

DEUTSCHER BUNDESTAG

**Ausschuss für Umwelt,
Naturschutz und Reaktorsicherheit
16. WP**

Ausschussdrucksache 16(16)254 (Teil V)**

Öffentliche Anhörung zum
Entwurf des Gesetzes zur Änderung der
Rechtsgrundlagen zum Emissionshandel im Hinblick auf
die Zuteilungsperiode 2008 bis 2012
- Drucksache 16/5240 -

Stellungnahme

Beitrag von

- Dr. Felix Chr. Matthes, Öko-Institut e.V.

Zuteilungsgesetz 2008-2012 für den EU-Emissionshandel

Stellungnahme
zu den Fragenkatalogen der Fraktionen
CDU/CSU, SPD, FDP, DIE LINKE sowie
BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN

Zur Anhörung des Ausschusses für
Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
des Deutschen Bundestages

am 11. Juni 2007

Berlin, Juni 2007

Dr. Felix Chr. Matthes

Öko-Institut e.V.

Büro Berlin
Novalisstraße 10
D-10115 Berlin
Tel.: +49-30-280 486-80
Fax: +49-30-280 486-88

Geschäftstelle Freiburg
Merzhausener Straße 173
D-79100 Freiburg
Tel.: +49-761-452 95-0
Fax: +49-761-452 95-88

Büro Darmstadt
Rheinstraße 95
D-64295 Darmstadt
Tel.: +49-61 51-81 91-0
Fax: +49-61 51-81 91-33

Inhaltsverzeichnis

| | | |
|----|---|----|
| 1 | Allgemeine Fragestellungen..... | 5 |
| 2 | Mengenplanung | 20 |
| 3 | Allgemeine Ausführungen zu den Zuteilungsregeln..... | 27 |
| 4 | Entgeltliche Zuteilung und Auktionierung..... | 30 |
| 5 | Benchmarks und Anpassungsfaktoren | 46 |
| 6 | Stilllegungsregelungen | 53 |
| 7 | Härtefallregelungen | 55 |
| 8 | Kleinanlagenregelungen | 57 |
| 9 | Kraft-Wärme-Kopplung | 58 |
| 10 | Anerkennung von Krediten aus den projektbasierten flexiblen Mechanismen des Kyoto-Protokolls | 59 |

Abbildungsverzeichnis

| | | |
|-------------|--|----|
| Abbildung 1 | Entwicklung der Spot- und Future-Preise für EU-Emissionsberechtigungen (EUA), 2004-2007 | 6 |
| Abbildung 2 | Dynamik der Preise für Brennstoff-Futures sowie Wechselkurse, 2004-2007 | 7 |
| Abbildung 3 | Dynamik der Preise für Brennstoff-, Strom- und Zertifikate-Futures sowie der Erklärungswert der kurzfristigen Grenzkosten eines älteren Steinkohlenkraftwerks für den Strommarkt-Future 2007, 2004-2006..... | 8 |
| Abbildung 4 | Dynamik der Preise für Brennstoff-, Strom- und Zertifikate-Futures sowie der Erklärungswert der kurzfristigen Grenzkosten eines älteren Steinkohlenkraftwerks für den Strommarkt-Future 2008, 2004-2007..... | 9 |
| Abbildung 5 | Kurzfristige Grenzkosten fossiler Kraftwerke bei verschiedenen Zertifikatspreisniveaus | 10 |
| Abbildung 6 | Barwert verschiedener Kraftwerksinvestitionen mit und ohne CCS bei verschiedenen CO ₂ -Kosten (Zertifikatskosten bzw. Anteilen kostenloser Zuteilung)..... | 11 |
| Abbildung 7 | Emissionsentwicklung großer Braunkohlenkraftwerke in der EU, 2004-2006 | 18 |
| Abbildung 8 | Genehmigte Caps für NAP-2 im Vergleich zu den aktuellen Emissionsniveaus | 22 |
| Abbildung 9 | Ökonomischer Wert der unterschiedlichen Zuteilung für Neubaukraftwerke auf Basis Erdgas und Steinkohle, Großbritannien und Deutschland..... | 52 |

1 Allgemeine Fragestellungen

Fragen der Fraktion der CDU/CSU

1. *Welche Auswirkungen hat der Emissionshandel auf die wirtschaftliche Entwicklung in Deutschland und Europa sowie auf die Erreichung der Klimaschutzziele?*

Der Emissionshandel in seiner idealen Ausgestaltung sorgt für ein CO₂-Preissignal, das in die dezentralen Entscheidungen der Wirtschaftssubjekte einfließt. Diese Mechanismen von CO₂-Bepreisung und Flexibilisierung von Zielerfüllung führen zu einer möglichst effizienten Erreichung von klimapolitischen Vorgaben.

Wenn man unterstellt, dass die wirtschaftliche Entwicklung in Deutschland und Europa ohne signifikante Restriktionen für den Ausstoß von Treibhausgasen keine ernsthafte Option darstellt, führt der Emissionshandel zur Minimierung der mit dem Klimaschutz verbundenen Kosten.

Eigene Modellrechnungen für eine Minderung der CO₂-Emissionen um ca. 45 Mio. Jahrestonnen CO₂ haben für Deutschland im Vergleich zu nicht flexibilisierten Sektorverpflichtungen jährliche Kosteneinsparungen bei der Emissionsminderung in Höhe von 300 bis 500 Mio. € jährlich ergeben (bei einem Zertifikatspreis von ca. 15 €/EUA).

Andere Modellanalysen für Europa führen zur Kosteneinsparungen in vergleichbaren Größenordnungen.

Gleichzeitig führt die konkrete Ausgestaltung des Emissionshandels, d.h. die Zuteilung der Emissionsrechte zu nicht unerheblichen gesellschaftlichen Transfers (die bezogen auf die gesamten Volkswirtschaft jedoch keine Kosten darstellen), die um eine Größenordnung über den genannten Kosteneinsparungen liegen können.

Hinsichtlich der Klimaschutz-Effekte wird auf die Ausführungen im Abschnitt 2 verwiesen.

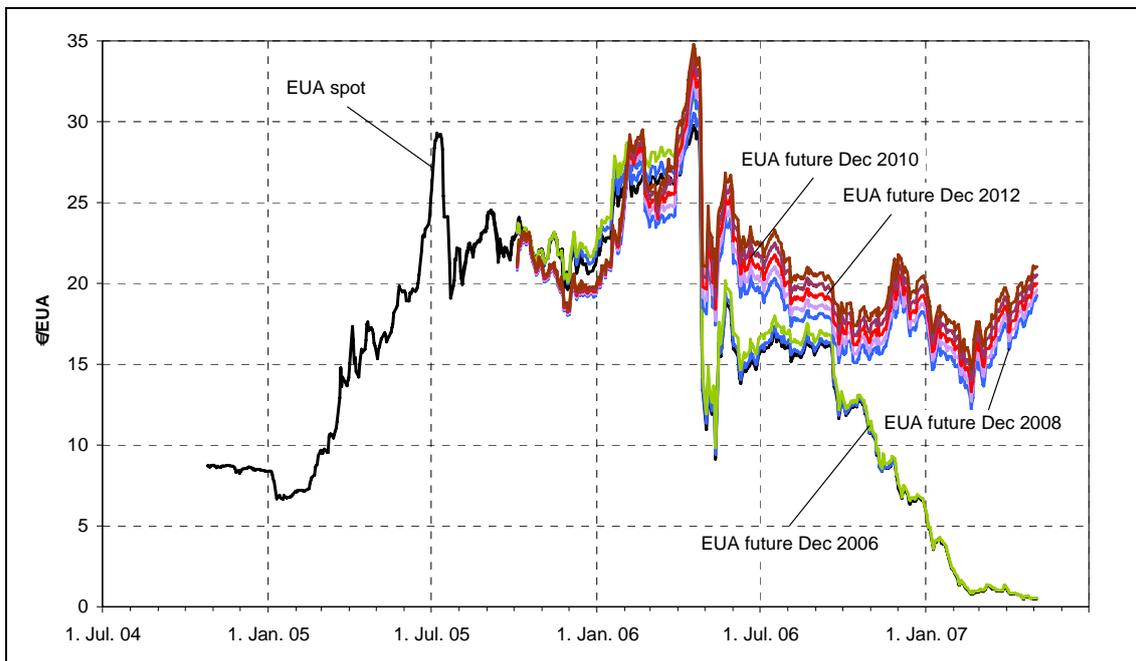
Fragen der Fraktion der CDU/CSU

2. *Wie werden die Preisbildungsmechanismen für Emissionszertifikate bewertet?*

Der Markt für Emissionsrechte befindet sich noch in einem relativ frühen Entwicklungsstadium. Dies betrifft sowohl die Primärmarkt für die Emissionsrechte als auch den Markt für die entsprechenden Finanzinstrumente, die für die Marktentwicklung eine wichtige Rolle spielen können und müssen.

Die Preisentwicklungen für die EU-Emissionsrechte sowohl für die Phase 2005-2007 als auch die Phase 2008-2012 zeigen erhebliche Volatilitäten bzw. ab April 2006 auch sehr unterschiedliche Entwicklungstrends.

Abbildung 1 Entwicklung der Spot- und Future-Preise für EU-Emissionsberechtigungen (EUA), 2004-2007



Quellen: PointCarbon, EEX, EvolutionMarkets

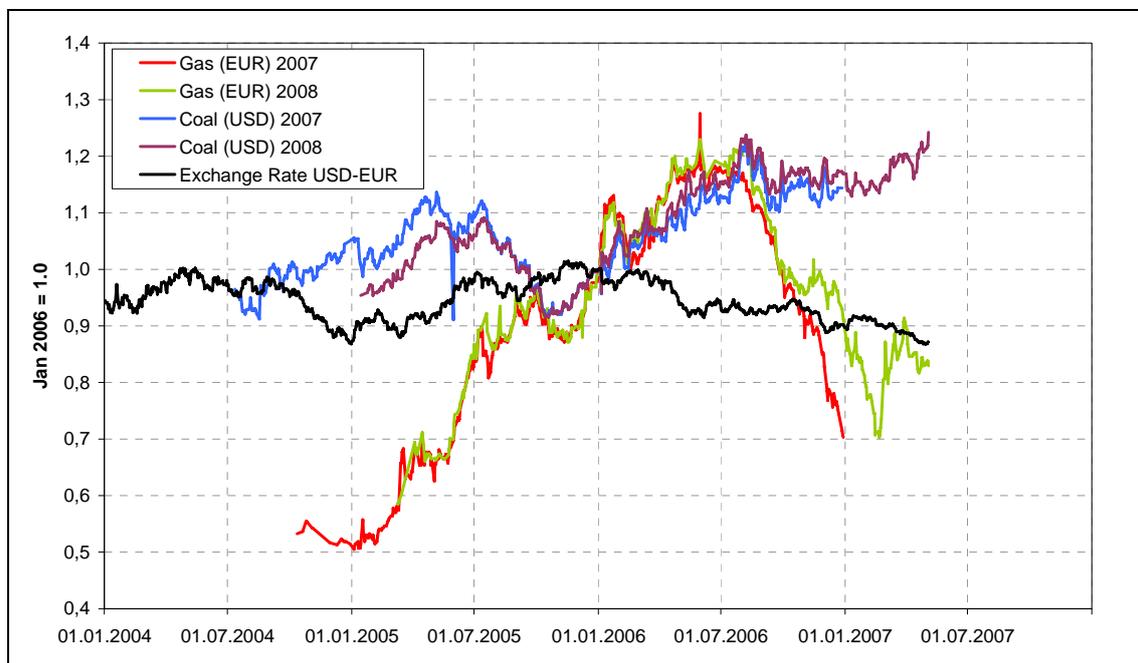
Hinsichtlich der bisherigen Marktentwicklungen können die folgenden Aspekte hervorgehoben werden:

1. Insbesondere im Verlauf der Jahre 2004 und 2005 war die Preisentwicklung vor allem durch die Unsicherheiten hinsichtlich der Mengenziele (d.h. die Vorlage und Genehmigung der verschiedenen Nationalen Allokationspläne) geprägt, die zu einiger Preisvolatilität geführt hat.
2. Die herausragende Rolle einer fundierten Kenntnis über die von einem Instrument der Mengensteuerung erfassten Mengenströme ist im April 2006 offenbar geworden, als sich herausstellte, dass die Summe der verfügbaren Emissionsrechte (aus Gründen der Überallokation wie auch der Emissionsvermeidung) deutlich größer ist als die Summe der im Rahmen des Monitorings erhobenen (und damit für den Emissionshandel relevanten) Emissionen.
3. Die Preisentwicklungen für Öl, Kohle und Erdgas wie auch die Temperatur- und Niederschlagsentwicklung in den verschiedenen Regionen Europas sowie die Entwicklung der Wechselkurse haben zumindest phasenweise eine wichtige Rolle für die Preisentwicklung gespielt.
4. Asymmetrischen Risiko- und Handelsstrategien (potenzielle Käufer mussten Emissionsrechte erwerben, potenzielle Verkäufer waren aus sehr unterschiedlichen Gründen zurückhaltend) haben in einigen Phasen zu einer Entwicklung mit ausgeprägten Verkäufermarktcharakteristika geführt.

5. Die Marktentwicklung wurde immer wieder nicht unerheblich durch die herausragende bzw. dominierende Stellung eines Informationsanbieters und dessen Marktprognosen beeinflusst.

Die Bedeutung der in den Punkten 1 und 2 genannten Unsicherheitsaspekte wird zukünftig abnehmen, die Wechselwirkungen mit den in den Punkten 3 bis 5 genannten Aspekten bleiben für die Marktentwicklung relevant. Gerade die erheblichen Volatilitäten auf den internationalen Brennstoffmärkten sowie die nicht zu unterschätzende Dynamik der Wechselkurse bleiben entscheidende Determinanten für die Schwankungen der zukünftigen Preise für Emissionsrechte.

Abbildung 2 Dynamik der Preise für Brennstoff-Futures sowie Wechselkurse, 2004-2007



Quellen: *Energate, McCloskey, Berechnungen des Öko-Instituts*

Herauszuheben ist schließlich auch, dass mit dem EU-Emissionshandelssystem für die verschiedenen Handelsplätze ein einheitliches Preissignal für den europäischen Raum etabliert worden ist. Dies ist unbedingt als Erfolg anzusehen.

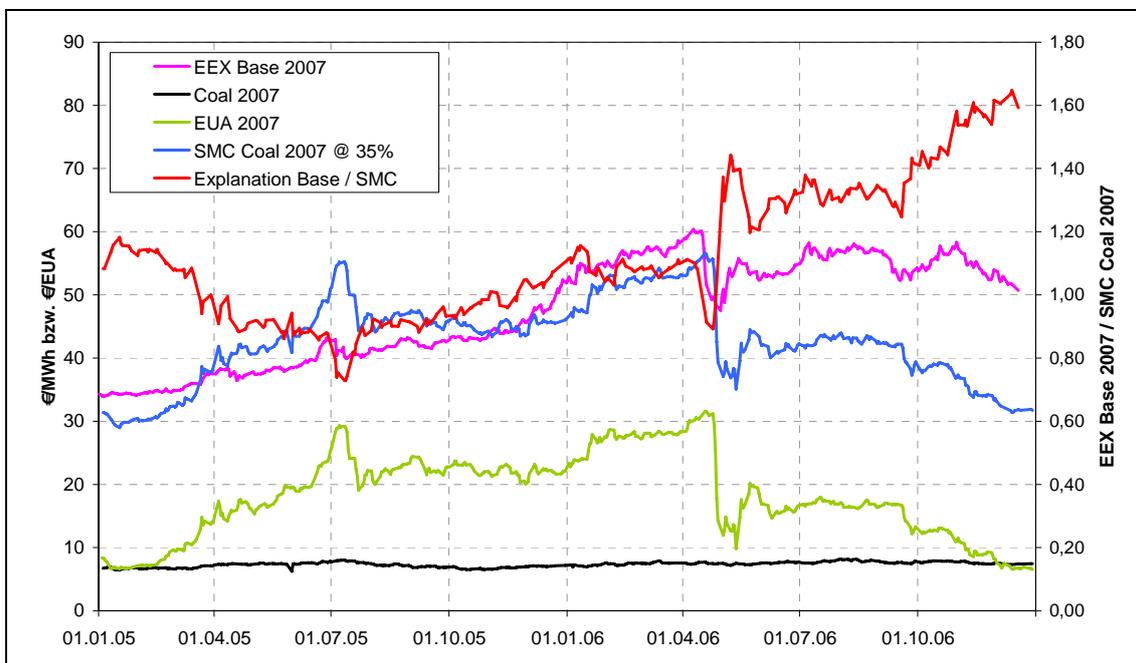
Fragen der Fraktion der CDU/CSU

3. Welche Auswirkungen hat der Emissionshandel bisher auf die Energiepreise gehabt?

Umfangreichere Untersuchungen bzw. Indizien für die Interaktion zwischen Energie- und Zertifikatspreisen liegen nur für den Bereich der Strompreise (und hier vor allem für die Großhandelspreise vor). Nach einer „Lernphase“ ist zumindest für die nicht regulierten Großhandelsmärkte für Elektrizität eine weitgehende Einpreisung der Real- und Opportunitätskosten der Emissionszertifikate festzustellen.

