolierten Betrachtung ergibt sich eine hohe Korrelation. Die Korrelation zwischen Strom- und Zertifikatepreisen ist dabei so hoch, dass sogar eine mathematisch geeignete Approximation nachweisbar ist.

Die Berechnungen von Bauer und Zink machen deutlich, dass die Preisentwicklung der Primärenergieträger keinen entscheidenden Einfluss auf die Strompreise hatte. Es wird deutlich, dass ein enger Zusammenhang zwischen CO₂-Preisen und Strompreisen besteht.

Die Berücksichtigung äußerer Faktoren wurde bisher in keiner der zu diesem Zeitpunkt vorliegenden Studien analysiert. Dabei wäre zu analysieren, ob die besonderes kalten Monate im Februar/März 2005 und die zusätzliche Nachfrage aus Frankreich im Sommer 2005 wegen der dort anhaltenden Hitzewelle zu einer Erhöhung der Strompreise geführt hat.

Die Generaldirektion Wettbewerb der Europäischen Kommission weist in ihrem aktuellen Issue Paper zum Energiesektor darauf hin, dass der Zusammenhang zwischen der CO₂- und Strompreisentwicklung noch weiter analysiert werden müsse, bevor das Thema weiter behandelt werden könnte. Es wird darauf hingewiesen, dass die CO₂-Preise und die anderen Einflussfaktoren schwer voneinander zu trennen sind und daher die Auswirkungen des Emissionshandels auf die Strompreise noch nicht nachgewiesen werden kann.³³ Die Analyse von Bauer und Zink macht aber deutlich, dass die Faktoren isoliert voneinander betrachtet werden können und legen nahe, dass zumindest in Deutschland ein enger Zusammenhang zwischen CO₂- und Strompreisen besteht.

³² Bauer, Ch., Zink, J. Ch. (2005): Korrelation zwischen Strompreisen und CO₂-Zertifikatepreisen, in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 55. Jg. (2005), S. 574-577.

³³ European Commission, DG competition (2005): Energy Sector Inquiry – Issues Paper.

2.4.2 Stimmen für und gegen die Opportunitätskosten-Einpreisung

Die Opportunitätskosten-Einpreisung aus Sicht der Stromerzeuger

Die Stromerzeuger, vor allem auch die großen Energieversorgungsunternehmen, stehen offen zu der Berücksichtigung der Opportunitätskosten des Emissionshandels in ihren Strompreisen. Sie argumentieren, dass die Einpreisung und Überwälzung der Opportunitätskosten eine gewollte Funktion des Emissionshandels ist und der Emissionshandel grundlegend auf diesem Funktionsmechanismus beruht. Die beiden folgenden Abbildungen machen dies deutlich.

Abbildung 8: Sichtweise der E.ON AG

The slide features the E.ON Sales & Trading logo at the top. The main title is "Wirkungsweise des CO₂-Preises auf den Strompreis". Below it, a sub-section title is "Die Idee des Emissionshandels: volkswirtschaftlich effiziente CO₂-Verminderung". A bulleted list follows:

- Anlagenbetreiber hat Option
 - durch Erzeugungs- oder CO₂-Minderung Emissionsrechte am Markt zu verkaufen oder
 - durch Zukauf von Emissionsrechten Erzeugung zu steigern oder beizubehalten, ohne eigene CO₂-Minderungsmaßnahmen zu ergreifen

Below this, a grey box contains three points with red arrows:

- CO₂-Preis stellt einen integralen Bestandteil der Kostenbetrachtung bei Einsatzplanung dar.
- Diese Berücksichtigung von CO₂ führt zu einem höheren Kostenvorzug CO₂-ärmerer und -freier Erzeugungsalternativen.
- Damit gewährleistet der Emissionshandel die politisch gewünschte Lenkungswirkung hin zu klimafreundlicheren Technologien.

A large blue circle highlights the last point, and a blue arrow points from the text above to this circle. At the bottom, another red box contains the text: "Ohne die Berücksichtigung des CO₂-Preisfaktors im Strompreis funktioniert das Emissionshandelssystem nicht!"

Quelle: E.ON – Dena-Expertengespräch „Der Emissionshandel und der Strompreis“

Quelle: Präsentation der E.ON AG auf dem dena Expertengespräch „Der Emissionshandel und der Strompreis“

Abbildung 9: Sichtweise der RWE AG

The screenshot shows a sidebar menu on the left with various links, one of which is circled in red. The main content area on the right contains text about CO2 certificates and their impact on electricity prices, also with some text circled in red.

Was wir leisten

- Was nutzt der freie Markt/Wettbewerb
- Kernenergie im Fokus
- Innovative Technologien sichern Zukunftsfähigkeit
- Energiemix
- Stromkennzeichnung
- Wem die Regulierung der Netze nutzt
- Wozu es Emissionshandel gibt?**
- Was kosten Emissionsrechte?
- Wie belasten CO2-Zertifikate den Strompreis?
- Warum machen kostenlos zugeteilte Zertifikate den Strom teurer?**

RWE

■ Warum machen kostenlos zugeteilte Zertifikate den Strom teurer?

Dass die CO2-Zertifikate zunächst einmal kostenlos zugeteilt wurden, ist zwar richtig. Doch nur dann, wenn die Zertifikatenreise in die Bildung des Strommarktmarktpreises einfließen, kann ein marktwirtschaftlicher Lenkungseffekt erzielt werden – unabhängig von der Art der Zuweisung. Das war politisch gewollt, um Anreize für eine CO2-Reduzierung zu setzen.

Denn grundsätzlich kann jeder Stromerzeuger Strom produzieren und Zertifikate verbrauchen. Er kann aber auch auf die Produktion verzichten und mit dem Verkauf von Zertifikaten einen Gewinn erzielen. Nur dann, wenn der Strompreis höher ist als der potentielle Gewinn aus dem Verkauf von Zertifikaten, wird sich der Erzeuger für die Stromproduktion entscheiden.

Damit sich die Erzeuger markt rational verhalten und weiter die Versorgung mit Strom sicherstellen, müssen sie also diesen entgangenen Gewinn als Opportunitätskosten in ihre Kalkulation für die Stromerzeugung oder die Produktion von Gütern einbeziehen. Aus diesem Grund wirkt der Preis für ein CO2-Zertifikat auch auf den am Markt gebildeten Strommarktmarktpreis ein. Und dieser bildet sich auf der Basis der letzten am Markt verfügbaren Kraftwerks, das nötig ist, um die Nachfrage zu decken. Dieses so genannte Grenzkraftwerk ist praktisch immer ein Kohle- oder Gaskraftwerk. Und diese Kraftwerke setzen bei der Stromerzeugung Kohlendioxid frei. Das hat seinen Preis.

Quelle: RWE Homepage, im Internet unter: <http://www.rwe.com/generator.aspx/online-special-strompreise/was-nutzt-der-freie-markt-wettbewerb/wozu-es-emissionshandel-gibt/kostenlos-zugeteilte-zertifikate/language=de/id=249498/kostenlos-zugeteilte-zertifikate.html>.

Auch der **Verband der Elektrizitätswirtschaft** (VDEW) stimmt mit dieser Sichtweise der Stromerzeuger überein. So erklärte Eberhard Meller, Hauptgeschäftsführer des VDEW:

"Die Emissionsberechtigungen haben einen Marktwert. (...) Der Preiseffekt ist Grundlage des Systems und war von der Politik gewollt, als sie das marktwirtschaftliche Instrument zur Klimavorsorge einführt." Die deutsche Politik habe zusätzlich mit einer gezielten Verknappung der Berechtigungen für Preisauftrieb gesorgt.³⁴

Opportunitätskosten aus Sicht der energieintensiven Industrien.

Bei den energieintensiven Industrien führt die Praxis der Opportunitätskosten-Einpreisung der Stromerzeuger zu einer zusätzlichen Belastung. Unternehmen der Metall- und Aluminiumindustrie agieren auf internationalen Märkten. Auf diesen

³⁴ Pressemitteilung des VDEW vom 7.11.2005: „Strombranche setzt auf Kooperation mit der Industrie“, im Internet unter: <http://www.strom.de/wysstr/stromwys.nsf/WYSFrameset1?Readform&JScript=1&>.

Märkten wird der Preis an den internationalen Handelsplätzen festgelegt (z.B. der London Metal Exchange), so dass die deutschen Produzenten ihre höheren Stromkosten nicht an den Verbraucher weitergeben können. Sie sind an die Weltmarktpreise gebunden. Oftmals wird in der Argumentation der energieintensiven Industrie vorgebracht, dass die Opportunitätskostenproblematik auch zentral mit der marktbeherrschenden Stellen am Strommarkt zusammenhängt. Nur durch diese marktbeherrschende Stellung hätten die Stromerzeuger die Möglichkeit, den Strompreis durch die Einpreisung der kostenlos zugeteilten Zertifikate zu erhöhen.

Einige interessante Stellungnahmen zur Opportunitätskostenproblematik sind beim **Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (VIK)** zu finden.

