

Die Gewinnmitnahmen deutscher Stromerzeuger in der zweiten Phase des EU-Emissionshandelssystems (2008-2012)

Eine Kurzanalyse
für die
Umweltstiftung WWF Deutschland

Berlin, 14. Mai 2008

Dr. Felix Chr. Matthes

Öko-Institut

Büro Berlin
Novalisstraße 10
10115 Berlin, Deutschland
Tel. +49 (0) 30 - 28 04 86-80
Fax +49 (0) 30 - 28 04 86-88

Geschäftsstelle Freiburg
Merzhauser Straße 173
79100 Freiburg, Deutschland
Tel. +49 (0) 761 - 4 52 95-0
Fax +49 (0) 761 - 4 52 95-88

Büro Darmstadt
Rheinstraße 95
64295 Darmstadt, Deutschland
Tel. +49 (0) 6151 - 81 91-0
Fax +49 (0) 6151 - 81 91-33

www.oeko.de

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung und Hintergrund	5
2	Preisbildungsmechanismus auf wettbewerblichen Strommärkten	7
3	Basisdaten für die Analyse.....	10
4	Gewinnmitnahmen deutscher Stromerzeuger im Rahmen der zweiten Phase des EU ETS	14
5	Literatur	15

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Prinzipdarstellung der Grenzkostenpreisbildung	7
Abbildung 2	Prinzipdarstellung der Berücksichtigung von Opportunitätskosten für den Kraftwerksbetrieb und die Grenzkostenpreisbildung	8
Abbildung 3	Entwicklung der Termin-Preise für Grundlast-Stromlieferungen, Steinkohle, CO ₂ -Zertifikate und die Stromerzeugung eines repräsentativen Grenzkraftwerks; 2003 bis 2008.	12

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Stromerzeugung und CO ₂ -Emissionen deutscher Stromerzeuger, 2006	10
Tabelle 2	Abschätzung der jährlichen Gewinnmitnahmen im Rahmen des Emissionshandels, 2008-2012	14

1 Einleitung und Hintergrund

Mit der Einführung des Emissionshandelssystems für Treibhausgase in der Europäischen Union (European Union Emissions Trading Scheme – EU ETS) im Jahr 2005 haben sich die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die Stromerzeugung in der EU deutlich verändert. Neben den traditionellen Kostenpositionen für Brennstoffe, Kapital, Personal, Wartung und Instandhaltung müssen nunmehr auch die Kohlendioxid- (CO₂-) Emissionen der Stromerzeugungsanlagen kostenseitig in Ansatz gebracht werden. Im Rahmen des EU ETS müssen die Kraftwerksbetreiber für ihren Ausstoß an CO₂ Emissionsberechtigungen im jeweils vorhergehenden Jahr bei der zuständigen Behörde¹ die entsprechende Menge an Emissionsberechtigungen (European Union Allowances – EUA) abliefern. Sofern sie nicht bis spätestens Ende April des jeweiligen Folgejahres die erforderliche Menge an Emissionsberechtigungen vorlegen, wird eine Strafzahlung fällig. Aber auch für diesen Fall müssen die Betreiber die erforderlichen Emissionsberechtigungen nachliefern.

Die Gesamtmenge der verfügbaren Emissionsberechtigungen ist für die Europäische Union insgesamt begrenzt, die Emissionsberechtigungen sind frei handelbar. Wenn die Menge der verfügbaren Emissionsberechtigungen den voraussichtlichen Bedarf unterschreitet, entsteht eine Knappheit und auf dem Markt für Emissionsberechtigungen entsteht ein Preis für den Ausstoß von CO₂. Die mit der Einführung des EU ETS beabsichtigte Bepreisung von CO₂-Emissionen für die Energiewirtschaft und andere energieintensive Industrien erfolgt also über einen Preisfindungsprozess auf dem Markt für Emissionsberechtigungen.

Das im Januar 2005 gestartete EU ETS basiert auf zeitlich begrenzten Handelsperioden, die zentralen Regeln des Systems sind in der EU-Emissionshandelsrichtlinie festgelegt:

- In den ersten beiden Phasen des EU ETS (2005-2007 und 2008-2012) werden die Zahl der insgesamt auszugebenden Emissionsberechtigungen (und damit die Obergrenze der zulässigen CO₂-Emissionen) sowie die Regeln, nach denen diese Emissionszertifikate an die einzelnen Anlagen verteilt werden in sogenannten Nationalen Allokationsplänen (NAP) von den einzelnen Mitgliedstaaten festgelegt, wobei die NAP von der Europäischen Kommission genehmigt werden müssen.
- In der ersten Phase müssen mindestens 95%, in der zweiten Phase mindestens 90% der insgesamt verfügbaren Emissionsberechtigungen kostenlos ausgegeben werden, wobei das Ausmaß der kostenlosen Zuteilung an die einzelnen Branchen bzw. Anlagen variieren kann.

¹ Für Deutschland ist dies die Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) im Umweltbundesamt (www.dehst.de).