Die kurzfristigen Grenzkosten (SMC – „Short-run marginal costs“) eines älteren Steinkohlenkraftwerks inklusive CO₂-Kosten bilden für Deutschland einen vergleichsweise guten Anhaltspunkt für die Erklärung des Großhandelspreises für Base-Futures in Deutschland, auch wenn die Analyse für 2007-Futures nach dem Preisverfall für Emissionsrechte im April 2006 auf erhebliche Mitnahmen seitens der Stromproduzenten schließen lässt. Die Großhandels-Strompreise hätten hier deutlich stärker fallen müssen als in der Realität zu beobachten war.

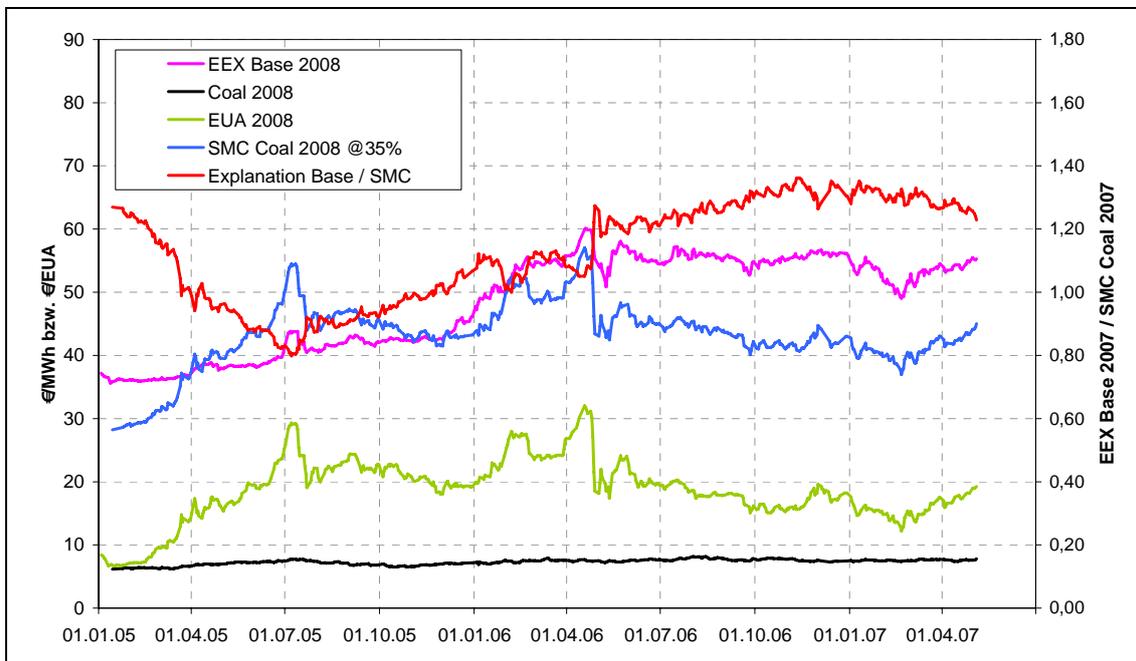
Abbildung 3 Dynamik der Preise für Brennstoff-, Strom- und Zertifikate-Futures sowie der Erklärungswert der kurzfristigen Grenzkosten eines älteren Steinkohlenkraftwerks für den Strommarkt-Future 2007, 2004-2006



Quellen: Energiate, McCloskey, EEX, Berechnungen des Öko-Instituts.

Gleichwohl zeigt die entsprechende Analyse für die Entwicklung der 2008-Futures ab Anfang 2007 wieder einen zunehmenden Erklärungswert der kurzfristigen Grenzkosten eines Steinkohlenkraftwerkes für die Base-Großhandelspreise.

Abbildung 4 Dynamik der Preise für Brennstoff-, Strom- und Zertifikate-Futures sowie der Erklärungswert der kurzfristigen Grenzkosten eines älteren Steinkohlenkraftwerks für den Strommarkt-Future 2008, 2004-2007



Quellen: Energate, McCloskey, EEX, Berechnungen des Öko-Instituts.

Fragen der Fraktion der CDU/CSU

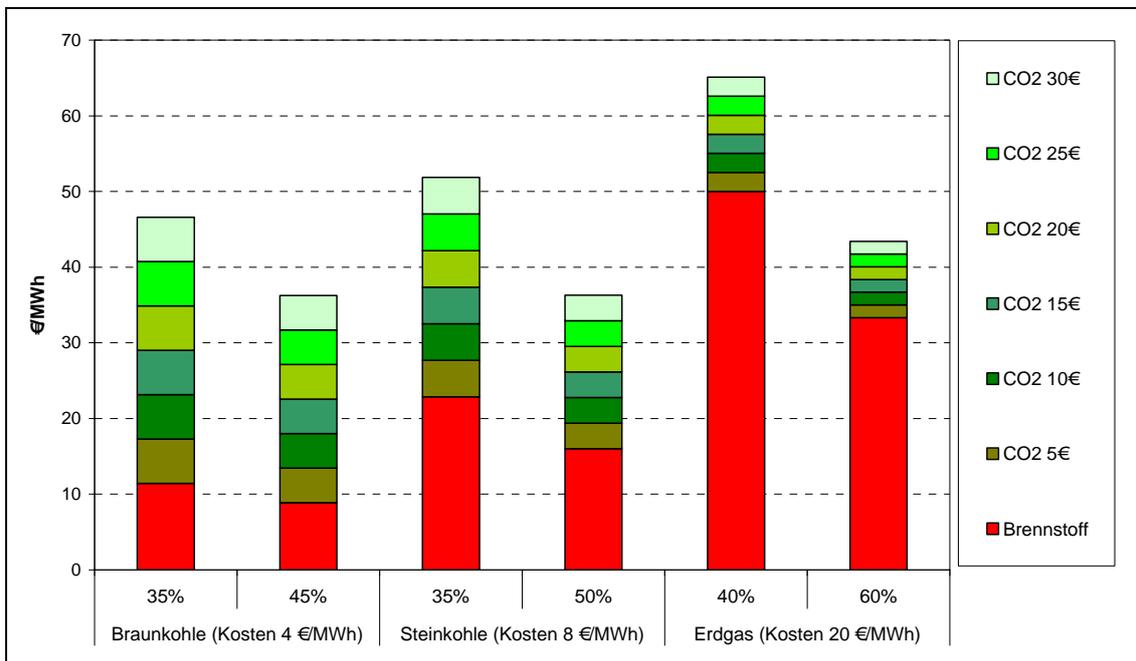
4. Welches Preisniveau setzt Anreize zur Reduzierung von Kohlendioxidemissionen?

Grundsätzlich werden durch jegliches CO₂-Preissignal Anreize zur CO₂-Vermeidung gesetzt. Da vergleichsweise kostengünstige Emissionspotenziale in vielen Sektoren verfügbar sind, haben sich nach Berichten verschiedener Anlagenbetreiber die Rahmenbedingungen für die Umsetzung entsprechender Maßnahmen auch bei CO₂-Preisen von 5 bis 10 €/EUA deutlich verbessert.

Der Umfang der Emissionsreduktionen hängt jedoch nicht nur von den CO₂-Preisen, sondern auch von der Entwicklung der anderen Faktorkosten ab. Steigende CO₂-Preise führen so nur dann auch zur zusätzlichen Emissionsminderung, wenn sie nicht z.B. durch eine zunehmende Schere zwischen Gas- und Kohlepreisen kompensiert werden.

Die nachfolgende Abbildung verdeutlicht exemplarisch den Einfluss der CO₂-Kosten auf die kurzfristigen Grenzkosten verschiedener Kraftwerke (gezeigt sind jeweils typische Werte für Altkraftwerke sowie die neuesten Kraftwerkstypen).

Abbildung 5 Kurzfristige Grenzkosten fossiler Kraftwerke bei verschiedenen Zertifikatspreisniveaus



Quellen: Berechnungen des Öko-Instituts.

Für die kurzfristige Einsatzplanung im sehr preissensitiven Bereich der wettbewerblichen Stromerzeugung ergeben sich daraus folgende Schlussfolgerungen:

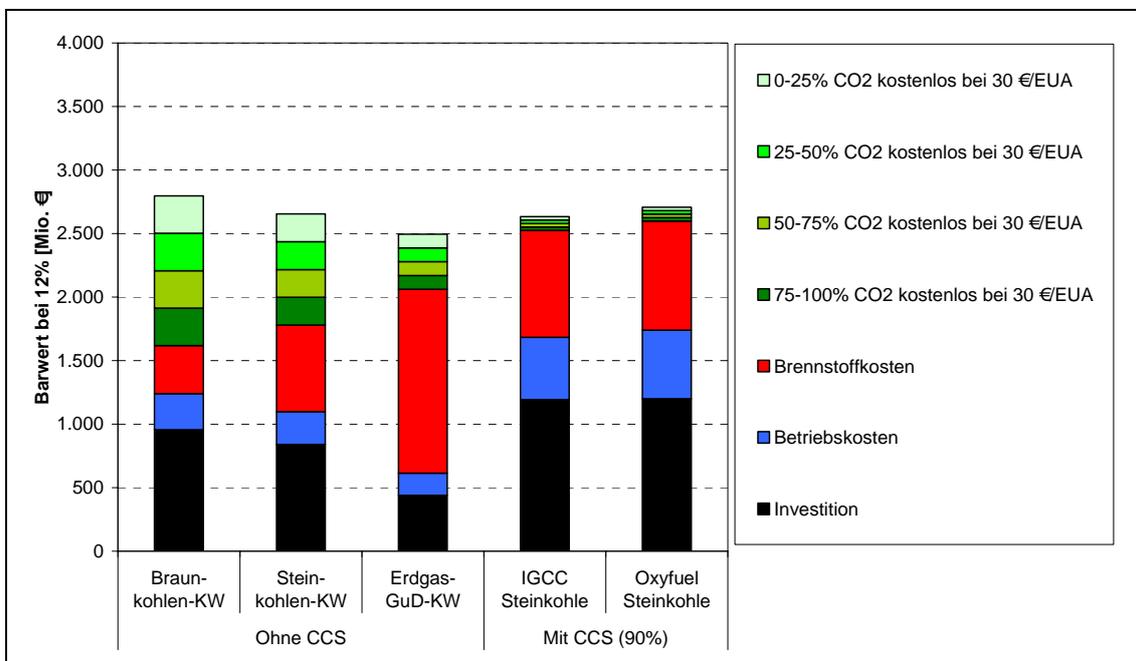
1. Im Brennstoff-zu-Brennstoff-Wettbewerb haben selbst kleine Unterschiede bei den CO₂-Kosten (wie auch kleine Unterschiede bei der Anlageneffizienz) Effekte für die CO₂-Vermeidung (naturgemäß im kleineren Umfang).
2. Größere CO₂-Vermeidungseffekte ergeben sich, wenn Kraftwerke mit emissionsintensiveren Brennstoffen durch Kraftwerke mit emissionsärmeren Brennstoffen verdrängt werden
 - a. ab etwa 10 €EUA werden neueste Steinkohlenkraftwerke konkurrenzfähig mit alten Braunkohlenkraftwerken;
 - b. ab etwa 30 €EUA werden neueste Steinkohlenkraftwerke konkurrenzfähig zu neuesten Braunkohlenkraftwerken;
 - c. ab etwa 15 €EUA werden neueste Erdgaskraftwerke konkurrenzfähig zu alten Steinkohlenkraftwerken;
 - d. ab etwa 30 €EUA werden neueste Erdgaskraftwerke konkurrenzfähig zu alten Braunkohlenkraftwerken.

Es sei nochmals explizit darauf hingewiesen, dass die dargestellten Berechnungen exemplarische Beispielfälle darstellen. Wenn sich die genannten Grenzkosten für die Brennstoffbeschaffung deutlich ändern, kann sich natürlich auch die Situation im Grenzkostenwettbewerb erheblich verändern.

Während die Preise für die CO₂-Zertifikate im wettbewerblichen Strommarkt unabhängig vom Zuteilungsverfahren (soweit keine *Ex post*-Anpassungen zur Anwendung kommen) einen unmittelbaren Einfluss auf die *Produktionsentscheidungen* haben, haben die Zuteilungsverfahren einen erheblichen Einfluss auf die *Investitionsentscheidungen*.

Die Abbildung 6 zeigt wiederum eine exemplarische Beispielrechnung für die investitionsseitige Bewertung (Barwert) verschiedener Kraftwerksinvestitionen (die Brennstoffkosten entsprechen dabei den o.g. Werten, die Investitionskosten denen bei den aktuellen Prognosen verwendeten und die CCS-Kosten denen der MIT-Kohlestudie).

Abbildung 6 Barwert verschiedener Kraftwerksinvestitionen mit und ohne CCS bei verschiedenen CO₂-Kosten (Zertifikatskosten bzw. Anteilen kostenloser Zuteilung)



Quellen: Berechnungen des Öko-Instituts.

Aus diesem exemplarischen Vergleich lassen sich die folgenden Schlussfolgerungen hinsichtlich der Investitionsentscheidungen ziehen:

1. Das Investitionskalkül zwischen den verschiedenen fossilen Kraftwerksoptionen verändert sich erst oberhalb von CO₂-Kosten von 15 €/t CO₂ für den Bereich der Kohlenkraftwerke (dies entspricht entweder dem barwertseitigen Gegenwert von Zertifikatspreisen von 15 €/EUA ohne kostenlose Zuteilung oder 30 €/EUA mit 50% kostenloser Zuteilung) und sowie oberhalb von 22 €/t CO₂ für die Entscheidung zwischen Erdgas- und Kohlenkraftwerken (d.h. 22 €/EUA ohne kostenlose Zuteilung bzw. 30 €/EUA und 25% kostenloser Zuteilung).
2. CCS-Kraftwerke werden selbst bei erheblichen Kostenreduktionen investitionsseitig erst dann attraktiv, wenn die Zertifikatspreise eine Größenordnung von 30

€EUA erreichen und die konkurrierenden Kraftwerke keine kostenlose Zuteilung von Zertifikaten (die ja materiell einem Investitionszuschuss entspricht) mehr erhalten.