„Mittlerweile geben selbst die Versorger die Einpreisung der seit Jahresbeginn eingeführten CO₂-Emissionszertifikate zu und bezeichnen sie als Grund für diese Preisentwicklung. (...) Aus der Stromwirtschaft wird dies inzwischen ganz offen bestätigt und darauf verwiesen: Genau dies entspräche dem politischen Willen und der ökonomischen Logik. Über diese Interpretation zeigt sich auch die Politik entsetzt. Die politische Geschäftsgrundlage sei damals eine andere gewesen. Zwischen den tatsächlichen Kosten des CO₂-Zertifikatehandels und der Vergütung der CO₂-Werte über den Strompreis klafft eine enorme Marge; eine Marge, die für die Strombranche zu Windfall-Profits in Höhe von bis zu 5 Mrd. Euro pro Jahr führen kann. Wesentliche Ursache dieser Misere ist ein Systemfehler im EU Emissionshandel. Das Außerachtlassen des ökonomischen Prinzips der Opportunitätskosten in der politischen Entscheidungsfindung über den Emissionshandel hat uns diesen Mangel beschert. Dieser Fehler wäre weitgehend folgenlos geblieben, wenn er nicht zusammengetroffen wäre mit dem unvollkommen funktionierenden Strommarkt. In welcher Branche ist es schon möglich, dass kalkulatorische Kosten zu 100 Prozent an die Kunden weitergegeben werden können? Außer bei den Versorgern nirgendwo. Für die in einem funktionierenden und weitgehend global aufgestellten Wettbewerb arbeitenden Unternehmen, etwa der Stahl-, der Papier- und der Zementbranche, ist ein solches Vorgehen undenkbar. Es darf marktbeherrschenden Unternehmen nicht möglich sein, diesen Systemfehler auszunutzen. Wir setzen auf eine schnelle und eindeutige Klärung durch das Bundeskartellamt, bei dem wir im August eine entsprechende Beschwerde eingereicht haben.“³⁵

„Dabei sei der Preisanstieg in keiner Weise mit tatsächlichen Kostensteigerungen bei den Stromunternehmen durch den CO₂-Zertifikatehandel oder durch andere Kostensteigerungen zu erklären. Denn auch wenn die Zertifikatelpreise an der Börse seit Anfang 2005 immens gestiegen seien: Der Staat habe die CO₂-Rechte den Beteiligten bewusst kostenlos zur Verfügung gestellt, um die Strompreisauswirkungen auf die Verbraucher gering zu halten. Zweck des EU-weiten Handels mit CO₂-Emissionsrechten sei die kosteneffiziente Verringerung von Treibhausgasen als Beitrag zum weltweiten Klimaschutz. Gesetzgeberisches Ziel sei es auf keinen Fall gewesen, den Energieversorgungsunternehmen die Gelegenheit zu drastischen Erhöhungen der Strompreise zu geben und ihnen so

³⁵ Statement von Dr. Volker Schwicke auf der VIK Jahrespressekonferenz 2005, im Internet unter: http://www.vik.de/fileadmin/vik/Pressemitteilungen/JPK2005/Statement_VIK_JPK_2005.pdf.

erhebliche „Windfall-Profits“ zu ermöglichen. Genau dies geschehe aber jetzt: Den Börsenpreis der staatlichen Geschenke ließen sich die Stromunternehmen von den Verbrauchern vergüten. Diese Eipreisungsmöglichkeit biete sich den Stromunternehmen nur, weil kaum Wettbewerb auf dem deutschen Strommarkt herrsche. Die Stromkunden hätten keine Anbieteralternativen. Auf Wettbewerbsmärkten sei die Eipreisung solcher Opportunitätskosten nicht möglich. Die Folgen der CO₂-Eipreisungen seien schließende Industrieunternehmen und verlorene Arbeitsplätze. Um dies abzuwenden, erwarte der VIK das unverzügliche Einschreiten der Behörde und der Politik.“³⁶

Auch die **WirtschaftsVereingung Metalle (WVM)** äußert sich ähnlich zur Opportunitätskostenproblematik und geht in den Schlussfolgerungen noch einen Schritt weiter. So folgert Martin Kneer, WVM-Hauptgeschäftsführer „Das Emissionshandelssystem für Kohlendioxid sollte ausgesetzt werden, bis das Problem der Eipreisung der von der Bundesregierung kostenlos ausgegebenen Zertifikate in den Strompreis gelöst ist. Die energieintensive Metallindustrie ist bei einer Eipreisung der Zertifikate international nicht mehr wettbewerbsfähig.“³⁷ Zudem wird von der WVM argumentiert, dass die zusätzliche Belastung der energieintensiven Industrie durch die Opportunitätskosten-Eipreisung vom Gesetzgeber zu verantworten wäre: „Der nationale Gesetzgeber habe bei der Umsetzung der europäischen Handelsrichtlinie ausreichend Spielräume zu einer wettbewerbsgerechten Lösung gehabt“.³⁸

Ebenso sieht die **Aluminium-Industrie** in der Erhöhung der Strompreise eine Gefährdung ihrer Wirtschaftsbasis in Deutschland. Daher haben eine Reihe Unternehmen vor dem Bundesverfassungsgericht Beschwerde eingelegt.

„Die Aluminiumproduzenten in Deutschland haben Verfassungsbeschwerde gegen den CO₂-Emissionshandel eingelegt. Nach Ansicht der Unternehmen führe die nationale Umsetzung des Ende 2004 in der EU eingeführten Emissionshandels zu gravierenden Wettbewerbsverzerrungen für energieintensive Betriebe. Im Speziellen richte sich die Beschwerde gegen das Zuteilungsgesetz für die erste Periode des Emissionshandels in den Jahren 2005 bis 2007, erklärte die WirtschaftsVereinigung Metalle.

Wie die Aluminiumhütten in ihrer Beschwerde darlegen, hat die Eipreisung der CO₂-Zertifikatspreise in den Strompreis für Unternehmen mit hohem Stromverbrauch eine "erdrosselnde Wirkung". Diese Entwicklung sei für die Bundesregierung vorhersehbar gewesen und beruhe auf einem Fehler des Zuteilungsgesetzes. Die Beschwerde vor dem Bundesfassungsgericht soll dazu führen, diesen Fehler zu korrigieren. Ziel der Verfassungsbeschwerde sei es

³⁶ Pressemitteilung des VIK vom 17.8.2005, „Bundeskartellamt soll steigende Strom- und CO₂-Preise prüfen“, im Internet unter: http://www.vik.de/index.php?id=71&backPID=71&begin_at=5&tt_news=51.

³⁷ Pressemitteilung des WVM vom 4.11.2005, „Eipreisung von CO₂-Zertifikaten in den Strompreis verhindern - Emissionshandel aussetzen, bis die Konstruktionsfehler beseitigt sind“, im Internet unter: http://www.wvmetalle.de/welcome.asp?action=showmeldung&id=586&sessionid=&page_id=28.

³⁸ Pressemitteilung des WVM vom 1.9.2005, „Verfassungsgericht soll Rechtmäßigkeit des Emissionshandels prüfen“, im Internet unter: http://www.wvmetalle.de/welcome.asp?action=showmeldung&id=557&sessionid=&page_id=28.

schließlich, das "im europäischen Maßstab völlig untragbare Strompreisniveau in Deutschland wieder wettbewerbsfähig zu machen.“³⁹

Vermittlungsversuche: Es wird bereits nach Handlungsmöglichkeiten gesucht

Die Stellungnahmen zur Einpreisung und Überwälzung der Opportunitätskosten machen deutlich, dass zwischen den Stromerzeugern und der energieintensiven Industrie ein Meinungsunterschied besteht. Während die Stromerzeuger sich darauf berufen, dass dieser Effekt zum Emissionshandel gehört und politisch gewollt ist, vertreten die betroffenen energieintensiven Branchen die Meinung, dass die Stromerzeuger ihre marktbeherrschende Stellung ausnutzen, um Windfall-Profits zu erzielen. Daher gibt es bereits mehrere Bestrebungen, einen gemeinsamen Lösungsansatz zu erarbeiten.

So wurden von der Deutschen Energie-Agentur (dena) bereits zwei Expertengespräche zum Thema „Der Emissionshandel und der Strompreis“ durchgeführt (September und November 2005). Auf den Expertengesprächen wurde Vertretern von Stromerzeugungs-Unternehmen, der energieintensiven Industrie sowie Experten aus Politik und Wissenschaft die Möglichkeit gegeben, Ihre Sichtweise zu diesem Thema vorzutragen. Auf dem zweiten Expertengespräch wurde festgelegt dass von der dena Lösungsvorschläge erarbeitet werden sollen.

Auch in der Arbeitsgemeinschaft Emissionshandel des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit wurde das Thema diskutiert. So wurde bereits eine Vielzahl von Lösungsvorschlägen präsentiert, die in einer der nächsten Sitzungen konkretisiert werden sollen.

2.4.3 Weitere Informationen aus Interviews

Im Rahmen des Gutachtens wurden von Ecologic zwischen dem 16. und 22. November zentrale Akteure sowohl aus den Sektoren Energiewirtschaft als auch der verschiedenen energieintensiven Industrien kontaktiert. Mit Hilfe eines vorbereiteten Interviewleitfadens, sollte die Meinung bezüglich der Praxis der Opportunitätskosten-Einpreisung sowie mögliche Lösungsansätze abgefragt werden.