- Die Strafzahlung bei nicht termingerechter Ablieferung der Emissionsberechtigungen beträgt 40 €/je Tonne CO₂ (t CO₂) in der ersten Phase und 100 €/t CO₂ in der zweiten Periode.

Vor allem in der Stromerzeugung sind mit der Einführung des EU ETS (also der marktlichen Bepreisung von CO₂) in Kombination mit der überwiegend kostenlosen Zuteilung der Emissionsberechtigungen in erheblichem Maße Mitnahmeeffekte entstanden, da die CO₂-Kosten auf den wettbewerblich organisierten Elektrizitätsmärkten auf den Großhandelspreis für Strom überwältzt werden, die Einnahmen durch die Stromerzeugung damit steigen, die benötigten Emissionsberechtigungen den Betreibern aber überwiegend kostenlos zugeteilt werden.

Als Gewinnmitnahmen (*Windfall profits*) werden im Rahmen der hier vorgelegten Kurzanalyse diejenigen Zusatzgewinne bezeichnet, die sich aus der Differenz der durch das EU ETS induzierten (zusätzlichen) Stromerlöse und den realen Kosten für den Erwerb von Emissionsberechtigungen ergeben.

Das Ziel der hier vorgelegten Kurzanalyse besteht darin, die Mitnahmeeffekte für eine Auswahl deutscher Stromerzeuger für die zweite Phase des EU ETS (2008-2012) abzuschätzen. Nachdem im Kapitel 2 kurz auf die Preisbildungsmechanismen auf wettbewerblichen Strommärkten eingegangen wird, sind im Kapitel 3 die Basisdaten für die Analyse zusammengestellt. Im Kapitel 4 werden dann die Ergebnisse der Berechnungen für die Gewinnmitnahmen dargestellt und analysiert.

Die Analyse bezieht sich auf die fünf größten deutschen Stromerzeugungsunternehmen: E.ON, RWE, Vattenfall Europe, Energie Baden-Württemberg (EnBW) sowie Evonik Steag und die Stromerzeugung dieser Unternehmen in Deutschland. Die Gewinnmitnahmen dieser Unternehmen auf anderen europäischen Teilmärkten werden daher in den folgenden Analysen nicht berücksichtigt.

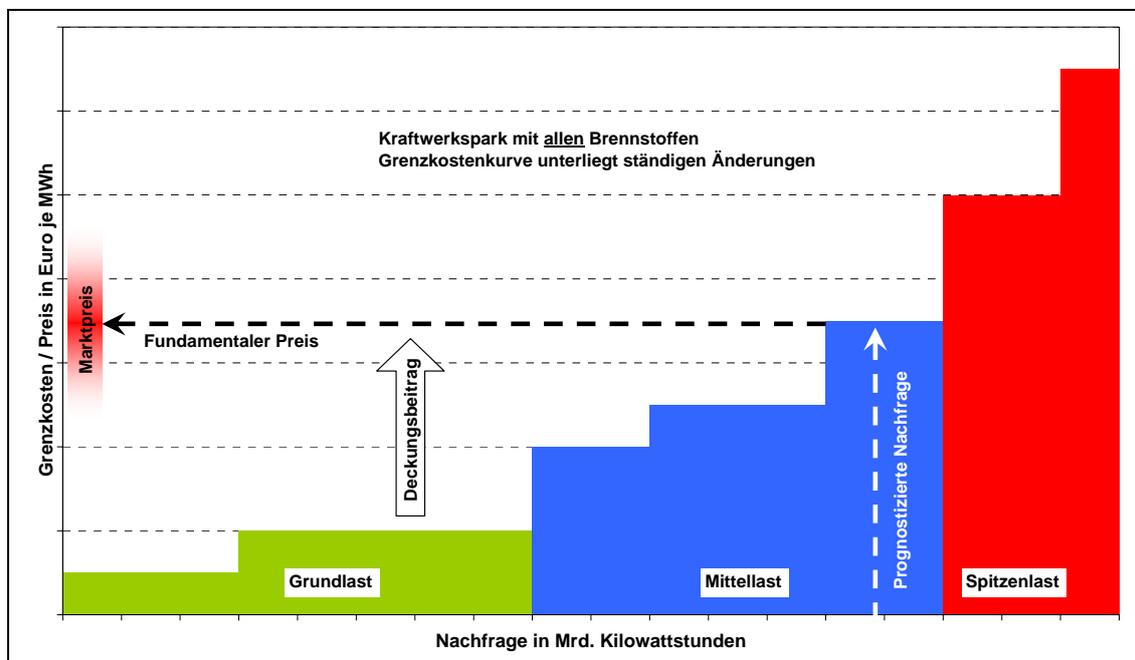
Ziel der Analyse ist es unter anderem, zu bestimmen, welcher Teil der gesamten Gewinnmitnahmen aus der kostenlosen Zuteilung von Emissionsberechtigungen resultiert, deren Fortführung für den Zeitraum nach 2012 derzeit u.a. von den deutschen Stromproduzenten vehement gefordert wird. Damit kann auch der Frage nachgegangen werden, in welche Größenordnung das hinter dieser Forderung nach kostenloser Ausstattung mit CO₂-Zertifikaten stehende Gewinninteresse eingeordnet werden muss.