Zusammenfassend lassen sich mit Blick auf den emissionsseitig besonders relevanten Stromsektor die folgenden Schlussfolgerungen ziehen:

- Selbst kleinere CO₂-Preissignale führen zu Emissionsminderungen, die jedoch mengenmäßig deutlich begrenzt sind (kleinere Effizienzverbesserungen, Brennstoff-zu-Brennstoff-Substitution). Diese Effekte sind weitgehend unabhängig vom Zuteilungsverfahren (soweit Updating und *Ex post*-Anpassung keine Anwendung finden) und ergeben sich überwiegend aus den Real- und Opportunitätskosten der CO₂-Zertifikate.
- CO₂-Einsparungen im größeren Umfang (d.h. aus Brennstoffsubstitution) ergeben sich aus einem veränderten Kalkül beim Kraftwerkseinsatz auf Basis kurzfristiger Grenzkosten erst ab einem Zertifikatspreisniveau von oberhalb 20 €EUA, wiederum weitgehend unabhängig vom Zuteilungsverfahren (soweit *Updating* und *Ex post*-Anpassung keine Anwendung finden).
- Die langfristig wichtigsten CO₂-Minderungen ergeben sich durch in großem Umfang veränderte Investitionsentscheidungen zu Gunsten von Technologien mit stark verringerten Emissionsniveaus (z.B. Erdgas, CCS). Diese ergeben sich erst ab Zertifikatspreisniveaus in der Größenordnung von 30 €EUA, wobei die Effekte solcher Zertifikatspreisniveaus durch die weitgehend kostenlose Zuteilung der Zertifikate für Neuanlagen weitgehend wieder zunichte gemacht werden können; das Zuteilungsregime für Neuanlagen spielt dabei im Gegensatz zu den vorgenannten Maßnahmen eine *erhebliche* Rolle.

Fragen der Fraktion der CDU/CSU

6. Welche Rolle haben bislang die internationalen Projektmechanismen CDM und JI gespielt?

In der ersten Phase des EU-Emissionshandelssystems haben Kredite aus den projektbasierten flexiblen Mechanismen des Kyoto-Protokolls keine nennenswerte Rolle gespielt. Kredite aus Joint Implementation (ERU – *Emission Reduction Units*) können grundsätzlich erst ab 2008 genutzt werden, Kredite aus dem Clean Development Mechanism (CER – *Certified Emission Reduction Units*) können zwar prinzipiell derzeit schon genutzt werden, kommen aber erst langsam in nennenswerten Mengen auf den Markt bzw. sind auch für die Nutzung im Rahmen des EU-Emissionshandelssystems verfügbar. Dies wird sich aber nach den vorliegenden Informationen und Daten zu geplanten und genehmigten CDM- bzw. JI-Projekten in den nächsten Jahren deutlich ändern (siehe dazu auch die Ausführungen weiter unten).

Fragen der Fraktion der SPD

1. *Erfüllt das ZuG 2012 die allgemeinen Kriterien gemäß Artikel 9 der Richtlinie und werden die Kriterien des Anhangs III der Richtlinie korrekt angewendet?*

Mangels eigener vertiefter juristischer Kompetenz kann hierzu nur ausgeführt werden, dass für den Fall einer Genehmigung des deutschen NAP durch die Europäische Kommission von einer solchen Erfüllung wohl auszugehen ist.

Fragen der Fraktion der SPD

2. *Sind alle Vorgaben der EU-Kommission aus deren Entscheidung vom 29.11.2006 zum deutschen NAP 2 ausreichend umgesetzt?*

Es sind keine Regelungen erkennbar, bei denen gegen die Kommissionsentscheidung zumindest im buchstäblichen Sinne verstoßen worden wäre.

Bei näherer Analyse könnte jedoch berechtigterweise die Frage gestellt werden, ob der Forderung der Kommission nach Beseitigung der langfristigen Zuteilungszusagen für z.B. Neuanlagen auch dem Geiste nach entsprochen wurde:

- Im ursprünglichen NAP-Entwurf wurde Neuanlagen eine Zusage zur weitgehend kostenlosen Zuteilung über einen Zeitraum von 14 Jahren gemacht. Diese wurden von der Kommission moniert, die Regelung wurde abgeschafft.
- Mit dem Entwurf des ZuG 2012 wird die Regelung des „Reverse Benchmarking“ geschaffen, nach der Anlagen, die bestimmte Effizienzanforderungen erfüllen (was für Neuanlagen durchgängig der Fall sein sollte) eine kostenlose Zuteilung erhalten, die weitgehend dem Bedarf dieser Anlagen entspricht. Vor dem Hintergrund der Tatsache, dass die Bundesregierung gegenüber der Kommission in ihrer Mitteilung vom 1. Februar 2007 dargelegt hat, dass sie davon ausgeht *„dass mit einer derartigen Zuteilungsmethode den Bedürfnissen der Wirtschaft nach langfristiger Planungssicherheit Rechnung getragen wird und – vorbehaltlich der Änderungen des europäischen Rechts – auch in künftigen Zuteilungsperioden Verwendung finden kann“*, könnte die Schlussfolgerung gezogen werden, dass die Bundesregierung beabsichtigt, die weitgehend kostenlose Zuteilung für ab 2008 in Betrieb genommene Anlagen so lange fortzusetzen, wie dem nicht Regelungen des EU-Rechts entgegen stehen. Eine Zusicherung einer weitgehend kostenlosen Zuteilung für 14 Jahre würde damit durch eine zeitlich unbegrenzte Zuteilungszusicherung abgelöst. Dies war ganz sicher nicht die der EU-Intervention zugrunde liegende Intention, die weiter gedachte Regelung führt zu einer Situation, in der Investitionen nach dem gleichen Kalkül entschieden werden, wie in einer Welt ohne Emissionshandel.

Fragen der Fraktion der SPD

4. *Enthalten die im ZuG 2012 vorgesehenen Zuteilungsregeln ausreichend Impulse für neue, klimafreundliche Technologien und ist das Potenzial von Emissionsquellen zur Emissionsverringerung ausreichend berücksichtigt?*

sowie

6. *Ist die Differenzierung der Zuteilungsmethoden zwischen den Sektoren Energie und Industrie sachgerecht?*

sowie

Fragen der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN

2. *Werden mit diesem ZuG 2012 ausreichende Impulse für eine ökologische Innovationsoffensive und für Investitionen in moderne, klimafreundliche Technologie gesetzt?*

Die Regelungen des ZuG 2012 sind hinsichtlich ihrer Anreizwirkungen zur Emissionsminderung durch klimafreundliche Technologien differenziert zu bewerten:

- Die durch das CO₂-Preissignal des Emissionshandels angereizte Emissionsminderung durch den veränderten Betrieb bestehender Anlagen wird weitgehend erschlossen, da auf *Ex post*-Anpassungen und *Updating*-Komponenten nunmehr verzichtet wird.
- Die Emissionsminderung durch den frühzeitigen Anlagenersatz wird durch die Regelungen des ZuG 2012 einerseits attraktiver gemacht (weniger großzügige Zuteilung für Altanlagen und sehr attraktive Zuteilung für Neuanlagen = Investitionszuschuss). Andererseits folgt aus dem Versuch, Stilllegungsprämien auszuschließen, eine geringere Attraktivität für den Anlagenersatz. Gerade vor dem Hintergrund der Tatsache, dass die Stilllegungsregelungen nur in wenigen der relevanten Fälle auch wirklich greifen werden, ist hier ein eher unnötiger Abbau der Anreizwirkungen vorgenommen worden.
- Die langfristig wichtigste Anreizwirkung ist die in Bezug auf die Berücksichtigung des CO₂-Preissignals bei Investitionsentscheidungen. Vor dem Hintergrund der o.g. Ausführungen muss festgehalten werden, dass die derzeitigen Regelungen zur kostenlosen und brennstoffdifferenzierten Zuteilung für Neuanlagen bzw. die perspektivische Fortführung dieser Regelungen weitgehend zu einer Situation führen, in der Investitionsentscheidungen so erfolgen wie in einem politischen Umfeld ohne CO₂-Preissignal bzw. Emissionshandelssystem. Ausreichende Impulse für neue, klimafreundliche Technologien erfolgen hier also nicht.

Das Gesamtsystem der Zuteilungsregeln tendiert in die Richtung, dass die Zuteilung für diejenigen Sektoren und Anlagen weniger großzügig ausfällt, bei denen nach allgemeiner Einschätzung besonders große Emissionsminderungspotenziale erwartet werden (alte Kraftwerke).

Es muss aber auch darauf hingewiesen werden, dass zentrale Funktionen des Emissionshandelssystems in der Flexibilisierung der Verpflichtungserfüllung sowie in der Nutzung des Marktes zur Entdeckung der kostengünstigsten Emissionsminderungspotenziale bestehen. Der Versuch, die kostenlose Zuteilung von Emissionsrechten stark an den (vermuteten) Emissionsminderungspotenzialen auszurichten führt nach empirischem Befund (wenn auch weniger nach einer idealtypisch-theoretischen Betrachtung) eher zu einer Erosion des marktbasierten Entdeckungsverfahrens für kostengünstige Emissionsminderungsoptionen („*Trading Companies* vs. *Compliance Companies*“).

Vor diesem Hintergrund ist die Notwendigkeit einer Differenzierung zwischen Energieerzeugung und Industrie nicht unbedingt gegeben. Sie kann jedoch zumindest im Grundsatz mit verteilungs- und wettbewerbspolitischen Argumenten vertreten werden:

- Wenn durch eine ausreichende Minderausstattung abgesichert wird, dass die nicht dem Energiebereich zugehörigen Industrieanlagen sich am marktbasierten Entdeckungsprozess beteiligen, spricht nichts dagegen, die kostenlose Zuteilung für die Anlagen mit dem offensichtlich sehr großen Minderungspotenzial eher restriktiv kostenlos auszustatten, dass die durch dort erfolgenden Emissionsminderungsmaßnahmen ausgelösten Zertifikats- und Umverteilungsströme begrenzt werden.
- Wenn davon ausgegangen wird, dass die Überwälzung der CO₂-Kosten im Bereich der Stromversorgung sehr weitgehend erfolgt und für andere im internationalen Wettbewerb stehende Unternehmen nicht ohne weiteres unterstellt werden kann, wäre eine Differenzierung zu rechtfertigen. Die grobe Abgrenzung (Strom- und Wärmeerzeugungsanlagen auf der einen Seite, alle anderen Industrieanlagen auf der anderen Seite) repräsentiert diesen Sachverhalt wohl in sehr grober Näherung (eine Reihe von industriellen Wärmeerzeugern befindet sich wohl einerseits in der Situation, dass Mehrkosten nicht unbedingt auf die Produktpreise überwältzt werden können, andererseits bilden diese Kosten für die einschlägigen Industriesektoren nur einen sehr kleinen Anteil der Gesamtkosten), bleibt aber trotzdem eine sehr pragmatische Lösung.

Fragen der Fraktion der SPD

5. *Wie beurteilen Sie die Regelungen im ZUG 2012 im Vergleich zu den Regelungen in anderen EU-Mitgliedsländern?*
sowie

Fragen der Fraktion DIE LINKE

1. *Wie beurteilen Sie den Gesetzesentwurf mit Blick auf die von der Bundesregierung angestrebte klimapolitische Vorreiterrolle in Europa? Wie fällt der Vergleich mit den Zuteilungsplänen anderer EU-Mitgliedsstaaten aus, beispielsweise dem Großbritanniens? Wie beurteilen Sie die Regelungen im ZUG 2012 im Vergleich zu den Regelungen in anderen EU-Mitgliedsländern?*

In den anderen Mitgliedstaaten der EU ist eine Vielzahl von unterschiedlichen Zuteilungsregelungen in unterschiedlichen Kombinationen umgesetzt worden, deren konkrete Ausformung auch noch nicht immer sehr klar erkennbar ist. Besonders hervorzuheben ist für den Vergleich des geplanten deutschen Zuteilungssystems,

- dass das deutsche Benchmark-System zumindest im Prinzip vergleichsweise einfach und transparent ist – wenn man von der Anwendung des effizienzorientierten Anpassungsfaktors und der Besonderen Härtefallregelung absieht, die die Berechenbarkeit des Zuteilungsergebnisses wieder weitgehend zunichte machen und zu den o.g. Problemen hinsichtlich der dynamischen Anreizwirkungen des Systems führen;
- dass im Entwurf des ZuG 2012 (noch) kein Anteil für die entgeltliche Zuteilung im Wege der Auktion vorgesehen ist;
- dass die Neuanlagenregelungen in Verbindung mit der deutschen Variante des „Reverse Benchmarking“ weiterhin dem eigentlichen Zweck des Emissionshandelssystems entgegen steht;
- dass die Versuche, Stilllegungsregelungen wirksam werden zu lassen, nur in sehr engen Grenzen „Erfolg“ haben dürften.

Gleichwohl ist das geplante deutsche Zuteilungssystem in den vergangenen Monaten erheblich verbessert worden. Wenn man aber davon ausgeht, dass das EU-Emissionshandelssystem auf Dauer eine wichtige Rolle in der europäischen Klimapolitik spielen wird und dass die Berücksichtigung des unverzerrten CO₂-Preissignals in *allen* unternehmerischen Entscheidungen den Kern des Emissionshandelssystems bildet, so wird das jetzt geplante Zuteilungssystem über 2012 hinaus keinen Bestand haben können und allenfalls einen (weiteren) Zwischenschritt bilden. Hinsichtlich einer klaren und schnellen Transformation des Systems im o.g. Sinne wären hier von besonderer Bedeutung

- die Schaffung eines sehr einfachen Benchmark-Systems (ohne effizienzabhängigen Anpassungsfaktor) ohne *Updating*-Komponente;
- die Ausschöpfung des zulässigen Auktionierungsvolumens;

- der Verzicht auf die kostenlose Neuanlagenzuteilung oder Einführung einer kostenlosen Zuteilung über Einheitsbenchmarks;
- der weitgehende Verzicht auf Stilllegungsregelungen.

Vor diesem Hintergrund muss weiterhin der NAP von Großbritannien als ambitionierter und dem Sinn und Zweck eines Emissionshandelssystems im Rahmen der EU-Emissionshandelsrichtlinie am ehesten entsprechender Allokationsplan gelten (sehr transparentes und einfaches Benchmark-System, Einheitsbenchmark für Neuanlagen, etc.).

Fragen der Fraktion DIE LINKE

2. *Wie beurteilen Sie die klimapolitische Wirkung der ersten Emissionshandelsphase und welche Faktoren haben wesentlich zu diesem Ergebnis beigetragen?*

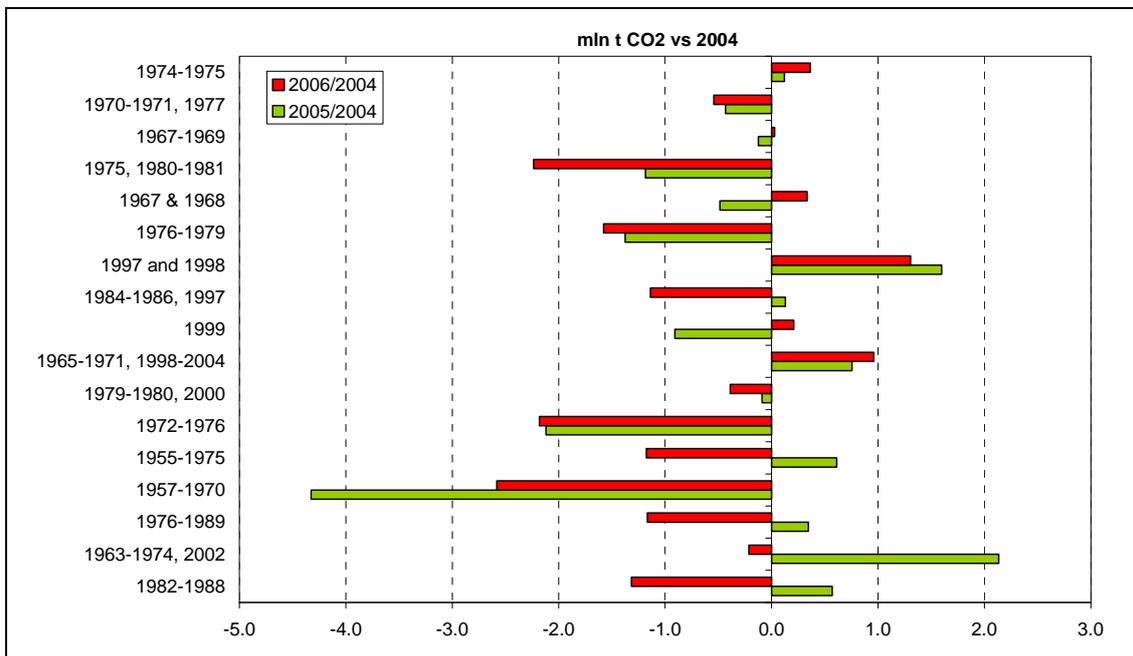
Die erste Phase des EU-Emissionshandelssystems ist – wie Ende April 2006 klar geworden ist – durch ein im Vergleich zu den aktuellen Emissionsniveaus sehr hohes Cap charakterisiert. Die Differenzen zwischen der insgesamt für die Ausgabe vorgesehenen Menge an Zertifikaten und den aktuellen Emissionen für die Jahre 2005 und 2006 ergeben sich dabei für die Gesamtheit der EU-Mitgliedstaaten aus

- den Datenunsicherheiten bzw. den (legalen) Gestaltungsmöglichkeiten der Unternehmen bei der Emissionsermittlung für die Basisperiode einerseits und den ersten Jahren unter dem Emissionshandel andererseits,
- den Flexibilisierungsmöglichkeiten bei den Basisjahren (Abwahljahre etc.),
- den klaren und absehbaren Überallokationen (Einbeziehung von Wachstumsfaktoren, nicht ausreichende Berücksichtigung anderer Politiken und Maßnahmen, etc.),
- der emissionshandelsbedingten Emissionsminderung.