Zu diesem Zwecke wurden die Pressereferate der großen deutschen EVUs telefonisch kontaktiert, um nach dem richtigen Ansprechpartner zu fragen. Per email wurden den möglichen Ansprechpartnern dann eine kurze Projektskizze sowie Beispielfragen zugesendet. Auch nach telefonischen Rückfragen war die Resonanz auf die Anfragen leider eher spärlich. Dies mag insbesondere der knapp bemessenen Zeit geschuldet sein, da einzelne Fachleute aus verschiedenen Gründen (Ferien, Workshops, Geschäftsreisen etc.) nicht zu erreichen waren. Lediglich von RWE wurde explizit zum Ausdruck gebracht, dass RWE „derzeit nicht über die personellen Kapazitäten verfügt“,

³⁹ Pressemitteilung CO2-Handel vom 1.9.2005, „Aluminiumhütten reichen Verfassungsbeschwerde gegen Emissionshandel ein“, im Internet unter: http://www.co2-handel.de/article204_600.html.

ein solches Fachgespräch zu führen. Größeres Interesse, zum Gutachten beizutragen bestand jedoch von Seiten der energieintensiven Industrie.

So haben sich je ein Vertreter der Metallbranche also auch der Aluminiumbranche zu einem Interview bereit erklärt. Beide gaben an, dass die Berücksichtigung der Opportunitätskosten aus betriebswirtschaftlicher Sicht rational und nachvollziehbar sei. Der Vertreter der Metallbranche weist aber darauf hin, dass die tatsächliche Berücksichtigung in der Kostenrechnung der Stromerzeuger nicht mehr nachzuvollziehen wäre (z.B. Annahmen über CO₂-Preis). Beide stimmen darin überein, dass die Möglichkeit der Opportunitätskosten-Einpreisung auf die marktbeherrschende Stellung der vier großen Energieversorgungsunternehmen zurückzuführen ist und somit ein wettbewerblicher Missbrauch vorliegt. Der Vertreter der Aluminium-Industrie weist zudem daraufhin, dass RWE und Vattenfall nicht nur von der oligopolen Struktur des Strommarkts sondern auch von ihrem Duopol bei der Kohleverstromung profitieren.

Beide Interviewpartner geben an, dass die erhöhten Strompreise für ihre Branche zu wesentlichen zusätzlichen Kosten führen würden, die sie nicht auf die Verbraucher überwälzen könnten. Schließlich werden die Preise für Aluminium und Stahl auf den internationalen Märkten und insbesondere auf der London Metal Exchange (LME) determiniert. Da bei der Aluminiumproduktion in Aluminiumhütten der Strom etwa 35-40% der Kosten ausmacht, wird die Aluminiumproduktion in Deutschland wirtschaftlich weiter unattraktiv und es bestehen bereits konkrete Überlegungen der Produktionsverlagerung ins Ausland.

Bei den Lösungsvorschlägen gehen die Antworten der beiden Interview-Partner jedoch relativ weit auseinander. So kommt für den Vertreter der Metall-Industrie nur eine Lösung in Betracht, die direkt die Erhöhung der Strompreise vermeidet. Die Auktionierung stellt für ihn daher keine Lösung dar, da diese die hohen Strompreise nur manifestieren würde und die Kompensation von der Umverteilung des Versteigerungsgewinns abhängen würde. Er schlägt daher vor, den CO₂-Anteil des Strompreises zu isolieren und aus dem Strompreis rauszunehmen.

Der Vertreter der Aluminium-Industrie zeigt verschiedene Lösungsansätze auf. Generell würde er einen Lösung auf europäischer Ebene präferieren. So könnte z.B. die indirekte Zuteilung der Emissionszertifikate an die Industrie („downstream“-Ansatz) zu einer Lösung führen. Durch eine europäische Lösung würden nationale Einzelgänge vermieden. Alternativ könnte aber auch auf nationaler Ebene eine Lösung der Opportunitätskostenproblematik erreicht werden. So könnte der Strompreis begrenzt werden bzw. der CO₂-Effekt auf den Strompreis isoliert und herausgerechnet werden. Auch eine Steuerlösung oder die Auktionierung der Zertifikate könnte die Einpreisung und Überwälzung der Windfall-Profits vermeiden.

Grundsätzlich wurden in den Interviews die theoretischen Annahmen aus der ökonomischen Analyse dieses Gutachtens bestätigt. Auch die Aussagen zu der Positionierung der einzelnen Akteure in der Diskussion konnten bestätigt werden.

2.5 Lösungsvorschläge/Handlungsoptionen

Derzeit werden verschiedene Vorschläge diskutiert, mit denen eine zusätzliche Belastung durch höhere Strompreise sowie die Generierung von Windfall-Profits bei den Stromerzeugern durch die Opportunitätskosten-Einpreisung vermieden werden sollen. Drei dieser Vorschläge werden im Folgenden konkretisiert, eine strukturierte Übersicht aller derzeit diskutierten Lösungsvorschläge findet sich zudem in Anhang 1.

Grundsätzlich sollen bei der Bewertung der Lösungsvorschläge folgende Kriterien berücksichtigt werden:

- Kriterium 1: Vermeidung unerwünschter Verteilungseffekte durch die Einpreisung und Überwälzung der Opportunitätskosten;
- Kriterium 2: Vermeidung von „Windfall-Profits“ bei den Stromerzeugern;
- Kriterium 3: Zeitnahe Lösung des Problems;
- Kriterium 4: Konformität mit der Emissionshandels-Richtlinie;
- Kriterium 5: Entstehen zusätzliche Transaktionskosten, welche die Vorteilhaftigkeit des EU EHS gegenüber anderen Instrumenten gefährden könnten?

Unabhängig von diesen inhaltlichen Kriterien muss allerdings z.B. auch auf die politische Durchsetzbarkeit geachtet werden.

2.5.1 Auktionierung der Emissionszertifikate

Wie in Abschnitt 2.2 dargestellt, ist die Entstehung von Windfall-Profits durch den Emissionshandel stark von der Zuteilung der Zertifikate abhängig. Beim derzeit durchgeföhrten Grandfathering, erhalten die Stromerzeuger die Emissionszertifikate kostenlos zugeteilt. Bei den Stromerzeugern stellen die Zertifikate jedoch als sog. Opportunitätskosten einen zusätzlichen Kostenfaktor dar, den sie auf die Verbraucher überwälzen. Dem Gewinn aus den erhöhten Strompreisen stehen jedoch keine tatsächlichen Kosten gegenüber, so dass der Emissionshandel bei den Stromerzeugern zu Windfall-Profits in erheblichem Ausmaß führt.

Bei einer Auktionierung der Zertifikate, müssten die Stromerzeuger die Zertifikate kostenpflichtig erstehen (siehe Abbildung 3). Die höheren Kosten durch den Emissionshandel geben die Stromerzeuger über höhere Preise an die Verbraucher weiter, Windfall-Profits entstehen bei ihnen nicht mehr. Durch die höheren Strompreise entsteht auch bei den Verbrauchern ein Lenkungseffekt in Richtung Energiesparen und Verbesserung der Energieeffizienz. Aus klimapolitischen Gründen ist dieser Lenkungseffekt gewollt. Um jedoch eine insgesamt höhere finanzielle Belastung der Verbraucher zu vermeiden, wäre es möglich, das Aufkommen aus der Auktionierung an die Verbraucher zurückzuverteilen, um sie für die zusätzlichen Kosten zu kompensieren. Ähnlich wie bei der Ökologischen Steuerreform könnte dies z.B. durch eine Senkung der Lohnnebenkosten geschehen. Alternativ könnte das Aufkommen jedoch in die Klimapolitik investiert werden. Dabei wären eine Vielzahl von zu

fördernden Maßnahmen vorstellbar, die teilweise auch den Verbrauchern zu Gute kommen würden. So könnte durch das Auktionsaufkommen z.B. der Ausbau von Photovoltaikanlagen im Bereich der privaten Haushalte oder die Verwendung von Blockheizkraftwerken zur Stromerzeugung bei der energieintensiven Industrie gefördert werden. Es wäre jedoch z.B. auch möglich, das Aufkommen in einen Klimafonds zu investieren, mit dem Klimaschutzprojekte in Entwicklungsländern gefördert werden.

Die Bewertung anhand der festgelegten Kriterien fällt für den Vorschlag der Auktionierung folgendermaßen aus:

Vermeidung unerwünschter Verteilungseffekte

Durch die Auktionierung führt der Emissionshandel bei den Stromerzeugern zu tatsächlichen Kosten, die sie über die Strompreise an die Verbraucher weitergeben. Bei den Verbrauchern entstehen somit weiterhin zusätzliche Kosten. Die höheren Strompreise üben jedoch einen gewollten Lenkungseffekt aus, der aus klimapolitischen Gesichtspunkten gewollt ist. Aus dem Auktionsaufkommen können die Verbraucher für diese zusätzlichen Kosten kompensiert werden, so dass der Emissionshandel auch bei ihnen aufkommensneutral wäre.

Vermeidung von Windfall-Profits

Durch die Auktionierung können die Windfall-Profits bei den Stromerzeugern vermieden werden. Außerdem wird vermieden, dass die Windfall-Profits nur verschoben werden und bei einer anderen Gruppe, z.B. den Großverbrauchern anfallen. Wenn das Auktionsaufkommen an die Verbraucher zurück verteilt wird, führt der Emissionshandel insgesamt zu einer aufkommensneutralen Verteilung.

Zeitnahe Lösung des Problems und Konformität mit der Emissionshandelsrichtlinie

Diese beiden Kriterien werden hier zusammen betrachtet, da die Emissionshandelsrichtlinie in Artikel 10 für die Auktionierung bestimmte Vorgaben macht.

§10 Zuteilungsmethode: Für den am 1. Januar 2005 beginnenden Dreijahreszeitraum teilen die Mitgliedstaaten mindestens 95 % der Zertifikate kostenlos zu. Für den am 1. Januar 2008 beginnenden Fünfjahreszeitraum teilen die Mitgliedstaaten mindestens 90 % der Zertifikate kostenlos zu.