2 Preisbildungsmechanismus auf wettbewerblichen Strommärkten

Mit der Liberalisierung des deutschen Elektrizitätsmarktes hat sich die Preisbildung für Strom auf der Großhandelsebene grundlegend geändert. Während im regulierten Monopolmarkt die Preise auf Basis der Durchschnittskosten für die Stromerzeugung festgelegt wurden, erfolgt die Preisbildung im liberalisierten Strommarkt auf Basis der kurzfristigen Grenzkosten für die Stromerzeugung.

Die Grenzkosten bezeichnen dabei diejenigen Kosten, die zusätzlich entstehen würden, wenn die nachgefragte Strommenge um eine Einheit (die marginale Einheit) erhöht würde.

Abbildung 1 Prinzipdarstellung der Grenzkostenpreisbildung



Quelle: Öko-Institut.

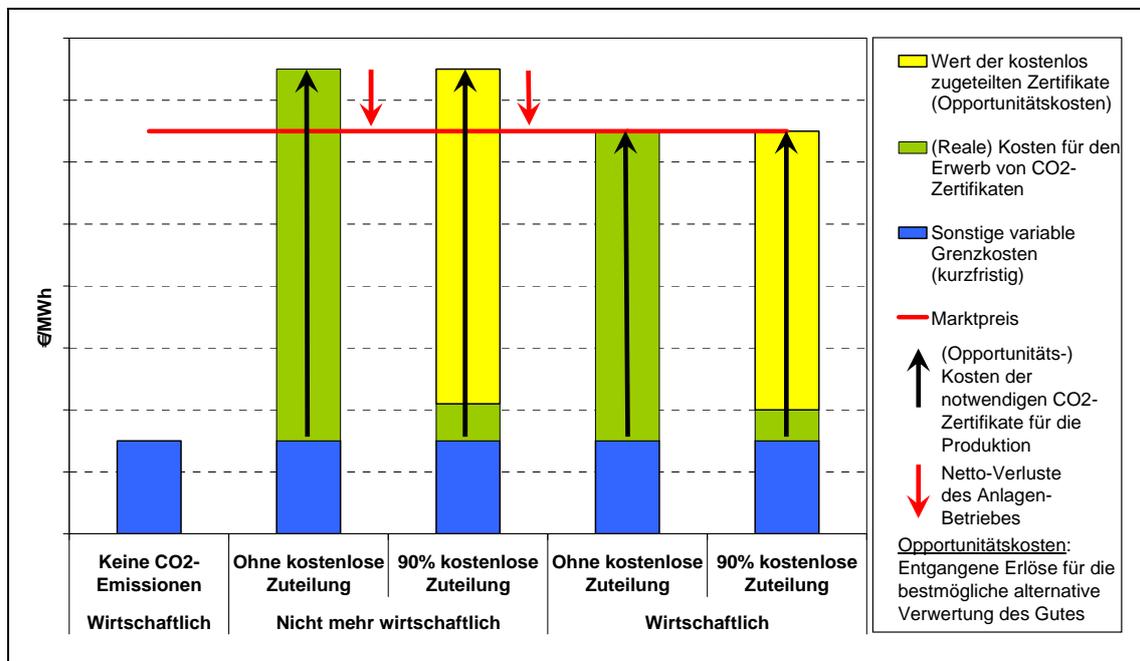
Die Abbildung 1 verdeutlicht das Prinzip der Grenzkostenpreisbildung auf dem Großhandelsmarkt für Strom. Bei einer gegebenen (prognostizierten) Nachfrage² bilden die Grenzkosten desjenigen Kraftwerkes, das zur Bedarfsdeckung als nächstes herangezogen würde den fundamentalen Marktpreis. Die Rangfolge der Kraftwerke nach ihren Grenzkosten wird als *Merit Order* bezeichnet.

² Die erwartete Nachfrage kann dabei auch die Reaktion der Nachfrage auf den veränderten Strompreis berücksichtigen. Diese Preiselastizität der Nachfrage wird hier aus Vereinfachungsgründen nicht weiter berücksichtigt.

Grundsätzlich basiert die Preisbildung auf den Strommärkten auf den kurzfristigen Grenzkosten, d.h. den Zusatzkosten für die Erzeugung der zusätzlichen Strommenge. Für den Bereich der Stromerzeugung bestanden die kurzfristigen Grenzkosten bis zur Einführung des EU-Emissionshandelssystems vor allem aus den Brennstoffkosten. Das letzte benötigte Kraftwerke (das sogenannte Grenzkraftwerk) ist damit in der Lage, seine Brennstoffkosten zu decken. Würde der Marktpreis unter diesen Kosten liegen, bestände kein betriebswirtschaftlich rationaler Grund das Kraftwerk zu betreiben, liegt der Marktpreis über den kurzfristigen Grenzkosten eines Kraftwerks, entstehen sogenannte Deckungsbeiträge. Diese Deckungsbeiträge können genutzt werden, um fixe Betriebskosten zu erwirtschaften, Investitionen zu refinanzieren und Gewinne zu erwirtschaften.