Arbeiten zur genaueren Analyse der emissionshandelsbedingten Emissionsminderungen sind noch nicht im breiten Umfang durchgeführt worden. Erste Abschätzungen für Deutschland lassen vermuten, dass das Reduktionsvolumen durch den EU-Emissionshandel sich durchaus in der Größenordnung von 5 bis 10 Mio. t CO₂ jährlich bewegt haben könnte.

Ein erstes Indiz (allerdings auch nicht mehr) für die Wirkung des EU-Emissionshandels kann aus der Analyse der Emissionsentwicklung für die Emissionen großer Braunkohlenkraftwerke in der EU-25 abgeleitet werden. Wie die Abbildung 7 verdeutlicht, ist für den Großteil dieser Anlagen ein relativ klares Muster zu erkennen: In den vergleichsweise alten Anlagen sind die Emissionen (und damit im Regelfall die Produktion) von 2004 bis 2005/2006 deutlich zurückgegangen, während die neueren Anlagen ihre Produktion (und damit ihre Emissionen ausgeweitet haben).

Abbildung 7 Emissionsentwicklung großer Braunkohlenkraftwerke in der EU, 2004-2006



Quellen: CITL, EEA, Berechnungen des Öko-Instituts.

Die Anreizsignale des EU-Emissionshandels für den Anlagenbetrieb (Real- und Opportunitätskosten der benötigten CO₂-Emissionsberechtigungen) haben also mit einiger Wahrscheinlichkeit eine mehr als marginale Wirkung gezeigt

Fragen der Fraktion DIE LINKE

2. Wurde durch die Verteilungswirkungen der Zuteilung der Emissionszertifikate in der ersten Handelsphase ein Strukturwandel in der Energiewirtschaft befördert oder gehemmt?

Für die dreijährige Pilotphase, die zu einem Drittel durch Zertifikatspreise nahe Null charakterisiert ist, dürfte ein entsprechender Nachweis nur schwer zu führen sein. Auch sind die für den Strukturwandel hinsichtlich der Marktakteure einerseits bzw. der technologischen Struktur des Energiesystems relevanten Wirkungsmechanismen bzw. Effekte durchaus nicht eindeutig ausgerichtet:

- die Mitnahmeeffekte der etablierter Stromerzeuger waren signifikant,
- die Effekte des Emissionshandels für den Strompreis haben auch für neue Akteure Investitionen im deutschen Strommarkt attraktiv gemacht,
- die Zuteilungsregelungen führen hinsichtlich der Investitionen dazu, dass das CO₂-Preissignal für die Investitionsentscheidungen weitgehend „ausgeschaltet“ worden

ist und damit vor allem den technologischen Präferenzen der etablierten Erzeuger entgegen gekommen wurde.

Fragen der Fraktion der SPD

5. *Bei welchen Regelungen außerhalb der Mengenplanung und der Zuteilungsregelungen sehen Sie noch dringenden Handlungsbedarf?*

Das Emissionshandelssystem wird hinsichtlich einer Vielzahl von eher technischen Regelungen weiter entwickelt werden müssen. Hingewiesen werden soll an dieser Stelle auf folgende drei Punkte:

- Die Verschränkung des Emissionshandelssystems mit dem Immissionsschutzrecht hinsichtlich der Anlagengenehmigung und damit der teilweise problematischen Anlagenabgrenzung ist nach wie vor äußerst problematisch und wird für eine ganze Reihe von Zuteilungsregelungen auch weiterhin zu oft paradox erscheinenden Problemen führen (Anlagenerweiterungen, Neuanlagendefinition, Anlagenstilllegung, etc.), zumindest so lange ein nennenswerte Anteil der Emissionsberechtigungen kostenlos zugeteilt wird und die kostenlose Zuteilung für Neuanlagen oder Stilllegungsregelungen der unterschiedlichen Ausprägungen weiter verfolgt werden.
- Die in der Zeitreihe konsistente Emissionsermittlung bildet eine zentrale Herausforderung für die Integrität des Emissionshandelssystems. Die (legalen) Freiheitsgrade bei der sehr anlagenspezifisch ausgerichteten Emissionsermittlung (v.a. hinsichtlich der Emissionsfaktoren) sind und bleiben bei den bis auf Weiteres sehr moderaten Emissionsminderungen problematisch (Unsicherheiten bzw. Freiheitsgrade von ± 1 sind bei Emissionsminderungen von -10% nicht irrelevant). Hier wäre die Einschränkung dieser Freiheitsgrade (Übergang zu Standard-Emissionsfaktoren wie die bereits umgesetzte restriktive Anerkennung von Oxidationsfaktoren) im Rahmen der Emissionsberichterstattung sicher anstrebenswert.
- Die Abgrenzung der sogenannten „Einheitlichen Anlagen“ werden in der Phase 2008-2012 wahrscheinlich zu Zuteilungsproblemen führen, da zumindest für einen Sektor die Einbeziehung von Stromerzeugungsanlagen in die „Einheitlichen Anlagen“ dieses Industriezweiges erfolgt ist und so die Differenzierung zwischen eher großzügiger Zuteilung für Industrieanlagen und eher restriktiver Zuteilung für Energieerzeugungsanlagen vor nicht unerheblichen Problemen stehen dürfte.

2 Mengenplanung

Fragen der Fraktion der CDU/CSU

5. *Sind die in den nicht emissionshandelspflichtigen Bereichen der privaten Haushalte, des Verkehrs und Gewerbe, Handel und Dienstleistungen unternommenen Schritte und vorgesehene Maßnahmen ausreichende Beiträge zur Verringerung der Kohlendioxidemissionen?*

sowie

Fragen der Fraktion der SPD

3. *Ist durch die Regelungen im ZuG 2012 sichergestellt, dass Deutschland seine Verpflichtungen im Rahmen des Kyoto-Protokolls einhalten kann?*
7. *Wie beurteilen Sie die von den Sektoren Energie und Industrie insgesamt zu erbringenden Minderungsbeiträge?*
3. *Wie beurteilen Sie die Emissionsziele für die Sektoren außerhalb des Emissionshandels (Gewerbe, Dienstleistungen, Verkehr, Haushalte)?*

sowie

Fragen der Fraktion DIE LINKE

1. *Liegt die vorgesehene Emissionsobergrenze (cap) Ihrer Meinung nach auf einem Pfad, welcher perspektivisch ohne größere Sprünge ermöglicht, dass Deutschland bis zum Jahr 2020 seinen Treibhausgasausstoß gegenüber 1990 um zirka 40 Prozent reduzieren kann, und dass dabei die anderen Sektoren angemessen, aber nicht übermäßig Minderungslasten übernehmen müssen?*
9. *Halten Sie den für Industrieanlagen vorgesehenen Erfüllungsfaktor von 0,9875 (vgl. § 6 Gesetzesentwurf), der einer weitgehenden Befreiung von Minderungspflichten gleichkommt, für gerechtfertigt?*

sowie

Fragen der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN

1. *Welche Rolle nimmt der Emissionshandel auf Basis des vorliegenden Gesetzesentwurfes im Rahmen der nationalen Klimaschutzpolitik ein? Welche klimapolitischen Konsequenzen ergeben sich im Lichte dieses Gesetzesentwurfs – vor dem Hintergrund der notwendigen Klimaschutzziele Deutschlands (- 40 % bis 2020) – für andere Bereiche außerhalb des Emissionshandels?*
2. *Ist nach dem vorliegenden Gesetzesentwurf gesichert, dass auch die anderen Sektoren (insbesondere Verkehr und private Haushalte) ihren Beitrag zum Klimaschutz leisten? Wie kann ggf. sichergestellt werden, dass diese Sektoren angemessene Anstrengungen zur Bekämpfung des Klimawandels leisten? Sollten im ZuG 2012 neben der Gesamtmenge und den Allokationsregeln auch Ziele für die anderen Makrosektoren festgelegt werden?*

Die Bepreisung von Treibhausgasemissionen bildet vor dem Hintergrund der langfristig notwendigen Emissionsminderungen eine notwendige (wenn auch keineswegs hinreichende) Grundlage des erforderlichen Policy-Mix einer ambitionierten Klimaschutzpolitik. Emissionshandel bildet bis auf Weiteres wahrscheinlich die einzige Umsetzungsoption für eine solche Bepreisungsstrategie, die im internationalen Rahmen konsensfähig sein dürfte und die deshalb gerade im Kontext der Entwicklung eines internationalen Klimaschutzregimes eine herausragende Rolle spielen kann und sollte. Vor diesem Hintergrund ist Emissionshandel für eine langfristig angelegte Klimaschutzstrategie unverzichtbar.

Für die Verpflichtungsperiode des Kyoto-Protokolls 2008-2012 und die weitergehenden Verpflichtungen bis 2020 stellt sich die Situation (in grober Schätzung) wie folgt dar:

- Ausgehend von den Emissionsdaten für 2005 sind zur Erfüllung der *Kyoto-Verpflichtungen für Deutschland* noch Emissionsminderungen von knapp 29 Mio. t CO₂ notwendig. Sofern das Emissionsvolumen der ab 2008 zusätzlich einbezogenen Anlagen wirklich bei 11 Mio. t CO₂ liegt, folgt aus der Vorgabe eines Caps von 453 Mio. EUA im gleichen Zeitraum eine Emissionsminderung von 32 Mio.

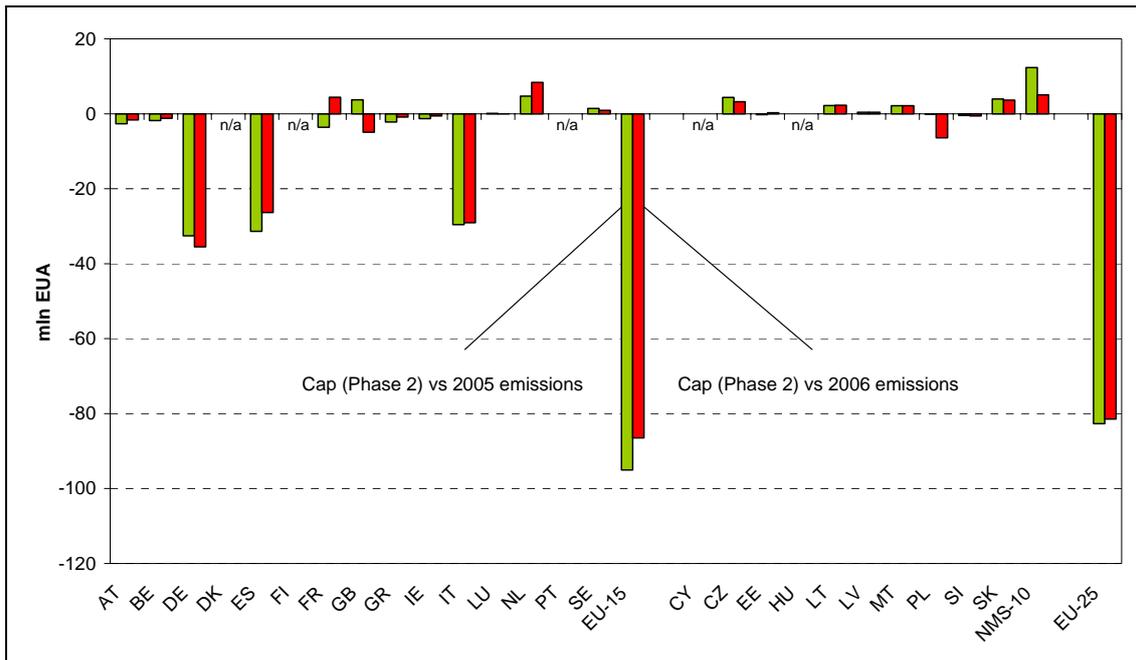
Für die nicht vom Emissionshandel erfassten Anlagen bzw. Sektoren ergäbe sich im Rahmen der Kyoto-Verpflichtung mit dem summarischen Sektorziel von ca. 334 Mio. t CO₂ ein Freiraum zur *Emissionsausweitung* von ca. 3 Mio. t CO₂. Unter Maßgabe der ergriffenen Maßnahmen für die nicht vom Emissionshandel erfassten Anlagen, Sektoren bzw. Treibhausgase ist bis 2010 von einer Emissionsminderung in der Größenordnung von etwa 12 Mio. t CO₂-Äqu. auszugehen. Vor diesem Hintergrund wäre dann von einer Übererfüllung der Kyoto-Verpflichtung in der Größenordnung von 1 Prozentpunkt auszugehen, wobei darauf hingewiesen werden soll, dass diese Übererfüllung der Verpflichtung entweder für den Verpflichtungsnachweis in der folgenden Periode des internationalen Klimaschutzregimes genutzt oder aber die entsprechenden Mengen an internationalen Emissionsrechten (AAU – *Assigned Amount Units*) für die die Periode 2008-2012 (durch die Bundesregierung) vermarktet werden können.

Gleichwohl erscheint die differenzierte Festlegung von konkreten Emissionszielen für die nicht vom Emissionshandel erfassten Anlagen, Sektoren und Treibhausgase sinnvoll, um die Richtung für die nach 2012 erforderlichen Emissionsminderungen klar zu signalisieren und die Überprüfung der notwendigen Fortschritte möglich zu machen.

- Aus der *Kyoto-Minderungsverpflichtung der EU-15* von 8% resultiert insgesamt für den Zeitraum 2005 bis 2008/2012 eine Minderungsnotwendigkeit von etwa 265 Mio. t CO₂-Äqu. (ohne Berücksichtigung der Emissionsminderungen durch Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft). Wie die Abbildung 8 verdeutlicht, ist mit den bisher genehmigten NAP der Mitgliedstaaten für die EU-15 ein Emissionsminderungsvolumen von ca. 90 Mio. t CO₂ gesichert worden. Es verbleibt ein Minderungsbedarf für die nicht vom Emissions-

handel erfassten Anlagen, Sektoren und Treibhausgase bzw. ein Zukaufbedarf von Emissionsrechten oder Emissionsminderungskrediten aus dem internationalen Raum von 175 Mio. t CO₂-Äqu., dies entspricht einer Minderung der Basisjahremissionen um 4 Prozentpunkte. Im EU-Rahmen sind daher zweifelsohne weitere Politiken und Maßnahmen notwendig.

Abbildung 8 Genehmigte Caps für NAP-2 im Vergleich zu den aktuellen Emissionsniveaus



Quellen: Europäische Kommission, CITL, Berechnungen des Öko-Instituts.