Nach der EH-RL können auch in der zweiten Handelsperiode somit nur 10% der Zertifikate auktioniert werden. Eine vollständige Auktionierung aller Zertifikate wäre für die zweite Handelsperiode nur im Rahmen einer Richtlinienänderung möglich. Für die Zeit nach 2012 gibt es jedoch noch keine Festlegung, so dass spätestens für eine im Jahr 2013 beginnende Handelsperiode eine 100-prozentige Auktionierung eingeführt werden könnte.

Somit kann die Opportunitätskosten-Problematik und die Generierung der Windfall-Profits durch die Auktionierung zumindest kurzfristig nicht vollständig behoben werden.

Zusätzliche Transaktionskosten

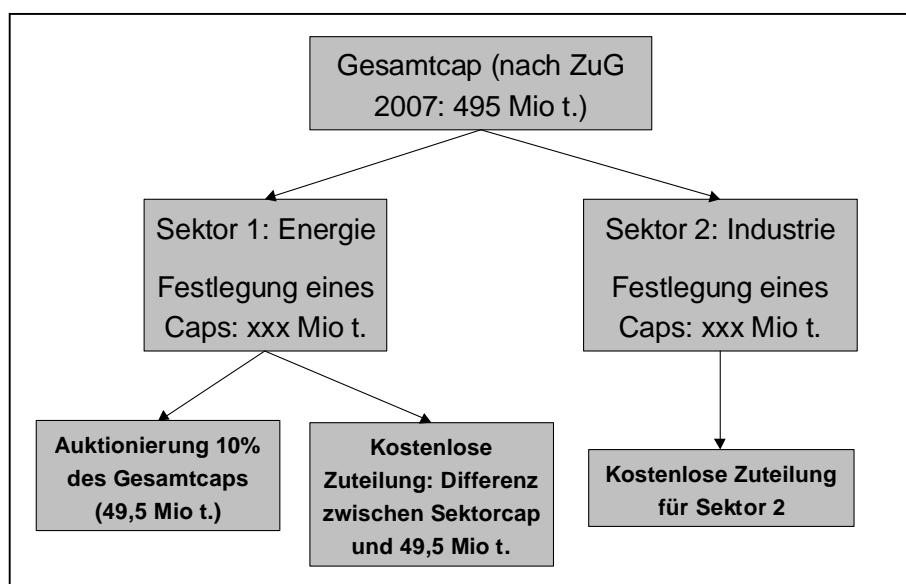
Die Auktionierung der Zertifikate muss so erfolgen, dass dadurch keine nennenswerten zusätzlichen Transaktionskosten entstehen.

Schlussfolgerungen zur Auktionierung

Durch die Auktionierung könnte das Problem der Opportunitätskosten und der ungewollten Generierung von Windfall-Profits bei den Stromerzeugern vollständig verhindert werden. Das Emissionshandelssystem könnte somit seine volle Effizienz entfalten ohne zu ungewollten Verteilungswirkungen zu führen.

Gleichzeitig ist die Anwendung der Auktionierung über die EH-RL für die zweite Handelsperiode auf 10% beschränkt. Da bereits im Juni 2006 die nationalen Allokationspläne für die zweite Handelsperiode bei der Kommission vorliegen müssen, erscheint eine Richtlinienänderung für die zweite Handelsperiode fraglich. Über eine Sektordifferenzierung, wie sie in UK bereits in der ersten Handelsperiode angewendet wurde,⁴⁰ wäre es jedoch möglich, die 10%ige Auktionierung zu Lasten der Stromerzeuger durchzuführen.

Abbildung 10: Auktionierung bei den Stromerzeugern im Rahmen von Sektor-Caps



Da jedoch weiterhin ein Teil der Zertifikate kostenlos zugeteilt wird, wird die Opportunitätskosten-Problematik auch in der zweiten Handelsperiode bestehen bleiben. Die Generierung von Windfall-Profits bei den Stromerzeugern könnte jedoch zumindest teilweise vermieden werden.

Es erscheint jedoch grundlegend, sich bei der weiteren Ausgestaltung des EU EHS, insbesondere in der Fortsetzung nach 2012, für eine vollständige Auktionierung der Zertifikate einzusetzen.

⁴⁰ DEHSt (2005): Implementation of Emissions Trading in the EU: National Allocation Plans of all EU States, S. 95.

2.5.2 Indirekte Zuteilung von Emissionsrechten

Auch eine indirekte Zuteilung von Emissionszertifikaten könnte die Generierung von Windfall-Profits bei den Stromerzeugern vermeiden. Bei einer indirekten Zuteilung von Emissionsrechten, bezieht sich das „Cap“ auf die gleichen Anlagen und Tätigkeiten wie bisher (gemäß Anhang 1 der Emissionshandels-Richtlinie). Somit haben die Bereiche Energieumwandlung- und umformung, Eisenmetallerzeugung- und verarbeitung sowie mineralverarbeitende Industrien weiterhin die Pflicht, ihre Emissionen über Zertifikate abzudecken. Bisher werden im EU EHS die Emissionszertifikate direkt an die Betreiber solcher Anlagen vergeben.

Um zu vermeiden, dass die kostenlos zugeteilten Zertifikate v.a. bei den Stromerzeugern zu erheblichen Windfall-Profits führen, könnten die Zertifikate alternativ an die Stromverbraucher, also indirekt verteilt werden. Da die Stromverbraucher die Zertifikate selbst nicht benötigen, würden sie diese an die Stromerzeuger verkaufen. Bei dieser indirekten Allokation müssen zwei wesentliche Entscheidungen getroffen werden:

1. Sollen alle Zertifikate an die Verbraucher verteilt werden, oder soll nur ein bestimmter Anteil der gesamten Zertifikatemenge an die Verbraucher und der Rest, wie bisher, an die Stromerzeuger verteilt werden?
2. Wer genau ist Empfänger der indirekten Zuteilung? Die indirekt zugeteilten Zertifikate können entweder an alle Verbraucher, also auch an die privaten Haushalte, oder nur auf die industriellen Verbraucher (energieintensive Industrie) verteilt werden.

Vor dem Hintergrund der Opportunitätskosten-Problematik erscheint es wünschenswert, einen möglichst großen Anteil der Zertifikate indirekt an die Verbraucher zu verteilen. Gleichzeitig muss dabei aber die Schnittstelle zu der zweiten Frage, also den Empfängern der indirekten Verteilung, beachtet werden. Bei einer vollständigen indirekten Allokation müssten auch die privaten Haushalte miteinbezogen werden, bei deren Einbeziehung jedoch die Transaktions- und Verwaltungskosten des Emissionshandelssystems in die Höhe schießen würden. Daher scheint es sinnvoll, die indirekte Zuteilung auf Großverbraucher zu beschränken. Diese könnten z.B. anhand der folgenden Kriterien identifiziert werden:

- Jährlicher Stromverbrauch: z.B. könnten alle Verbraucher an der indirekten Zuteilung der Zertifikate beteiligt werden, deren jährlicher Stromverbrauch 100.000 kW/h übersteigt.
- Beschränkung auf bestimmte Industrien: z.B. könnten nur die besonders energieintensiven Industrien an der indirekten Zuteilung beteiligt werden, bei denen Strom an den Produktionskosten z.B. mehr als 20% ausmacht.
- Beschränkung auf die Anlagen der energieintensiven Industrie, die bereits am EU EHS beteiligt ist.

Grundsätzlich erscheint es schwierig, ein „faires“ Kriterium festzulegen,, nach dem die indirekte Zuteilung bestimmt wird. Wenn man z.B. festlegt, dass jeder Großverbraucher

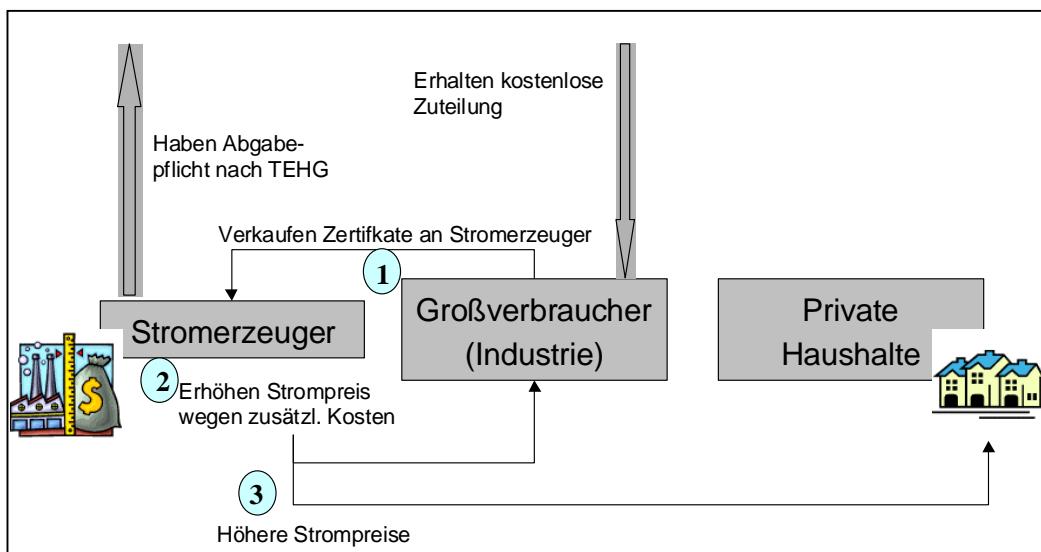
mit einem jährlichen Stromverbrauch von über 100.000 kW/h an der indirekten Allokation beteiligt wird, würden sich die Verbraucher mit 90.000 kW/h benachteiligt und ungerecht behandelt fühlen.