Mit der Einführung des EU-Emissionshandelssystems entsteht für die kurzfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung eine zusätzliche Kostenkomponente. Neben den Brennstoffkosten müssen nunmehr auch die Kosten für den CO₂-Ausstoß erwirtschaftet werden, der mit der Stromerzeugung entsteht. Wenn also eine Stromerzeugungsanlage über den Marktpreis für Strom nicht die Kosten für den notwendigen Brennstoff und die notwendigen Emissionsberechtigungen erwirtschaften kann, wird sie nicht betrieben werden können. Da dies natürlich auch für das den Marktpreis setzende Grenzkraftwerk gilt, steigt der Marktpreis für Strom durch die Einführung des Emissionshandelssystems um den Betrag, den das Grenzkraftwerk für die Emissionsberechtigungen aufwenden muss (Einpreisung der CO₂-Kosten).

Abbildung 2 Prinzipdarstellung der Berücksichtigung von Opportunitätskosten für den Kraftwerksbetrieb und die Grenzkostenpreisbildung



Quelle: Öko-Institut.

Vor dem Hintergrund der Tatsache, dass für die ersten beiden Phasen des EU-Emissionshandelssystems ein großer Teil der Emissionsberechtigungen kostenlos zugeteilt wird, entsteht die Frage, welchen Effekt die kostenlos zugeteilten Emissionsberechtigungen auf die Strompreisbildung haben (vergleiche hierzu auch Abbildung 2):

- Wenn für die Produktion des Grenzkraftwerks keine kostenlosen Emissionsberechtigungen zur Verfügung stehen, werden natürlich die Kosten für den Erwerb der benötigten Emissionsberechtigungen in Ansatz gebracht. Die kurzfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung beinhalten damit den vollen Marktpreis für Emissionsberechtigungen. Eine Anlage, die ihre Brennstoffkosten sowie die (realen) Kosten für den Erwerb der benötigten CO₂-Zertifikate über den Marktpreis für Strom erlässt, kann wirtschaftlich betrieben werden. Wenn diese Anlage als Grenzkraftwerk den Marktpreis setzt, beinhaltet der Marktpreis für Strom die vollen CO₂-Kosten (des Grenzkraftwerkes).
- Wenn für die Produktion des Grenzkraftwerks kostenlose Emissionsberechtigungen zur Verfügung stehen, stellt sich für den Anlagenbetreiber die Frage, ob er die kostenlos zugeteilten CO₂-Zertifikate für die Stromerzeugung nutzt, oder auf die zusätzliche Stromerzeugung verzichtet, die Emissionsberechtigungen auf dem Markt verkauft und damit ein alternatives Einkommen erzielt. Der Anlagenbetreiber kann damit sein Kraftwerk nur dann wirtschaftlich betreiben, wenn er über den Stromverkauf einen Preis erzielt, der auch den Marktwert der CO₂-Zertifikate abdeckt – selbst wenn ihm die Emissionsberechtigungen kostenlos zur Verfügung gestellt wurden. Neben den realen Kosten für CO₂-Zertifikate werden damit auch die Opportunitätskosten (d.h. die entgangenen Erlöse für die alternative Verwendung) der kostenlos zugeteilten Emissionsberechtigungen berücksichtigt, wenn entschieden werden muss, ob ein Kraftwerk am Markt wirtschaftlich betrieben werden kann oder nicht. Da dies auch für das Grenzkraftwerk gilt, beinhaltet der Marktpreis für Strom auch für den Fall der kostenlosen Zuteilung von Emissionsberechtigungen die vollen CO₂-Kosten.³

Zusammenfassend ist also festzuhalten, dass bei der Strompreisbildung auf dem Großhandelsmarkt stets die vollen CO₂-Kosten berücksichtigt werden, unabhängig davon, ob für den Betreiber des Grenzkraftwerks kostenlose Emissionsberechtigungen zur Verfügung standen oder nicht.

³ Dies gilt nur dann nicht, wenn die kostenlose Zuteilung der CO₂-Zertifikate unter der Bedingung erfolgt, dass die Anlage betrieben wird und die Zertifikate andernfalls wieder eingezogen werden. Hier entfällt die Möglichkeit zur alternativen Nutzung der Emissionsberechtigungen (Verkauf auf dem Markt), die Opportunitätskosten sind also Null. Diese sogenannten *Ex post*-Anpassungen zerstören jedoch die beabsichtigte Lenkungswirkung des Emissionshandelssystems (vgl. Öko-Institut et al. 2005), sind u.a. deswegen von der Europäischen Kommission z.B. für Deutschland nicht genehmigt worden und werden aktuell nicht mehr verfolgt.