- Ausgehend von den Emissionsdaten für 2005 wären für eine Minderung der Treibhausgasemissionen in *Deutschland* um 40% bis 2020 noch Emissionsminderungen von ca. 260 Mio. t CO₂-Äqu. notwendig (vorausgesetzt sind unveränderte Abgrenzungen z.B. hinsichtlich der Einbeziehung des internationalen Luftverkehrs und der Hochseeschifffahrt und ein unverändertes Basisjahr für die verschiedenen Treibhausgase).

Sofern die Emissionsminderungen entsprechend der aktuellen Emissionsbeiträge erbracht werden (Proportionalitätsansatz), so ergibt sich aus einem Emissionsanteil der vom Emissionshandel erfassten Anlagen von 48% eine Minderungsvorgabe von knapp 130 Mio. t CO₂. Werden die Minderungsvorgabe für die Periode 2008-2012 von 32 Mio. t CO₂ sowie die insgesamt zu erwartende Übererfüllung des Kyoto-Ziels voll in Ansatz gebracht, so ergibt sich für die vom Emissionshandel erfassten Anlagen bis 2020 ein weiterer Minderungsbedarf von ca. 100 Mio. t CO₂, im Mittel der Periode 2013 bis 2020 resultiert daraus eine notwendige jahresdurchschnittliche Minderung der Cap in der Größenordnung von 40 bis 50 Mio. EUA (je nach unterstellter Trajektorie der Emissionsentwicklung) ge-

genüber der Cap für die Periode 2008-2012. Bei einem größeren Beitrag des Emissionshandelssektors würde die Verschärfung des Caps in der dritten Periode entsprechend stärker ausfallen müssen.

- Eine entsprechende Analyse für ein *30%-Minderungsziel in der EU-27* führt zu einer Minderungsnotwendigkeit für die vom Emissionshandel erfassten Anlagen in der Größenordnung von ca. 530 Mio. t CO₂ gegenüber den Emissionsniveaus von 2005.

Im Vergleich zur Cap für die Periode 2008-2012 müsste die Cap für den Mittelwert der Periode 2013-2020 nochmals um ca. 210 Mio. EUA gekürzt werden. Bei einer Minderungsvorgabe von 20% für die EU-25 bis zum Jahr 2020 ergäbe sich eine weitere Reduzierung der Cap um etwa 100 Mio. EUA. Auch hier müsste die Kürzung der Cap stärker ausfallen, wenn die anderen Sektoren unterproportional an der Emissionsminderung beteiligt werden sollten (was angesichts der Minderungskosten nicht unplausibel sein dürfte).

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die von der Europäischen Kommission durchgesetzten Kürzungen der Caps durchaus konsistent zu den längerfristigen Emissionsminderungspfaden sind, so dass „bruchartige“ Minderungsvorgaben weder für den Erfassungsbereich des Emissionshandelssystems noch für die anderen Anlagen, Sektoren und Treibhausgase zu erwarten sind. Bei Minderungszielen von 30% für die EU-27 bzw. 40% für Deutschland in der Periode 2013-2020 wird jedoch die Reduktion der Caps für die dritte Handelsperiode im Vergleich zur zweiten Handelsperiode noch einmal *deutlich stärker* ausfallen müssen als im Vergleich der Emissionen für 2005 und den Caps für die Periode 2008-2012.

Vor dem Hintergrund der zumindest im Rahmen der EU-15 notwendigen zusätzlichen Maßnahmen in Bezug auf die nicht vom Emissionshandel erfassten Sektoren, Anlagen und Treibhausgase für die Kyoto-Periode 2008-2012 und die zweifelsohne nach 2012 erforderlichen Emissionsminderungen in diesen Bereichen würde die Festlegung von differenzierten Sektorzielen für Verkehr, private Haushalte sowie Gewerbe/Handel/Dienstleistungen auch für die Periode 2008-2012 in Deutschland einen sinnvollen Ansatz bilden.

Schließlich sei darauf hingewiesen, dass eine Interpretation der überwiegend verteilungspolitisch motivierten *Zuteilungsunterschiede* für die Bereiche der Energieanlagen einerseits und der weiteren Industrieanlagen andererseits (wie auch die Zuteilungsunterschiede innerhalb dieser Anlagengruppen) als *Minderungsvorgaben* im Rahmen eines auf Flexibilisierung der Minderungsverpflichtungen angelegten Emissionshandelssystems nicht sinnvoll ist. Die Zuteilungsunterschiede regeln ein Verteilungsproblem zwischen den verschiedenen Sektoren, die unterschiedlichen Rahmenbedingungen ausgesetzt sind. Die zunehmend restriktivere kostenlose Zuteilung für die Energiewirtschaft sowie die eher großzügige kostenlose Zuteilung für die anderen Industriesektoren bilden (bei allen Abgrenzungs- und Begründungsschwierigkeiten im Detail) einen generellen Trend in den Allokationsplänen der EU-Mitgliedstaaten, der vor allem durch die Diskussionen um die Mitnahmeeffekte der Stromwirtschaft induziert worden ist.

Fragen der Fraktion der CDU/CSU

3. *Ist die Reserve ausreichend mit Emissionszertifikaten ausgestattet?*
4. *Ist es sinnvoll, Berechtigungen, die in Folge der Aufhebung oder Änderung von Zuteilungsentscheidungen zurückgegeben werden, in die Reserve fließen zu lassen?*
5. *Ist es geboten, die Reserve sowohl für Zuteilungen an Neuanlagen als auch für Zwecke der Erfüllung rechtskräftig festgestellter Ansprüche auf eine Erhöhung individueller Zuteilungen zu nutzen?*

sowie

Fragen der Fraktion der SPD

1. *Halten Sie die mit 25 Mio t/a taxierte nationale Reserve gem. § 5 ZuG 2012 für ausreichend?*
2. *Wie beurteilen Sie die Regelung in § 5 Abs. 5 ZuG 2012 hinsichtlich ihrer Wirkungen auf eine mögliche dritte Handelsperiode?*

sowie

Fragen der Fraktion DIE LINKE

2. *Ist die Reserve für Neuanlagen mit Blick auf die Kraftwerksplanung, wie sie sich in den einschlägigen Listen von VDEW und Bundesnetzagentur widerspiegelt, ausreichend ausgestattet?*

sowie

Fragen der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN

2. *Ist die Höhe der geplanten Reserve (§ 5) ausreichend? Welche Wirkung und welche Konsequenzen hätte eine zu geringe Reserve, insbesondere auf potenzielle Neuinvestoren?*

Die Bildung einer Neuanlagenreserve ergibt sich zwingend aus der kostenlosen Neuanlagenzuteilung, die auch mit dem ZuG 2012-E weiter verfolgt wird. Auch aus anderen Gründen oder – wie auch immer bewerteten – Regelungen (Zuteilungsrisiken für die ausgebende Stelle, Wiederauffüllmechanismen, etc.) kann die Zurückhaltung von Emissionsberechtigungen notwendig werden.

Hinsichtlich der Bemessung einer solchen („multifunktionalen“) Reserve sind verschiedene Aspekte zu berücksichtigen; der Bedarf für die kostenlose Neuanlagenzuteilung ist jedoch in jedem Fall die dominierende Bestimmungsgröße:

- Die verschiedenen Listen zu den verfolgten Neubauprojekten (VDEW, Bundesnetzagentur, Energiegipfel-Prozess) bildet sicher *keine* geeignete Grundlage für die Bemessung der Neuanlagenreserve. Würden alle dort beschriebenen Projekte (die ja nur die Stromerzeugung berücksichtigen und den Bedarf für Kapazitätserweiterungen und Nicht-Stromerzeugungsanlagen noch gar nicht berücksichtigen) für die Neuanlagenreserve berücksichtigt, so würde sich ein Bedarf erge-

ben, der sehr deutlich über der bisher eingestellten Menge von Zertifikaten für die Reserve von durchschnittlich 25 Mio. EUA pro Jahr liegt, mit der ja nicht nur die Neuanlagenzuteilung abgesichert werden soll (Risikoreserve, Wiederauffüllmechanismus aus der Periode 2005-2007).

- Nach eigenen Untersuchungen liegt der Erwartungswert für die gesamte Neuanlagenzuteilung (inklusive Kapazitätserweiterungen) nach Wegfall der Übertragungsregelung (und erheblichen Unsicherheiten, ob und in welchem Umfang es zu Rückflüssen aus Anlagenstilllegungen kommt) bei etwa jahresdurchschnittlich etwa 40 Mio. EUA, wobei Unsicherheiten im Bereich von ± 5 Mio. EUA berücksichtigt werden müssen. Insbesondere muss darauf hingewiesen, dass Änderungen bei der Zuteilung für Braunkohlenkraftwerke hinsichtlich Benchmark und Standard-Auslastungsfaktor zu einer signifikanten Erhöhung des Reservebedarfs führen.

Die eher knappe Bemessung der Reserve wird befördert durch den Wiederauffüllmechanismus des § 5 Abs. 5 ZuG 2012-E, der weitgehend unverändert aus dem ZuG 2007 übernommen wurde.

Obwohl es sich streng genommen bei diesem Wiederauffüllmechanismus nicht um ein „*Borrowing*“ im Sinne des Emissionshandels handelt, werden mit dieser Regelung absehbar Lasten in die nächste Periode verschoben. Ein Wiederauffüllen der Neuanlagenreserve um jahresdurchschnittlich 10 bis 15 Mio. EUA würde die nächste Periode mit dann absehbar stärkeren Emissionsminderungsvorgaben nicht unerheblich belasten. Vor diesem Hintergrund wäre eher ein Vorgehen wie in den meisten anderen Mitgliedstaaten angeraten, nach dem die kostenlose Zuteilung für Neuanlagen nach dem „Windhundverfahren“ erfolgt (was bei der Diskussion um die Bemessung der Neuanlagenreserve in erheblichem Maße zur „Objektivierung“ der Erwartungen führt), die Neuanlagenreserve eher großzügig bemessen wird und überzählige Emissionsberechtigungen aus der Reserve am Markt verkauft oder verauktioniert werden.

Obwohl der Wiederauffüll-Mechanismus prinzipiell zu einer hohen Planungssicherheit für die Investoren führt, kann durch eine entsprechende Ausgestaltung des Reservezugriffs nach dem „Windhund-“ Verfahren in Verbindung mit einer eher großzügigen Bemessung des Umfangs der Reserve eine faktisch gleichwertige Planungssituation geschaffen werden.

Sofern für die Risiken aus rechtlichen Auseinandersetzungen oder aus anderweitig erforderlich werdenden Zuteilungsänderungen Emissionsberechtigungen vorgehalten werden müssen oder eine Rückgabe von Zertifikaten erfolgen soll,

- ist angesichts der unvermeidlichen Unsicherheiten eine einheitliche Reserve klar einer für die verschiedenen Verwendungszwecke segmentierten Reserve vorzuziehen,
- ist der Rückfluss von Zertifikaten in die allgemeine Reserve sinnvoll (wobei darauf hingewiesen werden soll, dass auch wenn Stilllegungsregelungen an sich nicht für sinnvoll gehalten werden, die Nutzung der noch nicht ausgegebenen

Zertifikate im niemals auszuschließenden Fall einer Rückgabe der Genehmigung geklärt sein muss und hier der Rückfluss in die Reserve eine sinnvolle Option bildet).

3 Allgemeine Ausführungen zu den Zuteilungsregeln

Fragen der Fraktion der CDU/CSU

1. *Wie wird die Ersetzung der Zuteilungsregeln des ZuG 2007 durch die Regelung des ZuG 2012 bewertet?*
2. *Welche Auswirkungen hat das ZuG 2012 auf die Planungs- und Investitionssicherheit der Unternehmen?*

sowie

Fragen der Fraktion der SPD

4. *Wie beurteilen Sie die Zuteilungsregelungen in anderen EU-Mitgliedsländern im Vergleich zu den Regelungen ZuG 2012?*
5. *Welche Auswirkungen haben die Zuteilungsregelungen ZuG 2012 für die Planungs- und Investitionssicherheit der Unternehmen?*

Hinsichtlich des Vergleiches der Regelungen des Zuteilungsgesetzes 2012 mit den Regelungen des Zuteilungsgesetzes 2007 sind folgende Aspekte festzuhalten:

- eine ganze Reihe von Regelungen sind zumindest teilweise vereinfacht worden (*Early Action*, Härtefall-Regelungen, etc.)
- die unzulässigen Regelungen (*Ex post*-Anpassungen) werden naturgemäß nicht weiter gefolgt,
- die durch die Flexibilität der Anlagenbetreiber entstehenden Zuteilungsunsicherheiten sind weitgehend abgebaut worden, diese entstehen aber teilweise durch die Einführung des effizienzabhängigen Anpassungsfaktors sowie die Besondere Härtefallregelung wieder neu, so dass eine wesentliche Erhöhung der Transparenz des Systems nicht resultiert,
- mit der Einführung des Benchmarksystems für wesentliche Teile des vom Emissionshandel erfassten Emissionsvolumens wird das Zuteilungssystem eher auf das Prinzip der Leistungsgerechtigkeit umgestellt, mit der konkreten Ausgestaltung über den effizienzabhängigen Anpassungsfaktor sogar noch verstärkt,
- mit den Standard-Auslastungsfaktoren erfolgt faktisch die Umstellung der Neuanlagenzuteilung zumindest für die Dauer der laufenden Periode auf vergleichsweise robuste Kapazitätsbenchmarks,
- mit der zweistufigen Differenzierung der Zuteilungsregeln nach Energieerzeugungsanlagen und anderen Industrieanlagen werden – bei allen Problemen im Detail (s.o.) – die Fragen der internationalen Wettbewerbsfähigkeit zumindest grob und im Prinzip adressiert,

- mit der Verlängerung der Basisperiode wird eine anreizseitig problematische *Updating*-Komponente in das Zuteilungssystem eingeführt, die durch den Übergang zum Benchmarking nur teilweise ausgeglichen wird,
- das Zuteilungssystem bleibt (noch) bei der weitgehend kostenlosen Zuteilung von Zertifikaten für Alt- und Neuanlagen, die zu erheblichen Verlusten der dynamischen Effizienz des Systems führt (und damit zukünftig bei gleichen Emissionszielen zu höheren Zertifikatspreisen),
- für die Neuanlagen wird im Zusammenwirken der verschiedenen Regelungen weiterhin und im wesentlichen das Ziel einer langfristigen kostenlosen Zuteilung „nach Bedarf“ verfolgt; damit können Neuinvestitionen im Prinzip nach dem gleichen Kalkül erfolgen, wie ohne Existenz des Emissionshandelssystems, auch daraus folgen dynamische Effizienzverluste und zukünftig höhere Zertifikatspreise.

Im Vergleich der vielfältigen Ausgestaltungsvarianten des Zuteilungsregimes in den verschiedenen EU-Mitgliedstaaten ergibt sich naturgemäß eine Vielzahl von Unterschieden, aber auch eine ganze Reihe von Gemeinsamkeiten

1. dem Trend zur Differenzierung zwischen Energiewirtschaft und anderen Industriesektoren folgen die meisten EU-Staaten;
2. desgleichen wird in vielen Mitgliedstaaten der Übergang zur kostenlosen Zuteilung auf Grundlage eines Benchmark-Systems verfolgt (wobei deren Ausgestaltung sehr stark differiert);
3. eine Reihe von Staaten verfolgen – nach dem derzeitigen Stand des ZuG 2012 eher im Gegensatz zu Deutschland – vorwärtsweisende Zuteilungsregeln
 - Einführung der Auktionierung,
 - Einheitsbenchmarks für Neuanlagenzuteilungen bzw. weitgehender Verzicht auf die kostenlose Neuanlagenzuteilung,
 - (teilweiser) Verzicht auf Stilllegungsregelungen.

Obwohl in Deutschland vordergründig eine Vielzahl der Regelungen gerade für Neuanlagen darauf abzielt, eine Erhöhung der Planungssicherheit zu suggerieren, können Neuanlageninvestoren in einem Umfeld, in dem ein Emissionshandelssystem mit dem erklärten Ziel der Bepreisung von CO₂-Emissionen für alle unternehmerischen Entscheidungen verfolgt wird, nicht davon ausgehen, dass die kostenlose Zuteilung und damit die Erosion oder Ausblendung des CO₂-Preissignals dies auf Dauer möglich sein wird.