Auch die indirekte Allokation soll im Folgenden anhand der oben festgelegten Bewertungskriterien beurteilt werden.

Vermeidung unerwünschter Verteilungseffekte:

Solange die Haushalte nicht in die indirekte Allokation miteinbezogen werden, müssen sie weiterhin mit steigenden Strompreisen rechnen. Abbildung 11 macht dies deutlich. Nur wenn die privaten Haushalte in die indirekte Allokation mit einbezogen würden, könnte ein zusätzliche Belastung bei ihnen vermieden werden. Die energieintensive Industrie wird jedoch durch die indirekte Allokation entlastet, da bei ihr die höheren Stromkosten mindestens durch die Einnahmen aus dem Verkauf der Zertifikate gedeckt werden.

Abbildung 11: Indirekte Zuteilung der Zertifikate



Vermeidung von Windfall-Profits:

Abbildung 11 macht deutlich, dass die Stromerzeuger bei einer vollständigen indirekten Allokation an die Großverbraucher, keine Windfall-Profits mehr erhalten. Da sie ihre benötigten Zertifikate von den Großverbrauchern kaufen müssen, haben sie durch den Emissionshandel tatsächliche Kosten. Diese Kosten werden sie wiederum auf den Verbraucher umlegen, Windfall-Profits entstehen jedoch keine. Es wird aber auch deutlich, dass die Generierung der Windfall-Profits nun auf die Großverbraucher verschoben werden könnte. So wäre es möglich, dass ein Großverbraucher, durch den Verkauf der Zertifikate höhere Einnahmen hat, als ihn nachher die höheren Strompreise kosten. Die Differenz kann er für sich als Gewinn verbuchen.

Zeitnahe Lösung des Problems:

Eine indirekte Zuteilung kann frühestens für die zweite Handelsperiode von 2008-2012 eingeführt werden. Selbst für die zweite Handelsperiode scheint eine fristgerechte Umsetzung einer indirekten Zuteilung jedoch auch fraglich, da bereits im Juni 2006 die Nationalen Allokationspläne für die zweite Handelsperiode bei der Kommission eingereicht werden müssen.

Konformität mit der Emissionshandelsrichtlinie:

Es erscheint fraglich, ob eine indirekte Zuteilung mit der bestehenden EH-RL konform wäre. Schließlich legt Artikel 11 die Zuteilung und Vergabe von Zertifikaten folgendermaßen fest:

*§11 (1) Für den am 1. Januar 2005 beginnenden Dreijahreszeitraum entscheidet jeder Mitgliedstaat über die Gesamtzahl der Zertifikate, die er für diesen Zeitraum zuteilen wird, sowie über die Zuteilung dieser Zertifikate **an die Betreiber der einzelnen Anlagen**.*

Somit ist in der Richtlinie festgelegt, dass die Allokation direkt an den Betreiber der Anlage zu erfolgen hat. Teilweise wird aber auch die Ansicht vertreten, dass eine indirekte Allokation ohne Richtlinienänderung eingeführt werden könnte. Eine Einführung der indirekten Allokation ohne Richtlinienänderung würde jedoch zu erheblichen Problemen bei der Durchsetzung führen, da Stromerzeuger sich immer auf §11 der Richtlinie berufen würden.

Zusätzliche Transaktionskosten:

Wenn die privaten Haushalte bei der indirekten Allokation außen vor gelassen werden, entstehen durch die indirekte Zuteilung keine wesentlichen zusätzlichen Transaktionskosten.

Schlussfolgerung zur indirekten Allokation:

Insgesamt scheint die indirekte Allokation eine Möglichkeit zu sein, um die Windfall-Profits bei den Stromerzeugern zu vermeiden ohne den zusätzlichen Lenkungseffekt des Emissionshandels über die höheren Strompreise bei den Verbrauchern zu verlieren. Gleichzeitig ist die indirekte Allokation mit einer Reihe von Schwierigkeiten behaftet. So muss festgelegt werden, wer bei der indirekten Allokation berücksichtigt wird. Diese Festlegung würde jedoch politisch große Schwierigkeiten bereiten, da mit der Berücksichtigung bei der indirekten Allokation eine nicht unbedeutliche Geldsumme verbunden ist. Schließlich steigen durch die indirekte Allokation die Strompreise, die dann ein Unternehmen, dass an der indirekten Allokation nicht beteiligt war, nicht durch die Einnahmen aus dem Verkauf von Emissionszertifikaten kompensieren kann.

Zudem besteht auch bei der indirekten Allokation weiterhin die Möglichkeit, dass Windfall-Profits generiert werden. Diese würden jedoch nicht mehr bei den Stromerzeugern anfallen, sondern vielmehr bei den Unternehmen, die über die indirekte Allokation Zertifikate erhalten. Auch ist nicht sicher, ob eine indirekte Allokation überhaupt mit der EH-RL vereinbar ist.

Insgesamt scheint der Umstieg auf eine indirekte Allokation daher fraglich. Schließlich stehen sich bei der indirekten Zuteilung noch wesentlich mehr Interessen gegenüber, als bei der direkten Zuteilung durch das Grandfathering. Somit werden auch die Regelungen der indirekten Zuteilung am Ende stark durch die verschiedenen Interessengruppen beeinflusst werden. Die indirekte Zuteilung scheint somit politisch nur schwer durchsetzbar. Es bestünde jedoch die Möglichkeit, nur einen kleinen Anteil der Zertifikate indirekt zuzuteilen und zwar an die Unternehmen/Branchen, die derzeit angeben durch die Erhöhung der Strompreise stark belastet zu sein, da sie aufgrund ihrer Stellung auf dem internationalen Wettbewerb nicht in der Lage sind, die höheren Kosten an die Verbraucher überwälzen zu können. Eine solche Sonderbehandlung würde jedoch wiederum dem Gleichbehandlungsgrundsatz widersprechen und wäre somit stark angreifbar.

2.5.3 Grenze für Strompreiserhöhung

Ein völlig anderer Lösungsansatz, der keine Änderung der Zuteilungsmethode beinhaltet und relativ kurzfristig umzusetzen wäre, ist die Regulierung der Strompreise.

So könnte man den Effekt der Opportunitätskosten auf den Strompreis isolieren und aus dem Strompreis herausnehmen. Dafür müsste jedoch eine gesetzliche Vorgabe bestehen, nach der die Berücksichtigung der CO₂-Effekte in den Strompreise untersagt würde. Dazu müsste der CO₂-Effekt klar von anderen Einflussfaktoren wie höheren Brennstoffkosten, der Kapazitätsauslastung und äußeren Faktoren, wie z.B. dem Ausfall eines Kraftwerks in einem Nachbarland, zu isolieren sein. Dazu müsste jedoch jedes Unternehmen die Zusammensetzung seiner Kosten offen legen und zu jedem Zeitpunkt verfügbar machen.

Angesichts der geringen Durchsetzungschance dieser Transparenzanforderungen scheint es daher realistischer, einen bestimmten Abschlag für die Effekte des Emissionshandels oder direkt eine Grenze für Strompreiserhöhungen festzulegen. So könnte man z.B. ausgehend von den derzeit vorherrschenden Strompreisen eine mögliche Preissteigerung aufgrund höherer Brennstoffkosten sowie anderer Faktoren kalkulieren und einen Preissetzungskorridor um den derzeitigen Strompreis ziehen. Preise außerhalb dieses Korridors wären somit auf die Überwälzung von Opportunitätskosten zurückzuführen und wären nicht zulässig.

Bei einer Festlegung einer solchen Preisobergrenze für Strom können jedoch eine Reihe von Fehlern auftreten:

- Die Annahmen über die Entwicklung der Brennstoffkosten können falsch sein. Wenn die Brennstoffkosten stärker als erwartet steigen und die Grenzkosten auch ohne Berücksichtigung der Opportunitätskosten über die Preisobergrenze steigen, werden die Stromerzeuger ihre Produktion drosseln und es kann zu einem Nachfrageüberschuss auf dem Strommarkt kommen.
- Die Annahmen über die Entwicklung auf dem europäischen Energiemarkt können falsch sein. Falls in naher Zukunft der europäische Wettbewerb auf dem Energiemarkt verstärkt wird, können die Strompreise insgesamt fallen. Den

Stromerzeugern wäre es dann möglich, den Preissetzungsspielraum bis zur Preisobergrenze zu nutzen, um die Opportunitätskosten zu überwälzen.

- Externe Faktoren: es ist niemals möglich, besondere Härtefälle vorauszusagen. So könnte z.B. ein sehr kalter Winter dazu führen, dass die Strompreise über die Preisobergrenze steigen würden, die Preisobergrenze aber, wie oben, dazu führen würde, dass die Stromerzeuger nicht die notwendige Strommenge zur Verfügung stellen und es zu Stomausfällen- bzw. schwankungen kommen könnte.