3 Basisdaten für die Analyse

Für die Analyse der sich aus voller Einpreisung der CO₂-Kosten in den Strompreis einerseits und erheblicher kostenloser Zuteilung von Emissionsberechtigungen andererseits ergebenden Mitnahmeeffekte für die Stromerzeuger sind folgende Daten bzw. Annahmen notwendig:

- Angaben zur Stromerzeugung der verschiedenen Unternehmen (in Deutschland), differenziert nach Stromerzeugung auf Basis fossiler Brennstoffe (Braunkohle, Steinkohle, Mineralölprodukte, Erdgas) und CO₂-freier Stromerzeugung auf Basis von Kernenergie, Wasserkraft (sowie anderer erneuerbarer Energien);
- Angaben zu den CO₂-Emissionen aus der fossilen Stromerzeugung;
- Annahmen zur kostenlosen Zuteilung von Emissionsberechtigungen;
- Annahmen zur Preisentwicklung für Emissionsberechtigungen in der EU;
- Annahmen zur Einpreisung der CO₂-Kosten auf dem Großhandelsmarkt für Strom.

Tabelle 1 *Stromerzeugung und CO₂-Emissionen deutscher Stromerzeuger, 2006*

	Stromerzeugung								CO ₂ -Emissionen
	gesamt	Kern-energie	Wasser	Fossile Energieträger				andere	
				gesamt	Braun-kohle	Stein-kohle	Gas/Öl		
	TWh								
E.ON	121	63	7	46	9	33	5	4	54
RWE	148	47	3	98	68	20	10	-	118
Vattenfall Europe	93	16	4	72	59	9	4	1	77
EnBW	60	35	4	20	----- 20 -----			-	19
Evonik Steag	33	-	-	33	-	32	1	-	32
Summe	456	161	19	270	155	95	19	6	301

Anmerkung: Summen- und Resultatsabweichungen sind ggf. rundungsbedingt

Quellen: Unternehmensangaben, Berechnungen und Schätzungen des Öko-Instituts.

In der Tabelle 1 sind die für die hier vorgelegte Analyse verfügbaren Angaben für die verschiedenen Stromerzeuger zur Stromerzeugung in Deutschland und den entsprechenden CO₂-Emissionen zusammengestellt. Im Einzelnen wurde auf folgende Datenquellen zurückgegriffen:

- Die Angaben für E.ON sind aus den „Strategy & Key Figures 2007“ (E.ON 2007) entnommen, die CO₂-Emissionen wurden aus den Angaben zur gesamten Stromerzeugung in Deutschland und zu den spezifischen CO₂-Emissionen der gesamten Stromerzeugung errechnet.
- Für RWE sind die Daten „Facts & Figures 2007 (October 2007 update)“ (RWE 2007) entnommen, alle Angaben beziehen sich nur auf die RWE-eigenen Kraftwerke und nicht die Stromlieferungen aus vertraglich gebundenen Anlagen.

- Alle Angaben für die deutsche Stromerzeugung von Vattenfall Europe sind dem „Corporate Social Responsibility Report 2006“ (Vattenfall 2007) entnommen.
- Die Angaben zur Stromerzeugung bzw. zu deren Struktur sind in den verschiedenen Veröffentlichungen von EnBW bzw. des Mutterkonzerns EDF teilweise widersprüchlich. Die Angaben zur Stromerzeugung basieren auf der bekannten Stromerzeugung der Kernkraftwerke von EnBW (BfS 2008), über zusätzliche Unternehmensangaben zur Struktur der Stromerzeugung in Deutschland (Zimmer 2008) wurden die entsprechenden Erzeugungsmengen rückgerechnet. Die Angaben zur CO₂-Emission wurden dem Nachhaltigkeitsbericht (EnBW 2007) entnommen.
- Für die Stromerzeugungsanlagen der Evonik Steag basieren die Stromerzeugungsdaten für das Jahr 2006 auf den kraftwerksscharfen Unternehmensangaben (Evonik Steag 2008), die CO₂-Emissionsdaten wurden auf Grundlage der Emissionsangaben im Community Independent Transaction Log (CITL) der EU ermittelt, in dem die verifizierten Betreibermeldungen für das EU ETS zusammengefasst werden.

Insgesamt erfassen die hier betrachteten Stromerzeuger über 80% der deutschen Stromproduktion sowie ebenfalls über 80% der CO₂-Emissionen aus Stromerzeugungsanlagen in Deutschland.

Die Struktur der Stromerzeugung ist dabei sehr unterschiedlich. Während E.ON und EnBW den ganz überwiegenden Teil ihrer Stromerzeugung in Kernkraftwerken realisieren, basiert das Stromaufkommen aus eigener Erzeugung bei RWE, Vattenfall Europe und Evonik Steag (wenn auch in unterschiedlichem Maße) überwiegend aus fossilen, d.h. vor allem Kohlenkraftwerken.