Die Umstellung des Zuteilungsregimes auf ein differenziertes Benchmark-System kann nur einen Zwischenschritt auf dem Weg zur vollen CO₂-Bepreisung bilden. Planungssicherheit existiert für Investoren nur insoweit, dass sie davon ausgehen müssen, zu einem noch unbekanntem Zeitpunkt den vollen Preis für die CO₂-Emissionen zahlen zu müssen. Vor dem Hintergrund der Tatsache, dass der ZuG 2012-E und einige begleitenden Äußerungen (z.B. gegenüber der Europäischen Kommission vom 1. Februar 2007,

gegenteilig die Äußerungen in der Regierungserklärung vom 26. April 2007), diesen Sachverhalt teilweise eher verwischen oder im Unklaren lassen, wird eine Zunahme an Planungssicherheit letztlich nicht erreicht.

Eine transparente und mittelfristig tragfähige Planungssicherheit wird erst geschaffen werden können, wenn z.B. bei der Verabschiedung des ZuG 2012 eine klare Richtungsäußerung (z.B. im Sinne der Regierungserklärung vom 26. April 2007) erfolgen würde, nach der die kostenlose Zuteilung ganz klar als Auslaufmodell benannt und die Berücksichtigung des CO₂-Preissignals für alle unternehmerischen Entscheidungen (hinsichtlich des Anlagenbetriebs, der Außerbetriebnahme von Anlagen und Investitionen in neue Anlagen) als Ultima Ratio des Emissionshandels hervorgehoben würde.

4 Entgeltliche Zuteilung und Auktionierung

Fragen der Fraktion der CDU/CSU

1. *Ist eine entgeltliche Zuteilung von Emissionszertifikaten mit den Anforderungen des Grundgesetzes zu vereinbaren?*
2. *In welchem Umfang - bezogen auf die einzelne Anlage und die Zuteilungsmenge insgesamt - dürfen nach den Vorgaben der Emissionshandelsrichtlinie 2003/87/EG in der Zuteilungsperiode 2008 bis 2012 Emissionszertifikate entgeltlich zugeteilt werden?*
3. *Was sind die Vor- und Nachteile einer entgeltlichen Zuteilung eines Teils der Emissionszertifikate?*

sowie

Fragen der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN

1. *Was bedeutet die vorgesehene kostenlose Vergabe der Emissionsrechte (§ 16) ökonomisch? Welche Alternativen bestehen zur kostenlosen Vergabe?*
2. *Sollte die in der EU-Richtlinie eröffnete Möglichkeit genutzt werden, 10 % der Emissionsrechte zu versteigern? Welche Argumente sprechen dafür? Wie könnte eine solche Versteigerung erfolgen? Was soll mit den Einnahmen geschehen?*

Ohne auf tiefer gehende juristische Fachkenntnisse verweisen zu können erscheint eine Abgabe (Zuteilung) der Emissionszertifikate gegen Entgelt als grundsätzlich machbar. Auch in vielen anderen Bereichen hat der Staat die Nutzung öffentlicher Güter gegen Entgelt ermöglicht.

An dieser Stelle soll jedoch darauf hingewiesen werden, dass das EU-Emissionshandelssystem auf einen *am Markt gebildeten* Preis für die Nutzung des öffentlichen Gutes Atmosphäre abstellt:

- die entgeltliche Abgabe im Wege einer Auktion entspricht diesem Ansatz zweifelsohne am besten,
- die entgeltliche Abgabe durch Verkauf in den Markt ist diesbezüglich nicht eindeutig, die Bewertung ergibt sich hier vor allem aus dem konkreten Modus der Preisfestlegung und der Menge der so entgeltlich abgegebenen Zertifikate im Vergleich zum gesamten Marktvolumen,
- eine weitere Option besteht in der unentgeltlichen Zuteilung der Zertifikate nicht bei den Anlagenbetreibern sondern bei den Konsumenten (im Extremfall bei den Bürgern des jeweiligen Landes), die die Zertifikate dann den Anlagenbetreibern über den Markt und damit entgeltlich verfügbar machen,

- die entgeltliche Abgabe durch Verkauf in den Markt zum Festpreis entspricht dem Sinn des EU-Emissionshandelssystems zweifelsohne nicht (und stellt in letzter Konsequenz eine staatlich festgesetzte CO₂-Steuer dar).

Die entgeltliche Abgabe der Zertifikate zu einem am Markt gebildeten Preis ist nach den bisher gemachten Erfahrungen im Rahmen des EU-Emissionshandelssystems der einzige Weg, um ein unverzerrtes Preissignal für CO₂ zu erzeugen und es damit den Wirtschaftssubjekten zu ermöglichen, in ihren dezentralen Entscheidungen die Chancen und Probleme verschiedener Entscheidungsoptionen einschließlich der Umwelteffekte umfassend zu berücksichtigen und zu bewerten.

Alle Mitgliedstaaten der EU (einschließlich derjenigen mit vergleichsweise ambitionierten Allokationsplänen) haben durch einzelne Zuteilungsregelungen oder durch das Zusammenwirken verschiedener Zuteilungsregeln – explizit oder auch nicht intendiert – das CO₂-Preissignal so verzerrt, dass die dezentralen Entscheidungen der Wirtschaftssubjekte entsprechend beeinflusst bzw. (vor-) geprägt werden (Präferenzen für Alt- oder Neuanlagen, Präferenz gegen Brennstoffwechsel, etc.). Die Staaten haben also bewusst oder unbewusst das Optimierungskalkül der Wirtschaftssubjekte hinsichtlich der vollen Berücksichtigung der CO₂-Problematik mehr oder weniger maßgeblich beeinflusst und damit bewusst oder unbewusst einen „zentralplanerischen“ Einfluss ausgeübt.

In der Konsequenz und in der Perspektive gibt es vor diesem Hintergrund keine ernsthafte Perspektive zur entgeltlichen Abgabe der Zertifikate, wenn alternativ dazu Regelungen wie z.B. kostenlose Neuanlagenzuteilung, Stilllegungsregelungen, Anpassungen von Basisjahren für die verschiedenen Handelsperioden beibehalten werden sollen. Die einzige Zuteilungsalternative, die die gleichen unverzerrten Preissignale sichert, ist die einmalige kostenlose Zuteilung („Lump Sum“), die dann für einen langen Zeitraum nicht mehr durch eine oder mehrere der o.g. Regelungen verändert wird. Diese Alternative würde ein unverzerrtes Preissignal sichern, stellt aber für die Problematik der Mitnahmeeffekte („Windfall Profits“) keine Lösung dar – hierzu wird auf die Ausführungen weiter unten verwiesen.

Zusammenfassen ergeben sich für die umfassende entgeltliche Zuteilung der Emissionsberechtigungen die folgenden Vor- und Nachteile:

1. Vorteile

- Schaffung eines unverzerrten CO₂-Preissignals und damit Sicherung der vorgegebenen Emissionsminderung zu den geringsten Kosten (damit auch geringst mögliche Preise für CO₂-Zertifikate);
- Eröffnung der Möglichkeit, die durch eine demokratische Entscheidung zur CO₂-Bepreisung entstandenen Umverteilungseffekte in der Gesellschaft auch durch demokratische Entscheidungen zu beeinflussen (zusätzliches Aufkommen für z.B. die Stromproduzenten *oder* den Staatshaushalt);

- Eröffnung der Möglichkeit, durch geeignete Verteilung des Aufkommens „doppelte Dividenden“ zu erzielen (z.B. durch Abbau verzerrender Steuern, Innovationsförderung, etc.);
- Schaffung eines Anreizes für *alle* Anlagenbetreiber, sich mit dem CO₂-Markt und den eigenen Vermeidungsmöglichkeiten zu befassen (Abbau des beobachtbaren Unterschiedes zwischen „*Trading Companies*“ und „*Compliance Companies*“);
- (höchstwahrscheinlich) der Abbau von Preisvolatilitäten auf den Zertifikatsmärkten;
- Grundlage für die Schaffung der ggf. aus Gründen von Leckage-Effekten erforderlich werdenden Komplementärmaßnahmen (z.B. *Border Tax Adjustments*).

2. Nachteile

- (transparente) zusätzliche Kostenbelastungen für eine Reihe von Unternehmen (höhere Kostenbelastungen entstehen aber durch Klimaschutzmaßnahmen mit gleichen Zielen in jedem Fall);
- Gefahr von Leckage-Effekten und Wettbewerbsverzerrungen, wenn die CO₂-bedingten Preiserhöhungen am Markt nicht durchgesetzt werden können, weil andere Wettbewerber diese Kosten nicht in Ansatz bringen müssen *und* deren als Folge höhere Produktion mit höheren Emissionen verbunden ist.

Nach der EU-Emissionshandelsrichtlinie können für die Periode 2008-2012 maximal 10% der gesamten Zertifikatsmenge für die entgeltliche Abgabe vorgesehen werden. Dies entspricht für Deutschland einem Wert von 45,3 Mio. EUA (sofern die zusätzlich in den Emissionshandel einbezogenen Anlagen tatsächlich ein Emissionsvolumen von 11 Mio. t CO₂ repräsentieren – sonst entsprechend weniger). Die Richtlinie stellt keinen Zusammenhang her zwischen der für die entgeltliche Abgabe vorgesehenen Zertifikatsmenge und den Zuteilungen für einzelne Anlagen oder Sektoren. Insbesondere führt die Option, dass die für die entgeltliche Abgabe vorgesehenen Zertifikatsmengen nicht mehr oder weniger gleichmäßig bei allen Anlagen von der kostenlosen Zuteilung abgesetzt werden, nicht zu einer Verringerung der für die entgeltliche Abgabe insgesamt zugelassenen Zertifikatsmengen.

Vor dem Hintergrund des begrenzten Volumens der für die entgeltliche Abgabe vorgesehenen CO₂-Emissionsberechtigungen entsteht auch die Frage, ob die entgeltliche Abgabe in der Periode 2008-2012 im Wege des Abverkaufs in den Markt oder die Auktio- nierung erfolgen soll:

- Für den Abverkauf in den Markt (für die 2008-2012 zur Disposition stehenden Zertifikatsmengen) sprechen die wahrscheinlich geringeren Transaktionskosten (wenn von der – nicht als sinnvoll angesehenen – Möglichkeit einer aktiven Marktbeeinflussung durch die Abverkaufsstrategie abgesehen wird).

- Für die Auktionierung in der Periode 2008-2012 spricht vor allem der Sachverhalt, dass für die zukünftige entgeltliche Abgabe in signifikant größerem Umfang sinnvollerweise nur eine Auktionierung in Frage kommt und vor diesem Hintergrund sowohl bei den staatlichen Stellen (auch in der Koordination unter den EU-Mitgliedstaaten) als auch bei den Anlagenbetreibern Erfahrungen gesammelt und Kompetenzen aufgebaut werden müssen; bezüglich der Auktionierung kommt der Handelsperiode 2008-2012 also die unverzichtbare Funktion einer Pilotphase zu, für die höhere Transaktionskosten vertretbar sind.

Im Ergebnis wird bereits für die Periode 2008-2012 dringend der Einstieg in die entgeltliche Abgabe mit dem höchstmöglichen Volumen sowie im Wege der Auktionierung empfohlen. Auf spezielle Aspekte der Auktionierung wird im Folgenden näher eingegangen.

Fragen der Fraktion der CDU/CSU

4. *Darf eine entgeltliche Zuteilung eines Teils der Berechtigungen auf den Energiesektor beschränkt werden?*

sowie

Fragen der Fraktion der FDP

3. *Angenommen, die Emissionszertifikate würden ganz oder teilweise versteigert, würden Sie es in diesem Fall für sinnvoll halten, dass*

a) die entgeltfreie Zuteilung von Emissionsrechten bei sämtlichen dem Emissionshandel unterfallenden Anlagen ganz oder vollständig zugunsten ersteigerbarer Kontingente gekürzt wird, sollte dies auf bestimmte Anlagenbetreiber (beispielsweise die Stromversorger) beschränkt werden oder sollten diese eine überproportionale Minderung erfahren?

b) die Emissionsrechte vollumfänglich oder nur anteilig (und ggf. zu welchem Anteil) versteigert werden? (Gehen Sie bei Ihrer Antwort bitte davon aus, dass die rechtlichen Voraussetzungen jeweils erfüllt wären)

c) nach einem einheitlichen Verkaufs- bzw. Versteigerungsverfahren vergeben werden, welche alternativen Verfahren sind Ihnen dazu bekannt und welches würden Sie aus welchem Grund favorisieren?

d) Anlagen mit so genannten prozessbedingten Emissionen weiterhin die betreffenden Emissionsrechte ohne Entgelt erhalten und welche Art von Anlagen für Sie ggf. für eine solche Privilegierung empfehlen?

sowie

Fragen der Fraktion DIE LINKE

3. *Sollten zu versteigernde Emissionszertifikate proportional bei allen Anlagen / Sektoren gleichmäßig gekürzt werden oder nur in bestimmten Sektoren?*

Wie bereits weiter oben ausgeführt, besteht mittelfristig wohl kaum eine Alternative zum weitgehenden Übergang auf die entgeltliche Abgabe der Zertifikate, wenn das primäre Ziel eines unverzerrten CO₂-Preissignals für die dezentralen Entscheidungen der Wirtschaftssubjekte verstärkt verfolgt werden soll.

Wenn man unterstellt, dass dieses CO₂-Preissignal Emissionsminderungsoptionen in der gesamten Wertschöpfungskette adressieren soll

- durch die Verbesserung von Prozessen (z.B. Effizienzerhöhung von Anlagen),
- durch den Ersatz von Prozessen (z.B. Ersatz von Kondensationsstromerzeugung durch Kraft-Wärme-Kopplung),
- durch den Ersatz von Einsatzmaterialien (z.B. Ersatz von Kohle durch Gas),

- durch die Zusammensetzung von Produkten (z.B. Verminderung des Klinkeranteils im Zement),
- durch den Ersatz von Produkten (z.B. Stahl durch Kunststoffe)

so spricht im Grundsatz zunächst nichts dafür, einzelne Sektoren, Anlagen oder Prozesse von der entgeltlichen Zuteilung auszunehmen. Das Abstellen auf das – wie auch immer definierte – Emissionsminderungspotenzial einzelner Prozesse (wie mit Verweis auf die prozessbedingten CO₂-Emissionen oft vorgebracht) ist vor diesem Hintergrund eher nicht Ziel führend.

Ein stichhaltiges Argument für eine besondere Berücksichtigung einzelner Sektoren, Anlagen oder Prozesse hinsichtlich einer längerfristig fortgesetzten kostenlosen Zuteilung ergibt sich aus der umweltökonomischen Sicht allein aus der Gefahr von Leckage-Effekten, wenn also konkurrierende Produktionen einer CO₂-Bepreisung nicht ausgesetzt sind und dies insgesamt zu Mehremissionen führt. Explizit sei an dieser Stelle auch darauf hingewiesen, dass diese Situation sich völlig unabhängig von der Sachlage ergibt, ob es sich um – ja abgrenzungsseitig durchaus umstrittene – prozessbedingte Emissionen handelt oder nicht.

Auch für diese Fälle wären jedoch zunächst komplementäre Maßnahmen zu prüfen, mit denen solche Leckage-Effekte für die nach empirischem Befund betroffenen Produkte ausgeschlossen werden können (sektorale Verpflichtungen im Kontext des zukünftigen internationalen Klimaschutzregimes, *Border Tax Adjustments*, etc.). Vor dem Hintergrund des Sachverhalts

- dass es sich um eine übersichtliche Zahl von Produkten handelt, für die solche Leckage-Effekte sich als relevant erweisen können und bei denen eine kostenlose Zuteilung diese abbauen könnte (Zement, einige chemische Produkte, einige Oxygenstahl-Produkte) und
- dass für weitere einschlägige Produkte die Leckagen vor allem durch die indirekten und damit über die Zuteilung nur eingeschränkt beeinflussbare Effekte des Emissionshandels entstehen können (Nicht-Eisen-Metalle, einige Elektro-stahl-Produkte, etc.

wäre dem Ansatz deutlich der Vorzug zu geben, diese Problemstellungen durch komplementäre Maßnahmen und nicht über im Ergebnis dann doch wieder sehr komplexe Zuteilungsverfahren zu lösen.