Eine Regulierung der Strompreise scheint vor dem Hintergrund der Bestrebungen nach einer Liberalisierung der europäischen Energiemarkte nicht besonders vorteilhaft zu sein. Die aufgeführten Beispiele machen deutlich, dass eine solche Festlegung einer Strompreisgrenze erhebliche Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit haben könnte. Somit wären die Verbraucher dann von den ungewünschten Verteilungseffekten des Emissionshandels entlastet, hätten aber durch mögliche Stomausfälle wesentlich höhere Kosten (bei der energieintensiven Industrie durch Produktionsrückgänge) zu tragen. Wenn die Preisobergrenze jedoch zu hoch angesetzt wird, ist es dagegen möglich, dass die Stromerzeuger weiterhin die Opportunitätskosten an die Verbraucher überwälzen können.

Auch die Bewertung anhand der Bewertungskriterien fällt für die Festlegung einer Preisobergrenze eher negativ aus.

Vermeidung unerwünschter Verteilungseffekte:

Über die Festlegung einer Preisobergrenze könnte bei den Stromverbrauchern zumindest ein Teil der zusätzlichen Belastung durch die Einpreisung der Opportunitätskosten vermieden werden. Gleichzeitig können durch eine Regulierung der Strompreise negative Effekte hervorgerufen werden, die vor allem die Versorgungssicherheit gefährden.

Vermeidung von Windfall-Profit

Wenn der tatsächliche Strompreis ohne die Berücksichtigung der Opportunitätskosten nahe an der festgelegten Preisgrenze liegt, können die Windfall-Profits weitgehend vermieden werden. Wenn aber die Preisgrenze großzügig kalkuliert wird, können die Stromerzeuger den Preissetzungsspielraum bis zur Preisgrenze weiterhin nutzen, um die Opportunitätskosten des Emissionshandels auf die Verbraucher zu überwälzen.

Zeitnahe Lösung

Eine Preisobergrenze könnte in Abhängigkeit von der politischen Akzeptanz, relativ kurzfristig eingeführt werden.

Konformität mit der Emissionshandelsrichtlinie

Die Festlegung einer Preisgrenze für Strom scheint mit der EH-RL konform zu sein. Jedoch gibt es eine Reihe anderer Gesetze mit denen eine solche regulierte Preisbildung nur schwer zu vereinbaren wäre. Die Festlegung einer Preisgrenze entspricht vor allem den Bestrebungen zur weiteren Liberalisierung des Europäischen Energiemarkts.

Zusätzliche Transaktionskosten

Durch die Einführung einer Preisobergrenze würden die Transaktionskosten im Rahmen des Emissionshandelssystems nicht wesentlich erhöht.

Schlussfolgerungen zur Festlegung einer Strompreisgrenze

Insgesamt scheint die Festlegung einer Grenze für Strompreise eine Reihe von Gefahren mit sich zu bringen. So könnte eine Grenze für Strompreise die Versorgungssicherheit gefährden und somit die Vorteile einer solchen Preisgrenze (Vermeidung unerwünschter Verteilungswirkungen des EU EHS) zunichte machen. Zudem scheint die Festlegung einer Preisgrenze für Strom den Liberalisierungs-Bestrebungen auf dem europäischen Energiemarkt zu widersprechen.

Durch die Beseitigung eines unerwünschten Effekts des Emissionshandels würde somit wesentlich in andere Bereiche der Energiewirtschaft eingegriffen und somit negative Auswirkungen in anderen Bereichen in Kauf genommen.

2.6 Ein Blick über den Tellerrand

Die Opportunitätskosten-Problematik besteht nicht nur in Deutschland. Auch in anderen europäischen Ländern führt die Einführung der Opportunitätskosten zu einer Erhöhung der Strompreise. In fast allen Ländern wird die Opportunitätskosten-Problematik derzeit diskutiert und nach Lösungsvorschläge gesucht. Ähnlich wie in Deutschland scheinen aber auch in den meisten anderen Ländern die genauen Zusammenhänge, die sich durch die Marktstruktur am Energiemarkt sowie am CO₂-Markt noch nicht ausreichend bekannt. So wurde z.B. in den Niederlanden, wo das Problem bereits zu einer Anfrage durch das Parlament geführt hat, bisher auf eine politische Maßnahmen verzichtet, um erst noch genauere Informationen über die Zusammenhänge zu erhalten.⁴¹

In allen Ländern stehen die Stromverbraucher dabei vor der Frage, wie dieser Effekt der Opportunitätskosten-Einführung und vor allem die Generierung von Windfall-Profits bei der Implementierung des Emissionshandels keine Berücksichtigung fand. In fast allen Ländern, wird jetzt darauf hingewiesen, dass das Problem der Opportunitätskosten-Einführung bereits vor Beginn des Emissionshandels bekannt war. Von ILEX Energy Consulting wurde bereits im Jahr 2004 versucht, die Überwälzungsmöglichkeiten der Opportunitätskosten in den einzelnen Ländern zu bestimmen.⁴² So gab es z.B. im Vereinigten Königreich von Großbritannien und Nordirland (UK) ein Seminar, auf dem die Zusammenhänge und Auswirkungen des Emissionshandels auf die Strompreise diskutiert wurden. In der Seminarbeschreibung war folgende Aussage zu finden: „the EU emission trading scheme promises to provide a huge windfall to the UK electricity generation sector and will reinforce the price

⁴¹ Jeroen Brinkhoff, Wirtschaftsministerium Niederlande, Directorate General for Competition and Energy, persönliche Korrespondenz, 22.11.2005.

⁴² ILEX (2004): Impact of the EU ETS on European Electricity Prices.

recovery seen in recent months. Most generators will gain, but some will gain hugely. An unlucky few will be handicapped".⁴³

Einige Länder haben bereits Maßnahmen ergriffen, um die ungewünschten Verteilungswirkungen der Opportunitätskosten-Einpreisung zu vermeiden. In einigen Ländern wurden sogar bereits vor dem Start des Emissionshandels im Jahr 2005 regulative Maßnahmen ergriffen. So wurde in Irland bereits im April 2004 angekündigt, dass durch eine Anpassung der sog. „transmission und distribution charges“ die Überwälzung der Opportunitätskosten auf den Verbraucher und die Entstehung von Windfall-Profits beschränkt werden kann. In Spanien wurde den Stromerzeugern die Einpreisung der Opportunitätskosten untersagt. Falls doch eine Erhöhung der Strompreise aufgrund der Opportunitätskosten-Einpreisung zu beobachten wäre, müssten die Stromerzeuger mit einer Kürzung bestehender Kompensationszahlungen rechnen. Faktisch wurde also eine Regulierung der Strompreise eingeführt.⁴⁴ In UK wird derzeit von NERA Consulting Economists eine ausführliche Studie zu diesem Thema angefertigt, die vor allem auch die Entwicklungen auf EU-Ebene betrachtet. Tabelle 3 gibt eine Übersicht über die bisherigen Ergebnisse dieser Studie.

⁴³ Powerink (2003): Impact of EU carbon emission trading scheme on the UK electricity markets, im Internet unter: <http://www.power-ink.com/emo/carbonimpacts.htm>.

⁴⁴ Sijm et al. (2005): CO2 price dynamics, S. 41-42.

Tabelle 3: Maßnahmen zur Verhinderung der Opportunitätskosten-Problematik in verschiedenen EU-Ländern

Land	Maßnahme zur Lösung	Details	Stand der Umsetzung
Irland	Regulierung der Strompreise	Begrenzung des Umsatzes bestimmter Stromerzeuger	In Kraft
Irland	Umverteilung der Windfall-Profits	Besteuerung der Windfall-Profits und Verwendung des Aufkommens zur Kompensation höherer Strompreise	Derzeit aufgeschoben
Spanien (und andere)	Regulierung der Strompreise	Strompreise dürfen nur um maximal 2 % ansteigen	In Kraft
Spanien	Reduzierung der Zuteilung oder alternative Rücknahme anderer Kompensationszahlungen		Wurde in einem „White Paper“ vorgeschlagen
Frankreich	Spezielle Stromlieferverträge für Industriekunden	Stromlieferverträge für Industriekunden zu besonderen Bedingungen, Regierung unterstützt Einigung.	Bisher nur angekündigt
Schweden, Finnland	Einführung einer Windfall-Steuer		Konkrete Ausgestaltungsmöglichkeiten werden derzeit erforscht.

Quelle: Harrison und Radov (2005): Carbon Markets, Electricity Prices and „Windfall-Profits“

2.7 Zusammenfassung der ökonomischen Analyse

Der Emissionshandel führt als marktbautes Instrument der Umweltpolitik zu einer effizienten Emissionsminderung. Emissionen werden durch den Emissionshandel zu den geringst möglichen gesamtwirtschaftlichen Kosten reduziert. Der Emissionshandel

führt somit zu einer Internalisierung externer Kosten und übt einen dynamischen Anreiz aus.

Obwohl im Europäischen Emissionshandelssystem die Zertifikate bisher umsonst zugeteilt wurden, werden diese von Stromerzeugern als zusätzlicher Kostenfaktor berücksichtigt (Opportunitätskosten). Dies ist ein aus betriebswirtschaftlicher Sicht rationales Verhalten, das die Effizienzwirkung des Emissionshandels verstärkt. Schließlich wird somit das Knapheitssignal des Emissionshandels auch an die nachgelagerten Sektoren weitergegeben, sodass auch bei diesen Sektoren eine Lenkungswirkung in Richtung eines effizienteren und sparsameren Energieeinsatzes entsteht. Somit kann man sagen, dass die Weitergabe des Knapheitssignals über die Strompreise die Funktionsweise des Emissionshandelssystems unterstützt und als systemimmanente Funktion des Emissionshandels betrachtet werden muss.