Für den Grad der kostenlosen Zuteilung können bisher nur orientierende Schätzungen vorgenommen werden⁴:

- Für RWE macht das Unternehmen selbst die Angabe, dass ca. 50% der benötigten Emissionsberechtigungen in der zweiten Phase des EU ETS kostenlos zugeteilt werden (RWE 2007).
- Für E.ON, EnBW und Evonik Steag kann aus dem jeweils durch Steinkohlenkraftwerken geprägten Kraftwerksparks und den aggregierten Angaben der

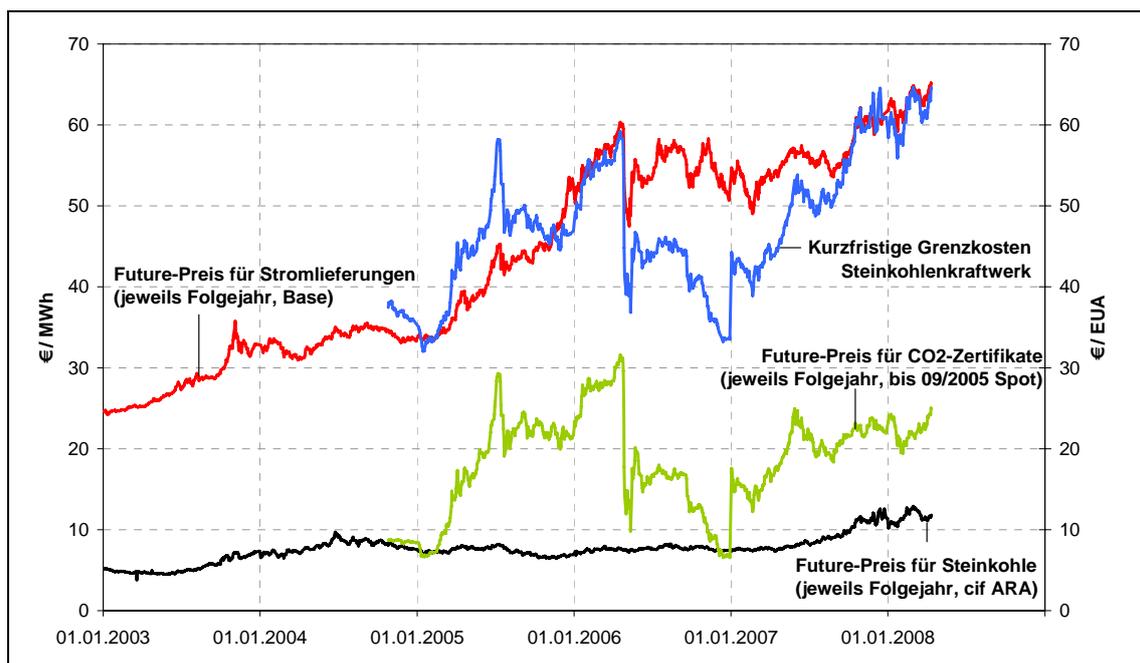
⁴ Der genannte Umfang der kostenlosen Zuteilung unterscheidet sich von der für die Gesamtheit der vom Emissionshandel erfassten Anlagen von insgesamt 90 bzw. 95% (vgl. Kapitel 1), da die nicht der Stromerzeugung zuzurechnenden Industriesektoren in den Genuss sehr umfangreicher kostenloser Zuteilungen kommen, die gesamten Emissionsminderungen und die notwendigen Rückstellungen für Neuanlagenzuteilungen sowie die für die Auktionierung vorgesehenen Zertifikatsmengen weitgehend zu Lasten der kostenlosen Zuteilung für die Stromerzeuger gehen. Die Unterschiede zwischen den einzelnen Unternehmen ergeben sich aus den brennstoff-, alters- und vorleistungsbedingt unterschiedlichen Zuteilungsregelungen für die einzelnen Kraftwerke.

Deutschen Emissionshandelsstelle zu den Ergebnissen des Zuteilungsprozesses für die zweite Phase des EU ETS (DEHSt 2008) in konservativer Schätzung⁵ ein Anteil der kostenlosen Zuteilung von durchschnittlich 65% abgeleitet werden.

- Für Vattenfall Europe ergibt sich aus dem Bestand vergleichsweise moderner Braunkohlenkraftwerke und den genannten Gesamtergebnissen der Zuteilung für die Periode 2008-2012 eine konservative Schätzung für die durchschnittliche kostenlose Zuteilung von 60%.

Die Abbildung 3 zeigt den Verlauf der Forwardpreise für Strom, Steinkohle und CO₂-Zertifikate im Zeitraum 2003 bis 2008. Da die Preise auf den Spotmärkten einer Vielzahl kurzfristiger Einflüsse unterliegen (Außentemperatur, Wind, kurzfristige Angebotsituation im transeuropäischen Stromhandel etc.), sind alle Preisentwicklungen für die Lieferung im jeweils nächsten Jahr gezeigt, da hier die kurzfristigen „Störgrößen“ nur eine untergeordnete Rolle spielen.