Angesichts der Tatsache, dass sich die genannte Problematik erst mit der überwiegenden Versteigerung der Zertifikate ergibt, diese angesichts der geltenden Rechtslage erst nach 2012 in Frage kommt, verbleibt genug Zeit, um die Frage der Leckagevermeidung durch komplementäre Maßnahmen intensiv zu untersuchen und politische Umsetzungsmöglichkeiten zu eruieren. Erst wenn solche Maßnahmen sich als nicht umsetzbar erweisen, sollte eine Regulierung über eine ggf. fortgesetzte kostenlose Zuteilung für bestimmte Anlagen und Prozesse in Erwägung gezogen werden.

Für eine in der Perspektive vollumfängliche entgeltliche Abgabe der Emissionsberechtigungen kommt hinsichtlich des Verfahrens wohl nur eine Auktion in Frage, wenn die

Preisbildung wettbewerblich am Markt erfolgen soll. Das alternative Verfahren eines Abverkaufs in den Markt kann nur für die Übergangsphase in Betracht gezogen werden, in der vergleichsweise geringe Zertifikatsmengen entgeltlich abgegeben werden. Aber auch für diese Phase überwiegen nach den o.g. Überlegungen die Vorteile einer Auktion. Das strenggenommen der kostenlosen Zuteilung zuzurechnende Verfahren der indirekten kostenlosen Zuteilung (d. h. Zuteilung bei z.B. den Energieverbrauchern) führt bei genauerer Betrachtung wieder zu komplizierten Verteilungs- und Integritätsproblemen und kommt vor diesem Hintergrund wohl für die perspektivische Entwicklung ebenfalls kaum in Betracht.

Auf die verschiedenen Ausgestaltungsoptionen für die Auktion wird nachfolgend noch detaillierter eingegangen.

Sofern die entgeltliche Abgabe der Zertifikate nur einen Teil der insgesamt verfügbaren Zertifikate betrifft, muss die Frage geklärt werden, welche Anlagen eine entsprechend geringere kostenlose Zuteilung erhalten.

Wenn die o.g. Vorteile umfassend erschlossen werden sollen, so hängt die Entscheidung für eine asymmetrische oder symmetrische Belastung der verschiedenen Anlagenbetreiber von den Schwerpunktsetzungen hinsichtlich des Ziels einer partiellen Auktion ab:

- Wenn vor allem die Umverteilungsaspekte, also z.B. der Abbau von Windfall Profits im Vordergrund steht, so wäre einer asymmetrischen Belastung des entsprechenden Sektors, also der Stromerzeuger der Vorzug zu geben. Dies wäre die Fortsetzung des Ansatzes im ZuG 2012-E, der bisher auch der kostenlosen Zuteilung nach dem zu Grunde liegt.
- Wenn vor allem die umfassende Initiierung von Entdeckungsverfahren in den Unternehmen im Vordergrund steht (Abbau des Anteils von „*Compliance Companies*“ zugunsten des Anteils von „*Trading Companies*“), so wäre eher der symmetrischen Belastung bei der kostenlosen Zuteilung der Vorzug zu geben.

Für die Gewichtung dieser beiden Aspekte gibt es keine objektive Lösung. Ein angemessener Ansatz würde vielleicht darin bestehen, ein Drittel des für die entgeltliche Abgabe vorgesehenen Zertifikatsvolumens auf alle Anlagen umzulegen und mit den verbleibenden zwei Dritteln die Energiewirtschaft zu belasten. Eine weitere Differenzierung zwischen Stromerzeugungsanlagen und anderen Energieerzeugungsanlagen ist wahrscheinlich vor allem aus Gründen der kurzfristigen Datenverfügbarkeit nur schwer umzusetzen.

Fragen der Fraktion der CDU/CSU

6. *Werden durch eine entgeltliche Zuteilung Windfall-Profits der Energiewirtschaft abgeschöpft werden können?*
7. *Welche anderen Ansätze zur Abschöpfung der Windfall Profits sind möglich?*
8. *Welche Auswirkungen hätte eine entgeltliche Zuteilung auf den Strompreis?*
9. *Welche Signale werden von einer entgeltlichen Zuteilung für Neuinvestitionen im Kraftwerkspark ausgehen?*

sowie

Fragen der Fraktion der FDP

1. *Welche Möglichkeiten sehen Sie, dem Problem der so genannten „Windfall-Profits“ oder dem „Mitnahmeeffekt“ insbesondere der Stromversorger zu begegnen, wonach von den betreffenden Unternehmen der Veräußerungswert von entgeltfrei zugeteilten Emissionsrechten in die Kalkulation der Angebotspreise der betreffenden Erzeugnisse, insbesondere in Strompreis, einkalkuliert wurde und zu entsprechenden Zusatzgewinnen geführt hat?*
2. *Wie bewerten Sie in diesem Zusammenhang den Vorschlag, die Emissionszertifikate*
 - a) *anteilig oder vollständig zu versteigern, anstatt diese ohne Entgelt zu verteilen?*
 - b) *weiterhin ohne Entgelt, allerdings auf der Basis von so genannten „Benchmarks“ zu vergeben, welche unmittelbar an tatsächlich hergestellte Menge des jeweils betreffenden Produkts (beispielsweise an die Stromproduktion) gekoppelt sind mit der Maßgabe, dass Zertifikate, welche für die tatsächliche Produktion nicht benötigt worden sind, zurückgegeben werden müssen?*

sowie

Fragen der Fraktion DIE LINKE

1. *Bis zum Jahr 2012 wird die Bundesregierung aufgrund der EU-Emissionshandelsrichtlinie mindestens 90 Prozent der Zertifikate kostenlos vergeben müssen. Daraus resultieren Extragewinne (windfall profits) der Anlagenbetreiber, die die Handelspreise der Emissionsrechte auf den Strompreis umlegen. In Bezug auf die kostenlose Neuanlagenzuteilung könnte im Gegensatz zu Bestandsanlagen in diesem Zusammenhang statt von windfall profits präziser von Neuanlagen-Subventionen gesprochen werden.*
 - a) *Die Bundesregierung will durch die unterschiedliche Behandlung der Anlagen der Energiewirtschaft und der Industrie einen Teil dieser windfall profits / Neuanlagen-Subventionen abschöpfen. Kann dies Ihrer Auffassung nach gelingen, und wenn ja, in welchem Ausmaß?*
 - b) *In welcher Größenordnung könnten windfall profits / Neuanlagen-Subventionen in der nächsten Handelsperiode anfallen?*

c) Halten Sie die Abschöpfung der bis 2012 anfallenden windfall profits / Neuanlagen-Subventionen für notwendig?

d) Welche Möglichkeiten bestehen über die Versteigerung von 10 Prozent der Emissionszertifikate hinaus, um die windfall profits abzuschöpfen? Sind Initiativen in anderen EU-Mitgliedsstaaten bekannt? Wie beurteilen Sie die Diskussion in einigen Ländern um eine windfall profit tax?

Inzwischen weitgehend unbestritten entsteht mit der kostenlose Zuteilung der Emissionsberechtigungen auf wettbewerblichen Märkten ohne signifikante Konkurrenz von Produktionskapazitäten außerhalb des Emissionshandelssystems die Situation, dass die vollen CO₂-Kosten, also sowohl die Realkosten für den notwendigen Erwerb von Zertifikaten als auch die Opportunitätskosten der kostenlos zugewiesenen Emissionszertifikate in die Produktpreise eingepreist werden. Dies ist betriebswirtschaftlich rational und gilt insbesondere für die Strommärkte, die vor allem durch die fehlende Speicherbarkeit des Produkts Strom gekennzeichnet sind.

Die Einpreisung der CO₂-Kosten ist aber umweltökonomisch durchaus auch erwünscht, um – wie oben beschrieben – die Optimierung der CO₂-Minderung über die gesamte Wertschöpfungskette zu ermöglichen.

Eine kurze Überschlagsrechnung soll die Dimension dieser Mitnahmeeffekte verdeutlichen, wobei darauf hingewiesen werden muss, dass die Effekte wegen des Vorlaufs von Lieferverträgen teilweise erst zeitversetzt auftreten können:

- die CO₂-Emissionen aus Stromerzeugungsanlagen betragen in Deutschland im Zeitraum 2005/2006 etwa 360 Mio. t CO₂;
- die Nettostromproduktion in Deutschland betrug im Jahr 2005 etwa 575 TWh, ein Anteil von etwa 65% (ca. 370 TWh) davon wäre als Base-preisrelevant im wettbewerblichen Bereich einzuordnen und etwa 180 TWh entfallen auf die einlastbare CO₂-freie Erzeugung (Kernenergie, Laufwasser, teilweise Biomasse)
- bei einem Zertifikatspreis von 20 €/EUA wie er für die zweite Handelsperiode durchaus zu erwarten ist, ergibt sich für den Base-Bereich bei einem Grenzkraftwerk mit spezifischen Emissionen von 1.000 g CO₂/kWh eine Einpreisung von 20 €/MWh;
- für die gesamte Base-relevante Stromerzeugung ergeben sich daraus erhöhte Erlöse von 7,5 Mrd. €/jährlich, wobei vereinfachend unterstellt wird, dass für die nicht Base-preisrelevante Stromproduktion keine wesentliche CO₂-Einpreisung erfolgt (was einer konservativen Schätzung entspricht);
- unterstellt man eine kostenlose Zuteilung von durchschnittlich ca. 75%, so stehen dem Kosten für den Erwerb von Zertifikaten in Höhe von ca. 1,8 Mrd. € gegenüber;
- es ergeben sich Mitnahmeeffekte von etwa 5,7 Mrd. €/jährlich, diese entfallen nach den hier unterstellten Annahmen zu etwa 3,6 Mrd. € auf die CO₂-freie Er-

zeugung und zu etwa 2,1 Mrd. € auf die dem Emissionshandel unterliegenden Anlagen.

Zur Vermeidung der Mitnahmeeffekte (Windfall Profits) stehen die folgenden Optionen zur Verfügung:

1. Die Emissionsberechtigungen werden den jeweiligen Anlagen nicht mehr kostenlos zugeteilt
 - a. die Zertifikate werden versteigert oder auf andere Weise entgeltlich abgegeben, die Verteilung des Aufkommens unterliegt staatlicher/parlamentarischer Kontrolle;
 - b. die Zertifikate werden den anderen dem Emissionshandel unterliegenden Anlagenbetreibern kostenlos zugestellt, die damit eine weitgehend vollständige kostenlose Zuteilung erhalten, die Umverteilungsströme sind damit implizit vorgegeben, kommen aber nicht ohne Weiteres den von der CO₂-Einpreisung besonders betroffenen Wirtschaftssubjekten zu Gute (die nicht dem Emissionshandel unterliegenden Stromverbraucher erhalten keine „Kompensation“);
 - c. die Zertifikate werden indirekt, d.h. den Stromverbrauchern kostenlos zugeteilt, diese Variante ist im Rahmen der derzeitigen EU-Emissionshandelsrichtlinie nicht zugelassen und führt zu erheblichen neuen Verteilungs- und Integritätsproblemen im System und führt vor dem Hintergrund der Grenzkostenpreisbildung auf den Strommärkten keineswegs notwendigerweise zur vollen Kompensation der CO₂-Einpreisungseffekte;

Schließlich muss darauf hingewiesen werden, dass diese Ansätze nur die mit der fossilen Stromerzeugung verbundenen Mitnahmeeffekte adressieren. Für die Stromproduktion aus Kernkraftwerken oder erneuerbaren Energien bleiben die Mitnahmeeffekte durch die mit der CO₂-Einpreisung erhöhten Strompreise unverändert.

2. Das Emissionshandelssystem wird auf ein Benchmarking-System mit laufendem Updating umgestellt. In Abhängigkeit von der konkreten Ausgestaltung des Benchmarking-Systems (brennstoffdifferenzierte vs. Einheitsbenchmarks) werden hier eine ganze Reihe von Emissionsminderungen nicht mehr ökonomisch honoriert und verliert das System an Effizienz. Auch wird das CO₂-Preissignal für die Verbraucher eliminiert, so dass weitere Effizienzverluste und damit – bei unveränderten Zielen – perspektivisch höhere Zertifikatspreise entstehen. Mit der Vermeidung von Strompreiseffekten durch die CO₂-Einpreisung würden aber die Mitnahmeeffekte für das gesamte Stromproduktionsvolumen ausgeschlossen. Vor diesem Hintergrund ist nicht zu erwarten, dass die EU-Emissionshandelsrichtlinie so verändert wird, dass der skizzierte Ansatz ermöglicht wird.

3. Umfangreich diskutiert – jedoch im Ergebnis bisher zumindest im Kontext des EU-Emissionshandels nirgendwo eingeführt – wurde eine *Windfall*-Steuer. Diese müsste so ausgestaltet werden, dass die Stromproduktion mit einem bestimmten (ggf. einheitlichen) Satz besteuert würde, so dass im Ergebnis das Steueraufkommen dem Volumen der Mitnahmeeffekte entspricht, was vor dem Hintergrund der volatilen Zertifikatsmärkte eine eigene Herausforderung darstellt. Inwieweit eine solche Besteuerung – insbesondere wenn sie nach Brennstoffen differenziert werden sollte – im Rahmen der EU-Energiesteuerrichtlinie zulässig wäre, müsste diskutiert werden. Inwieweit vermieden werden kann, ob und inwieweit eine solche Steuer nicht ebenfalls in die Großhandelspreise eingepreist würde, ist als keineswegs sicher anzusehen.

Abschließend soll darauf hingewiesen werden, dass im Fall der weiterhin kostenlosen Zuteilung der Zertifikate es den Großstromverbrauchern natürlich jederzeit offen steht, eigene Kraftwerkskapazitäten zu errichten und damit entweder an den Mitnahmeeffekten zu partizipieren oder im Wege der Vollkostenrechnung eine eigene kostengünstigere Stromproduktion zu betreiben.

Mit der Einführung einer entgeltlichen Abgabe von 10% der Emissionsberechtigungen einer (entsprechend 45,3 Mio. EUA jährlich), die vollständig von der kostenlosen Zuteilung im Bereich der Stromwirtschaft abgesetzt würden, ergibt sich im Kontext des o.g. Rechenbeispiels eine Verringerung der Mitnahmeeffekte um ca. 0,9 Mrd. €

Hinsichtlich der Effekte einer entgeltlichen Abgabe der Zertifikate auf den Strompreis sind verschiedene Dimensionen zu unterscheiden:

- kurzfristig und bei Anteilen der entgeltlichen Abgabe von insgesamt 10% werden keine Effekte entstehen, da die Opportunitätskosten der CO₂-Zertifikate bereits eingepreist sind und die entgeltliche Abgabe nur eine Umwandlung von Opportunitätskosten in Realkosten bewirkt;
- kurzfristig und bei größeren Anteilen der entgeltlichen Abgabe tritt der gleiche Effekt auf;
- sofern Kapazitätsrestriktionen existieren, Neubauten unausweichlich werden und die Unternehmen in dieser Wettbewerbssituation die Vollkosten neuer Stromerzeugungsanlagen als Strompreisniveau durchsetzen können, führt die entgeltliche Zuteilung erheblicher Anteile der benötigten Zertifikate zur Erhöhung der Vollkosten der Stromerzeugung in neuen Anlagen; sofern die Vollkosten dieser Anlagen dann über den kurzfristigen Grenzkosten der Preis setzenden (Alt-) Anlagen (inklusive CO₂) liegen, entsteht eine Preiserhöhung; diese Situation ist aber angesichts der derzeit absehbaren Preisniveaus und des deutschen Kraftwerksparks nicht absehbar;
- zumindest theoretisch führt die faktische Subvention von Neuanlagen über die kostenlose Zuteilung zu einem Überangebot an Stromproduktion, damit zu niedrigeren Strompreisen sowie einem perspektivisch niedrigeren Preis, zu höheren

Emissionen und damit – bei gegebenen Emissionszielen – wiederum zu höheren Zertifikats- und damit auch wieder erhöhten Strompreisen.