Im Fall des Europäischen Emissionshandels war diese zusätzliche Lenkungswirkung aber politisch nicht gewollt. Schließlich entstand die kostenlose Zuteilung auf Druck der Industrie, um zusätzliche Belastung zu vermeiden. Jetzt ergibt sich jedoch durch die Einpreisung der Opportunitätskosten bei den Stromerzeugern eine ungewünschte Verteilungswirkung zu Gunsten der großen Stromerzeuger. Jedoch ist nicht nur die Generierung der Windfall-Profits bei den Stromerzeugern zu bemängeln. Vielmehr kann die Einpreisung der Opportunitätskosten auch zu einer Verzerrung von Investitionsentscheidungen zu Ungunsten von „sauberen“ Anlagen.

In Deutschland ist tatsächlich eine enge Korrelation der Strom- und CO₂-Preise zu beobachten. Die Stromerzeuger stehen offen zu der Einpreisung der Opportunitätskosten zum Emissionshandel und argumentieren, klimapolitisch korrekt, dass die Einpreisung der Opportunitätskosten zur Funktionsweise des Emissionshandels gehört. Die Verbraucher beklagen dagegen die zusätzliche Belastung.

Insgesamt erscheint ein Ausweg aus diesem Dilemma schwierig. Denn einerseits erscheint die Weitergabe des Knapheitssignal des Emissionshandel über die Strompreise aus klimapolitischer Sicht vorteilhaft, andererseits entstehen dadurch zusätzliche Gewinne bei den großen Stromerzeugern, die auch zu einer Verzerrung von Investitionsentscheidungen führen, was aus klimapolitischer Sicht wiederum nicht wünschenswert ist. Die aufgezeigten Handlungsoptionen machen dies deutlich. So würde die Auktionierung der Zertifikate das Problem der Opportunitätskosten-Einpreisung weitgehend beheben, aufgrund der Regelungen in der Emissionshandels-Richtlinie kann eine vollständige Auktionierung jedoch nicht zeitnah umgesetzt werden. Andere Lösungsvorschläge könnten zwar die Opportunitätskosten-Einpreisung vermeiden, würden aber Probleme in anderen Bereichen nach sich ziehen.

Insgesamt scheint es daher wichtig, den Dialog zwischen den beteiligten Akteuren zu verstärken, um sich auf eine gemeinsame Lösung des Problems zu einigen. Diese Lösung sollte zudem auf europäischer Ebene abgestimmt werden, da nationale Einzellösungen die Funktionalität des Emissionshandels gefährden könnten.

Literaturverzeichnis

- Bauer, Ch., Zink, J. Ch. (2005): Korrelation zwischen Strompreisen und CO₂-Zertifikatpreisen, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 55. Jg. (2005), S. 574-577.
- Cansier, Dieter. (1996): Umweltökonomie, 2. Auflage, Stuttgart: Lucius & Lucius.
- DEHSt (2005): Implementation of Emissions Trading in the EU: National Allocation Plans of all EU States, im Internet unter: http://www.dehst.de/cln_007/nn_593634/SharedDocs/Downloads/EN/ETS/EU_NAP_Vergleich,tempateld=raw,property=publicationFile.pdf/EU_NAP_Vergleich.
- European Commission, DG competition (2005): Energy Sector Inquiry – Issues Paper.
- ILEX (2004): Impact of the EU ETS on European Electricity Prices.
- NERA Consulting Economists (2002): Evaluation of Alternative Initial Allocation Mechanisms in a European Union Greenhouse Gas Emissions Allowance Trading Scheme, Prepared for DG Environment, European Commission.
- McKinsey Quarterly (2003): Power producers should pay close attention to a European Commission proposal to curb greenhouse gas emissions. It could have paradoxical effects, Quarterly 2003, Number 1, Paris.
- Sijm, J.P.M. et al. (2005): CO₂ price dynamics: The implications of EU emissions trading for the price of electricity, Energy research Centre of the Netherlands (ECN).
- Stavins, Robert (2004): Environmental Economics, Faculty Research Working Papers Series, RWP04-051, Harvard University.
- Reinaud, Julia (2003): Emissions trading and its possible impacts on investment decisions in the power sector, IEA information paper, International Energy Agency, Paris.
- Weimann, Joachim (1995): Umweltökonomie – Eine theorieorientierte Einführung, 3. Auflage, Springer, Berlin-Heidelberg, S. 226.

Anhang 1: Lösungsansätze

Im Rahmen des Gutachtens sollen Handlungsoptionen zum Umgang mit der Opportunitätskosten-Problematik vorgestellt werden. Die Handlungsoptionen beziehen sich einerseits auf Ausgestaltungsmöglichkeiten, die sich auf die zweite Handelsperiode (2008-2012) beziehen. Einige Handlungsoptionen ermöglichen aber auch eine eher kurzfristige Lösungsmöglichkeit. Im folgenden sollen politikorientierte Vorschläge vorgestellt werden. Diese sind in drei Gruppen unterteilt:

- Anpassung des Designs des Europäischen Emissionshandelssystems (EU EHS),
- kooperative Lösungen sowie
- aufsichts- und wettbewerbsrechtliche bzw. regulative „Maßnahmen“.

Zudem werden flankierende Maßnahmen aufgezeigt.

Grundsätzlich sollen bei der Bewertung der Lösungsvorschläge folgende Kriterien berücksichtigt werden:

- Kriterium 1: Vermeidung unerwünschter Verteilungseffekte durch die Einfreisung und Überwälzung der Opportunitätskosten (☺ Verteilungseffekte werden vermieden, ☹ werden nicht vermieden);
- Kriterium 2: Vermeidung von „Windfall-Profits“ bei den Stromerzeugern (☺ Windfall-Profits werden vermieden, ☹ werden nicht vermieden);
- Kriterium 3: Zeitnahe Lösung des Problems (☺ schnelle Lösung, ☹ langfristige Lösung);
- Kriterium 4: Konformität mit der Emissionshandels-Richtlinie (☺ Vorschlag ist RL-konform, ☹ ist nicht RL-konform);
- Kriterium 5: Entstehen zusätzliche Transaktionskosten, welche die Vorteilhaftigkeit des EU EHS gegenüber anderen Instrumenten gefährden könnten? (☺ zusätzliche Transaktionskosten, ☹ keine zusätzlichen Transaktionskosten).

Unabhängig von diesen inhaltlichen Kriterien muss allerdings z.B. auch auf die politische Durchsetzbarkeit geachtet werden.

Anpassung des Designs/ der Regeln des Europäischen Emissionshandelssystems

Der Gesetzgeber kann das Design bzw. die Regeln des EHS (neu) ausgestalten. Die Regierung erarbeitet in diesem Zusammenhang Vorlagen, die sie dem Gesetzgeber vorlegt. Wenn es dabei z.B. um die Aufnahme bestimmter Regelung in den Zweiten Nationalen Allokationsplan (NAP2) geht, ist das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) federführendes Ministerium. Falls ein Vorschlag eine Richtlinienänderung notwendig macht, wäre in Erwägung zu ziehen, sich (auch) direkt an die Europäische Kommission zu wenden.

	Pro	Contra	Bewertung
Auktionierung der Emissionsrechte	<p>Die Windfall-Profits können bei einer vollständigen Auktionierung vermieden werden. Bei einer anteiligen Auktionierung (z.B. von 10%) könnten die Windfall-Profits teilweise vermieden werden.</p> <p>Das Aufkommen der Auktion kann an die Verbraucher zurückverteilt werden, so dass der Emissionshandel insgesamt aufkommensneutral ist (ähnlich wie bei der Ökologischen Steuerreform).</p>	<p>In der zweiten Handelsperiode dürfen nach den rechtlichen Vorgaben der EU-RL max. 10% der Zertifikate versteigert werden.</p> <p>Nur wenn Auktions-Aufkommen für Kompensation höherer Strompreise verwendet wird, können unerwünschte Verteilungswirkungen zu Lasten der Verbraucher beseitigt werden. Die Belastung würde dann bei den Stromerzeugern liegen.</p> <p>Politische Durchsetzbarkeit erscheint schwierig.</p>	<p>Verteilungseffekte: ☺ (nur bei Umverteilung des Aufkommens)</p> <p>Windfall-Profits: ☺</p> <p>Zeithorizont: ☹ (nur 10% der Zertifikate dürfen auktioniert werden, auch erst ab 2008)</p> <p>EH-RL-konform: ☺ (bei 10%-Auktionierung)</p> <p>Transaktionskosten: ☹</p>
Indirekte Zuteilung von Emissionsrechten	Windfall-Profits bei Stromerzeugern werden vermieden	Sehr hohe zusätzliche Transaktionskosten, vor allem bei Einbeziehung der priv. Haushalte	Verteilungseffekte: ☺ (abhängig von Einbeziehung privater Haushalte)