Abbildung 3 Entwicklung der Termin-Preise für Grundlast-Stromlieferungen, Steinkohle, CO₂-Zertifikate und die Stromerzeugung eines repräsentativen Grenzkraftwerks; 2003 bis 2008.



Quelle: European Energy Exchange (EEX), McCloskey Coal, Europäische Zentralbank, Berechnungen des Öko-Instituts.

⁵ Eine Annahme für den Anteil kostenloser Zuteilungen am unteren Rand der abschätzbaren Bandbreite führt zu einer tendenziell geringeren Schätzung für die Mitnahmeeffekte und wird vor diesem Hintergrund für die Zwecke der hier vorgelegten Kurzanalyse als „konservativ“ eingeordnet.

Die Übersicht verdeutlicht zunächst, dass sich die Preise für Emissionsberechtigungen derzeit in Richtung eines Niveaus von 25 €/EUA entwickeln. Dieser Wert wird den im Folgenden präsentierten Berechnungen zu Grunde gelegt.

Des Weiteren zeigt die Zusammenstellung, dass zumindest für den Zeitraum von Anfang 2005 bis April 2006 und seit September 2007 die kurzfristigen Grenzkosten eines Steinkohlenkraftwerks mit einem Nutzungsgrad von etwa 34% (d.h. einer spezifischen Emission von 995 g CO₂/kWh) den Verlauf der Grundlaststrompreise relativ gut beschreibt.⁶

Eine fundamentale Erklärung für die erheblichen Abweichungen zwischen der Preisentwicklung für Strom und anderen Preis bestimmenden Faktoren (auch bei Erdgas etc.) lässt sich nicht finden, so dass hier bis auf weiteres davon ausgegangen wird, dass es nach den Preisturbulenzen auf den Märkten für CO₂-Zertifikate offensichtlich den Stromerzeugern für eine Übergangszeit möglich war, fundamental nicht begründete Preismitnahmen zu erzielen.

Geht man davon aus, dass für Grundlastlieferungen in den nächsten 5 Jahren ein CO₂-Preisanteil entsprechend eines Kraftwerks mit spezifischen Emissionen von 995 g CO₂/kWh anzusetzen ist, und dass die Stromerzeugung der hier betrachteten Unternehmen zu etwa 80% auf das Grundlastsegment ausgerichtet ist⁷ und dass sich im Spitzenlastsegment der CO₂-Preisanteil überwiegend an den spezifischen Emissionen einer Erdgas-Turbine ausrichtet⁸, so kann als überschlägige Annahme davon ausgegangen werden, dass im hier relevanten Mix der Großhandelspreis für Strom eine CO₂-Komponente beinhaltet ist, für die eine Stromerzeugung mit ca. 900 g CO₂/kWh als repräsentativ angesehen werden kann.

Die Entwicklung der Strompreise auf dem Großhandelsmarkt in Deutschland orientiert sich damit – zumindest für das hier berücksichtigte Segment von Stromerzeugern und für die nächsten Jahre – stark an der Entwicklung für die kurzfristigen Grenzkosten der Steinkohlenverstromung. Höhere Preise für Steinkohle und höhere Preise für CO₂-Zertifikate – wie auch die umgekehrte Entwicklung – werden damit deutliche Folgen für die Entwicklung der Strompreise für die Verbraucher bzw. der Erlöse für die Stromerzeuger haben.

⁶ Unterstellt sind hier neben den gezeigten Preisverläufen für CO₂-Zertifikate und Steinkohlelieferungen nach den ARA-Häfen (Amsterdam, Rotterdam, Antwerpen) mittlere Transportkosten für die Steinkohle-Anlieferung zum Kraftwerk von 1,71 €/MWh und mittlere spezifische CO₂-Emissionen für Steinkohle von 94 t CO₂/TJ.

⁷ Diese orientierende Annahme ergibt sich als überschlägige Schätzung aus dem Anteil der Stromerzeugung aus Kernenergie, Wasserkraft und Braunkohle sowie einem Drittel der Stromerzeugung in Steinkohlenkraftwerken.

⁸ Für eine zur Spitzenlastdeckung eingesetzte Gasturbine wird hier ein Nutzungsgrad von 38% angesetzt; daraus ergibt sich eine spezifische CO₂-Emission von etwa 530 g CO₂/kWh.

4 Gewinnmitnahmen deutscher Stromerzeuger im Rahmen der zweiten Phase des EU ETS

In der Tabelle 2 sind die Schätzungen für den gesamten Bedarf an Emissionsberechtigungen, den notwendigen Zukauf von CO₂-Zertifikaten, die zusätzlichen Erlöse durch die Einpreisung der CO₂-Kosten auf dem Großhandelsmarkt sowie die daraus resultierenden Zusatzgewinne für die betrachteten Stromerzeuger zusammengestellt.