	Pro	Contra	Bewertung
= „downstream“-Ansatz: Zertifikate werden an Verbraucher ausgegeben, Stromerzeuger müssen Zertifikate von Verbrauchern kaufen.	Verbraucher werden über Verkauf der Emissionsrechte für höhere Strompreise entschädigt. Die Verbraucher tauschen sozusagen Emissionsrechte gegen Stromlieferung.	Eventuelle Verlagerung der Windfall-Profits zur energieintensiven Industrie? Politisch nur schwer durchsetzbar. Vor allem bei Einbeziehung privater Haushalte nur schwer umsetzbar.	Windfall-Profits: ☺ Zeithorizont: ☹ (erst ab 2008) EH-RL-konform: strittig Transaktionskosten: ☹
Besteuerung der „Windfall-Profits“ (wird in Schweden und Finnland erwogen)	Steueraufkommen könnte zur Kompensation der höheren Strompreise verwendet werden. Ähnlich wie bei Auktionierung könnten Windfall-Profits vermieden werden	Umsetzbarkeit schwierig, da der tatsächliche Anteil der Opportunitätskosten auf die Strompreise isoliert werden müsste um die Höhe des Windfall-Profits zu determinieren. Stromerzeuger müssten ihre Preisbildung offen legen. Es entstehen zusätzliche Transaktionskosten, da Steueraufkommen „verwaltet“ werden muss und an die Verbraucher zurückverteilt werden.	Verteilungseffekte: ☺ Windfall-Profits: ☹ (eventuell wird auch Steuer eingepreist) Zeithorizont: ☺ EH-RL-konform: ☺ Transaktionskosten: ☹
Ausdehnung der ex-post Korrektur : Wenn die Allokation bei	Opportunität des Produktionsrückgangs und zum Verkauf der Zertifikate würde nicht mehr bestehen.	Ex-post Korrektur eventuell nicht richtlinienkonform (wird derzeit von KOM geprüft).	Verteilungseffekte: ☺ Windfall-Profits: ☺

	Pro	Contra	Bewertung
Produktionsrückgang ex-post anteilig gekürzt würde, würde die Opportunität des Produktionsrückgangs und Verkaufs des Zertifikats nicht mehr bestehen.		<p>Emissionszertifikate könnten nur noch durch Verbesserung der Anlageneffizienz freigesetzt und verkauft werden (Produktionsrückgang und Umstieg auf effizientere Anlagen wäre nicht möglich), das würde die Effizienz des Emissionshandels einschränken.</p> <p>Widerspricht dem Prinzip des Emissionshandelssystems, da Flexibilität in Anpassungsmaßnahmen verloren geht.</p>	<p>Zeithorizont: ☺ (erst ab 2008)</p> <p>EH-RL-konform: ☹ (nach Meinung der KOM: ggw. str.)</p> <p>Transaktionskosten: ☹</p>

Kooperative Ansätze

Die kooperativen Lösungsansätze zielen darauf ab, eine Konsenslösung zwischen Politik, Stromerzeugern und den Verbrauchern, insbesondere der energieintensiven Industrie, zu erreichen.

	Pro	Contra	Bewertung
Freiwillige Selbstverpflichtung: Die Stromerzeuger verzichten auf die Einpreisung der Opportunitätskosten der kostenlos zugeteilten Zertifikate (berücksichtigen nur die Kosten, die ihnen tatsächlich durch Zukauf von Zertifikaten durch das EHS entstehen)	<p>Windfall-Profits könnten vermieden werden</p> <p>Änderung im Design des Emissionshandels wäre nicht notwendig</p>	<p>Sehr hohe Transparenzerfordernis (jeder Stromerzeuger müsste nachweisen, wie viel Zertifikate er tatsächlich auf dem Markt dazu kauft).</p> <p>Fraglich ob sich Stromerzeuger (vor allem die vier großen EVUs) darauf einlassen würden.</p>	<p>Verteilungseffekte: ☺</p> <p>Windfall-Profits: ☺</p> <p>Zeithorizont: ☺</p> <p>EH-RL-konform: ☺</p> <p>Transaktionskosten: 😐</p>
Besondere Stromlieferverträge: Spezielle Zugeständnisse für energieintensive Industrie: die Stromerzeuger würden mit energieintensiver Industrie Preise aushandeln, in denen die Opportunitätskosten nicht berücksichtigt würden.	Höhere Strompreise aufgrund der Einpreisung könnten für energieintensive Industrie vermieden werden.	<p>Keine Lösung für Haushaltskunden (hier allerdings ggf. Tarifaufsichtsmaßnahmen möglich).</p> <p>Wettbewerbsrecht setzt Absprache- & Abstimmungsmöglichkeiten Grenzen.</p> <p>Sehr zweifelhaft, ob Stromerzeuger sich darauf einlassen.</p>	<p>Verteilungseffekte: ☺ (aber nicht bei HH-Kunden)</p> <p>Windfall-Profits: ☺</p> <p>Zeithorizont: ☺</p> <p>EH-RL-konform: ☺</p> <p>Transaktionskosten: 😐</p>

Regulierung und aufsichts- und wettbewerbsrechtliche Maßnahmen

Der Einpreisung der Opportunitätskosten könnte auch durch regulative Maßnahmen oder etwa ein „Verbot“ der Einpreisung der Opportunitätskosten begegnet werden. Da beim Bundeskartellamt bereits eine Prüfung des Verhaltens von E.ON und RWE in Hinblick auf die Opportunitätskosten-Einpreisung eingeleitet wurde, scheint es wichtig, die Aktivitäten des Bundeskartellamts in dieser Angelegenheit weiterzuverfolgen.

	Pro	Contra	Bewertung
Preisgrenze für CO₂-Zertifikate festlegen	Verringerung der „Windfall-Profits“. Es könnten max. die Windfall-Profits in Höhe der Preisgrenze eingepreist werden.	Widerspricht der Funktionsweise des Emissionshandels, das ja gerade darauf basiert, dass sich der Preis der CO ₂ -Zertifikate auf dem Markt bildet. „Windfall-Profits“ und unerwünschte Verteilungswirkungen bleiben teilweise weiter bestehen	Verteilungseffekte: ☺ Windfall-Profits: ☹ Zeithorizont: ☺ EH-RL-konform: strittig Transaktionskosten: ☹
Grenze für Strompreiserhöhung bzw. Herausnehmen des CO₂-Werts aus dem Strompreis (wurde in Spanien umgesetzt)	Verringerung der „Windfall-Profits“.	Widerspricht dem europäischen Bestreben einer weiteren Liberalisierung der Energiemarkte Löst Opportunitätskostenproblematik nicht vollständig (s.o.) Könnte zu Angebotsdefiziten führen (siehe dazu auch Abbildung #)	Verteilungseffekte: ☺ Windfall-Profits: ☹ Zeithorizont: ☺ EH-RL-konform: strittig Transaktionskosten: ☹

	Pro	Contra	Bewertung
Normierung eines grundsätzlichen Verbots der Opportunitätskosten-Einpreisung⁴⁵	<p>Windfall-Profits könnten vermieden werden</p> <p>Unerwünschte Verteilungseffekte könnten vermieden werden</p>	<p>Verfassungsrechtliche Prüfung nötig.</p> <p>Politische Durchsetzbarkeit zweifelhaft.</p>	

⁴⁵ Beachte dazu auch allgemeine Regelungen des Wettbewerbs- und Energiewirtschaftsrechts.

Flankierende Maßnahmen

Die im Folgenden aufgeführten Ansätze können an sich nicht als Lösungsvorschläge für die Opportunitätskostenproblematik angesehen werden bzw. haben sehr lange Zeithorizonte. Daher werden sie als flankierende Maßnahmen bezeichnet, die jedoch die anderen Lösungsvorschläge unterstützen können.

	Pro	Contra	Bewertung
Verstärkung des Wettbewerbs im Energiesektor	<p>Führt generell zu sinkenden Strompreisen, da durch neue Anbieter Preisdruck entsteht.</p> <p>Könnte Windfall-Profits in Abhängigkeit der Nachfrage-Elastizität verringern.</p>	<p>Eher langfristige Wirkung.</p> <p>Beseitigt Windfall-Profits und unerwünschte Verteilungseffekte nicht vollständig</p>	<p>Verteilungseffekte: ☺</p> <p>Windfall-Profits: ☺</p> <p>Zeithorizont: ☹ (!)</p> <p>EH-RL-konform: ☺</p> <p>Transaktionskosten: ☺</p>
Erhöhung der Liquidität im Emissionshandelssystem: eine Erhöhung des Angebots an Zertifikaten würde zu Preissenkung bei Zertifikaten führen (z.B. verstärkte Nutzung JI/CDM)	<p>Führt tendenziell zu höherem Angebot von CO₂-Zertifikaten und zu sinkenden CO₂-Preisen. Somit könnten auch nur geringe Preise als Opportunitätskosten berücksichtigt werden.</p>	<p>Nur geringe Auswirkung auf Windfall-Profits und unerwünschte Verteilungseffekte (hängt davon ab, wie sich CO₂-Preis entwickelt).</p> <p>Bei Verstärkter Nutzung von JI und CDM, muss Frage der „Zusätzlichkeit“ von JI und CDM-Maßnahmen berücksichtigt werden</p>	<p>Verteilungseffekte: ☹ (!)</p> <p>Windfall-Profits: ☹ (!)</p> <p>Zeithorizont: ☺</p> <p>EH-RL-konform: ☺</p> <p>Transaktionskosten: ☺</p>

	Pro	Contra	Bewertung
Eigenerzeugung von Strom in energieintensiver Industrie	Windfall-Profits und unerwünschte Verteilungseffekte könnten vermieden werden	Nur sehr langfristige Lösung, da große Investitionen notwendig.	Verteilungseffekte: 😐 (nur langfristig) Windfall-Profits: 😐 (nur langfristig) Zeithorizont: 😕 EH-RL-konform: 😊 Transaktionskosten: 😊