Für die zweite Periode des EU ETS (2008-2012) ergeben sich damit jahresdurchschnittlich Zusatzgewinne von etwa 7 Mrd. €. Durch die überwiegend kostenlose Zuteilung von CO₂-Zertifikaten entstehen Zusatzgewinne von etwa 3 Mrd. € jährlich, durch die zusätzlichen Stromerlöse für die bereits existierenden CO₂-freien Stromerzeugungsanlagen (v.a. Kern- und Wasserkraftwerke) entstehenden Mitnahmeeffekte von etwa 4 Mrd. € pro Jahr. Der größte Anteil der Zusatzgewinne entfällt mit nahezu einem Drittel auf E.ON, RWE repräsentiert hier etwas mehr als ein Viertel der Gewinnmitnahmen. Auf Vattenfall Europe, EnBW und Evonik Steag entfallen Anteile von 19%, 17% bzw. 7%.

Tabelle 2 Abschätzung der jährlichen Gewinnmitnahmen im Rahmen des Emissionshandels, 2008-2012

	Zertifikatsbedarf	Notwendiger Erwerb von CO ₂ -Zertifikaten		CO ₂ -Einpreisung	Jährlicher Zusatzgewinn	
		zu 25,00 €/EUA			bei 0,9 kg CO ₂ /kWh	
	Mio. EUA/a	Mio. €/a	Mio. €/a	Mio. €/a	Mio. €/a	dav. CO ₂ -frei
E.ON	54	19	471	2.718	2.247	1.575
RWE	118	59	1.475	3.335	1.860	1.141
Vattenfall Europe	77	31	775	2.102	1.327	442
EnBW	19	7	166	1.358	1.192	881
Evonik Steag	32	11	284	751	467	0
Summe	301	127	3.171	10.263	7.092	4.039

Anmerkung: Summen- und Resultatsabweichungen sind ggf. rundungsbedingt

Quellen: Berechnungen des Öko-Instituts.

Auf Basis dieser Jahreswerte lässt sich das Gesamtvolumen der Gewinnmitnahmen für die hier betrachteten Stromerzeuger im Zeitraum 2008-2012 auf etwa 35,5 Mrd. € veranschlagen. Davon entfallen ca. 11 Mrd. € auf E.ON, etwa 9 Mrd. € auf RWE sowie 6,6 Mrd. € auf Vattenfall Europe. Für EnBW beträgt die erwartbare Gewinnmitnahme im Zeitraum 2008-2012 knapp 6 Mrd. €, für Evonik Steag etwa 2,3 Mrd. €⁹

⁹ Vor dem Hintergrund der Tatsache, dass ein beträchtlicher Teil der Gewinnmitnahmen auf die Zusatzerlöse für die Stromerzeugung in Kernkraftwerken entfällt, stellt sich die Frage, welcher Effekt aus der im Rahmen des Ausstiegsfahrplans nach dem Atomgesetz 2002 notwendigen Stilllegungen von Kernkraftwerken entsteht. Für E.ON würden für den gesamten Zeitraum 2008-2012 mit den erwartbaren KKW-Stilllegungen Gewinnmitnahmen von ca. 550 Mio. € wegfallen, für RWE etwa 560 Mio. €, für Vattenfall Europe 315 Mio. € sowie für EnBW

5 Literatur

- BfS (Bundesamt für Strahlenschutz) 2008: Erzeugte Elektrizitätsmengen (netto) der deutschen Kernkraftwerke, Übertragung von Produktionsrechten und Erfassung der Reststrommengen. (<http://www.bfs.de/de/kerntechnik/strommenge08.pdf>).
- DEHSt (Deutsche Emissionshandelsstelle) 2008: Erste Ergebnisse des Zuteilungsverfahrens 2012. Budgetaufteilung, Anspruchsgrundlagen und Kürzungen. Berlin, Februar 2008.
- E.ON 2007: Strategy & Key Figures 2007. Düsseldorf.
- EnBW (Energie Baden-Württemberg) 2007: Unsere Verantwortung in Zahlen. Booklet 2006 zum Nachhaltigkeitsbericht 2005/2006.
- Evonik Steag 2008: Kraftwerksstandorte Deutschland. (<http://corporate.evonik.de/de/energy/profile/powerplants/index.html>)
- Öko-Institut, ILEX Energy, AVANZI, ESC 2005: The environmental effectiveness and economic efficiency of the European Union Emissions Trading Scheme: Structural aspects of allocation. Report for WWF, Berlin.
- RWE 2007: Facts & Figures 2007 (Updated October 2007). Essen.
- Vattenfall 2007: Corporate Social Responsibility Report 2006. Stockholm.
- Zimmer, Hans-Josef 2008: Kernenergie international und Perspektiven in Deutschland. 07.02.2008.

knapp 130 Mio. €. Die gesamten Gewinnmitnahmen würden sich damit in der Periode 2008-2012 durch den geplanten Abschaltfahrplan für die deutschen KKW nur wenig verringern.