Von den vier genannten Mechanismen sind die beiden letztgenannten jedoch sehr spekulativ und bei der Modellierung in sehr hohem Maße von teilweise sehr sensitiven Parameterannahmen abhängig, so dass diese in der Tendenz Strompreis erhöhenden Effekte im Gegensatz zu den beiden Effekten, die keine wesentlichen Strompreiseffekte erwarten lassen, als wenig robust anzusehen sind.

Alle Argumentationen gehen jedoch davon aus, dass die Strompreisbildung wettbewerblich erfolgt und dass weder staatliche Strompreisregulierungen noch der Missbrauch von Marktmacht seitens eines Oligopols in Betracht gezogen werden muss.

Der Wegfall der kostenlosen Zuteilung für Neuinvestitionen hätte (wie auch die wirkungsgleiche kostenlose Zuteilung über einen Einheitsbenchmark) zur Folge, dass bei den Neuinvestitionen die vollen CO₂-Kosten in Betracht gezogen und in einen Vergleich zur individuellen Bewertung der (jetzt bei der Investitionsentscheidung bereits monetarisierten) Risiken in Bezug auf Brennstoffbezüge, Kapitalkosten und Strompreisentwicklungen gestellt werden müssen.

Im Gegensatz zu den heute getroffenen Investitionsentscheidungen wird jedoch das zusätzlich zu berücksichtigende CO₂-Preissignal zweifelsohne zu mehr Investitionen in CO₂-ärmere Investitionen führen.

An dieser Stelle soll jedoch auch darauf hingewiesen werden, dass eine Fortsetzung der Zuteilung „nach Bedarf“ für Neuanlagen, nicht nur Investitionen in emissionsärmere Kraftwerke mit dem Energieträger Erdgas erschwert sondern auch neue Technologien wie Kraftwerke mit CO₂-Abtrennung und Ablagerung nicht in den Markt kommen lässt.

Vor dem Hintergrund des Sachverhalts, dass bei allen genannten Faktoren individuelle bzw. unternehmensspezifische Erwartungen und Präferenzen zum Tragen kommen, ist es äußerst schwer, die aggregierten Effekte dieser Erwartungen für Investitionsentscheidungen *ex ante* zu bestimmen. Eine auf wettbewerbliche Mechanismen setzende Politik sollte entsprechende Vermutungen auch nicht zum Anlass für das CO₂-Preissignal verzerrende Interventionen nutzen, sondern eher auf eine sorgfältige Beobachtungen der realen Prozesse und Problemlagen abstellen und Interventionen erst dann vornehmen, wenn belastbare Evidenz zu den Auswirkungen besteht und daraus wirklich Handlungsnotwendigkeiten resultieren. Gerade der vergleichsweise langlebige Kapitalstock im Bereich der Stromerzeugung lässt diesen Ansatz als sinnvoll erscheinen.

Fragen der Fraktion der CDU/CSU

5. *Kann eine Versteigerung auf große Kraftwerksbetreiber beschränkt werden?*
10. *Können Anlagenbetreiber verpflichtet werden, an einer Versteigerung teilzunehmen?*
11. *Wie muss eine Versteigerung organisiert werden, um etwa unerwünschte Preistreiberien und die Ausnutzung von Nachfragemacht auszuschließen?*
12. *Kann eine Versteigerung von Emissionszertifikaten auf deutsche Anlagenbetreiber beschränkt werden oder muss diese allen europäischen Betreibern zugänglich sein?*
13. *Sollte eine entgeltliche Zuteilung in der Zuteilungsperiode 2008 bis 2012 einmalig oder zu mehreren Zeitpunkten stattfinden?*

sowie

Fragen der Fraktion der FDP

4. *Auf welche Weise ließe sich – für den Fall einer anteiligen (hier: zehnpromtigen) Versteigerung der Emissionsrechte – im Auktionsverfahren der Fehlanreiz beseitigen, wonach die Nachfrager aus der Energiewirtschaft ihre Zahlungsbereitschaft bis an die Grenze des Zehnfachen übertreiben würden, um im Anschluss den Marktwert für 100 Prozent der erhaltenen Zertifikate – einschließlich der ohne Entgelt erhaltenen – einzupreisen?*
5. *Wie beurteilen Sie die Möglichkeit, eine Teilversteigerung gemeinsam mit anderen EU-Staaten durchzuführen, und was wäre dabei ggf. zu beachten?*

sowie

Fragen der Fraktion DIE LINKE

5. *Welche Ausgestaltung einer Versteigerung von Emissionszertifikaten verhindert ein Ausnutzen der Marktmacht einzelner Emissionshandelsakteure, insbesondere der vier großen Verbundunternehmen im Strombereich?*

Sofern Grundsatzentscheidung erstens für die entgeltliche Zuteilung und zweitens für die Auktionierung von Emissionsberechtigungen in der Periode 2008-2012 gefallen sind, wären für die Ausgestaltung die folgenden Aspekte besonders zu berücksichtigen:

- die Auktionen werden nur ein vergleichsweise kleines Marktsegment des gesamten Umsatzes für Emissionsrechte bzw. die entsprechenden Finanzinstrumenten bilden (die täglichen Umsätze von für die verschiedenen Produkte liegen derzeit europaweit bei jeweils etwa 6 Mio. EUA);
- neben dem Handel mit Emissionsberechtigungen spielen der Handel mit entsprechenden Finanzinstrumenten und auch die entsprechenden Marktakteure eine zunehmende (und gerade für *Hedging*-Strategien unverzichtbare) Rolle;

- insbesondere wenn die für die Auktion vorgesehenen Zertifikatsmengen nicht nur von der kostenlosen Zuteilung für die (großen) Stromerzeuger abgesetzt werden, sollte das Auktionierungsverfahren so ausgestaltet werden, dass für die Betreiber kleinerer Anlagen auch eine direkte Zugangsmöglichkeit besteht;
- da mehrere EU-Mitgliedstaaten die entgeltliche Zuteilung im Wege der Auktionierung einführen werden, wäre es aus der deutschen Perspektive sinnvoll, gerade mit kleineren Mitgliedstaaten gemeinsame Auktionen durchzuführen.

Hinsichtlich der *Teilnahme* an der Auktionierung ist eine Beschränkung der Teilnehmer an den Auktionen – zum Beispiel auf diejenigen Unternehmen, bei denen die kostenlosen Zuteilungen entsprechend reduziert worden sind oder aber auf Unternehmen aus dem entsprechenden Mitgliedstaat – nicht sinnvoll und wohl auch rechtlich kompliziert. Die Preisfindung bei der Auktion wird umso fundierter, je mehr Akteure mit ihren spezifischen Markt- und Vermeidungsinformation daran teilnehmen können. Dies schließt neben den Anlagenbetreibern ausdrücklich die Finanzindustrie ein, die für die Entwicklung der Sekundärmärkte sowie die Bereitstellung entsprechender Finanzinstrumente eine unverzichtbare Rolle spielen.

Da Auktionen in der Periode 2008-2012 in vielerlei Hinsicht eine Pilotfunktion für die folgenden Handelsperioden haben werden, bietet sich für die Einführungsphase ein relativ einfaches und robustes Design der Auktionen an. Einrunden-Auktionen („*Sealed Bid*“) mit Ermittlung eines markträumenden Preises („*Uniform Price*“) bilden hier einen geeigneten Ansatzpunkt, der sowohl für die staatlichen Stellen bzw. die von ihnen beauftragten Dienstleister als auch die Marktteilnehmer schnell zugänglich ist.

Für die Perspektive (d.h. bei deutlich größeren Auktionierungsvolumina) werden auch Mehrrouden-Auktionen („*Multiple Round Auctions*“, „*Ascending Clock Auctions*“) und diskriminierende Preisbildung („*Pay as bid*“) diskutiert. Vor dem Hintergrund des Sachverhalts, dass aber bereits heute über die Sekundärmärkte Informationen in erheblichem Umfang verfügbar sind (Informationsdefizite sind ein wesentliches Argument für Mehrrouden-Auktionen) und die Vielfalt der Marktakteure sowie die entsprechende Nachfrage vergleichsweise groß sind (also eine Auktionsmanipulation eher unwahrscheinlich ist, die mit diskriminierender Preisbildung vermieden werden könnte), sprechen aber auch für die Perspektive gewichtige Argumente für die Weiterführung eines vergleichsweise einfachen Auktionsdesigns. Auch das zunächst einleuchtend erscheinende Argument, dass mit diskriminierender Preisbildung ein höheres Auktionsaufkommen erzielt werden kann, ist nach den Erfahrungen vor allem bei der Auktionierung von Regierungsanleihen empirisch nicht bestätigt worden.

Ein zusätzliches Argument für ein einfaches Auktionsdesign liegt darin, dass die Auktionsfrequenz so angesetzt werden sollte, dass mehrmals unterjährige Auktionen stattfinden sollten, um eine bedarfsnahe Versorgung des Primärmarktes zu ermöglichen, die permanente Verarbeitung von Marktsignalen zu ermöglichen und auch die Möglichkeiten zur Marktmanipulation zu reduzieren.

Die mehrfach geäußerte Vermutung, dass bei Auktionen einzelne Großakteure ihre Marktmacht missbrauchen könnten, hat bei Auktionen in kleineren Mitgliedstaaten (v.a.

Irland) dazu geführt, dass die Gebote einzelner Auktionsteilnehmer beschränkt worden sind. Selbst bei kleinen Auktionsanteilen (z.B. 10%) in großen Mitgliedstaaten erscheinen jedoch solche Vorkehrungen als nicht unbedingt notwendig

- auf den für die Periode 2008-2012 in jedem Fall und auch für die nachfolgenden Perioden (mit deutlich größeren Auktionierungsanteilen) zu unterstellenden Sekundärmärkten würden solche Manipulationsversuche relativ schnell korrigiert;
- die in Frage kommenden Unternehmen betreiben in der Regel bis auf Weiteres auch erhebliche Kraftwerkskapazitäten, deren CO₂-Kosten deutlich höher liegen als die des Preis setzenden Grenzkraftwerkes; bei durch erfolgreiche strategische Auktionsangebote sehr hohen Zertifikatspreisen würde zwar der Marktpreis steigen, gleichzeitig würden aber eigene Kraftwerkskapazitäten aus dem Markt gedrängt, so dass ein durchgängiges Interesse an sehr hohen Zertifikatspreisen gerade bei steigenden Auktionierungsanteilen bezweifelt werden darf;
- ein hohes Maß an Transparenz kann den Anreiz für eine strategische Manipulation der Auktionen erheblich reduzieren (bei den Auktionen für SO₂-Emissionsrechte in den USA werden die kompletten Gebots- und Zuschlagslisten veröffentlicht).

Gerade wenn ein relativ einfaches Auktionsdesign und eine höherfrequente (mehrmals unterjährige) Auktion verfolgt werden, hat eine gemeinsame Auktion z.B. mit Belgien, den Niederlanden, Österreich und Polen vergleichsweise gute Aussichten und wäre ein außerordentlich sinnvoller Schritt zu EU-weit koordinierten Auktionen.

Fragen der Fraktion der FDP

6. *Welche Möglichkeiten empfehlen Sie aufgrund welcher Erwägungen zur Verwendung des Versteigerungserlöses und welche Möglichkeiten sehen Sie, unter der Voraussetzung, dass dies politisch gewünscht wäre, diese Mittel an den privaten Sektor zurückzugeben?*

sowie

Fragen der Fraktion DIE LINKE

4. *Welcher Verwendung sollten die Einnahmen aus einer eventuellen Versteigerung von Emissionszertifikaten zugeführt werden?*

Mit der Versteigerung von Zertifikaten entsteht ein staatliches Aufkommen, das hinsichtlich der Verwendung der parlamentarischen Beschlussfassung unterliegt und daher auch ohne weitere Spezifikation der Verwendung sinnvollen Zwecken zugeführt wird.

Die Verwendung des Aufkommens zu Gunsten des privaten Sektors unterliegt den engen Grenzen des Beihilferechts, daher wird das Aufkommen aus der Versteigerung nur in Grenzen zielgerichtet rückverteilt werden können. Hinsichtlich einer allgemeinen Verwendung sind die folgenden Anmerkungen zu machen

- Gegen eine Senkung der Strom- oder anderer Energiesteuern sprechen das bis auf weiteres geringe Aufkommen an Auktionserlösen (etwa 900 Mio. € jährlich ohne Berücksichtigung der verminderten Gewinnsteuern bei Versteigerung von 45 Mio. EUA und etwa 600 Mio. € netto für den Bundeshaushalt), das keine spürbare Steuersenkung erwarten lässt sowie die dem Ziel des Emissionshandels entgegen gerichteten Wirkungen einer solcher Steuerrücknahme.
- Aus grundsätzlichen Erwägungen bildet die aufkommensneutrale Nutzung des Auktionsaufkommens für die Senkung der Lohnnebenkosten weiter ein sehr anstrebenwertes Ziel, nennenswerte Effekte werden mit dem bis auf Weiteres begrenzten Aufkommen jedoch nicht zu erzielen sein.
- Unter den mit begrenzten Mitteln konkret adressierbaren Ausgabenbereichen bieten sich für die Verwendung des Auktionsaufkommens vor allem die nach übereinstimmender Einschätzung aller Seiten deutlich zu gering ausgestattete Energie- und Innovationsforschung sowie die Ausweitung der Mittel für die Entwicklungszusammenarbeit an.

Hinsichtlich aller Aspekte kann auf die umfangreichen Diskussionen um die Mittelverwendung aus der ökologische Steuerreform und die diesbezüglichen Ergebnisse des politischen Prozesses verwiesen werden. Vor dem Hintergrund dieser praktischen Erfahrungen bietet sich vielleicht die gezielte Mittelverwendung für die Unterstützung innovativer Konzepte und Technologien im Bereich der Klimaschutz-Technologien sowie für Energie- und Klimaaspekte in der Entwicklungszusammenarbeit als politisch probate Strategie an.

5 Benchmarks und Anpassungsfaktoren

Fragen der Fraktion der CDU/CSU

1. *Ist es mit Blick auf das Grundgesetz, insbesondere Art. 12, 14 und 3 Abs. 1 GG, statthaft, Anlagen der Energiewirtschaft anders als Industrieanlagen zu behandeln und einem Benchmarking sowie einer anteiligen Kürzung zu unterwerfen?*
2. *Wie wird das 2-Benchmarksystem (Kohle und Gas) mit Blick auf den deutschen Energiemix und unter Gesichtspunkten der Transparenz bewertet?*
3. *Könnte durch die Einführung eines 3-Benchmarksystems (Steinkohle, Braunkohle, Gas) das System transparenter werden?*
4. *Wie werden die produktbezogenen Emissionswerte, insbesondere mit Blick auf die Braunkohleverstromung und den Verhältnismäßigkeitsgrundsatz im Rahmen des Vorsorgegebots, bewertet?*
5. *Ist sichergestellt, dass Anlagen, welche die beste verfügbare Technik anwenden (BAT Standard) ausreichend Emissionszertifikate erhalten?*
6. *Ist es sachgerecht bei der Zuordnung der Benchmarks nach Anhang 3 auf den theoretisch möglichen Einsatz eines gasförmigen Brennstoffes abzustellen?*
7. *Ist es geboten, Anlagen der Wärmeversorgung von Industriebetrieben anders zu behandeln als Kraftwerke der Stromversorgung?*
8. *Wie wird der Mechanismus der anteiligen Kürzung der Berechtigungszuteilung an Anlagen der Energiewirtschaft bewertet?*
1. *Entsprechen die für die Berechnung des Standardauslastungsfaktors heranzuziehenden Vollbenutzungsstunden den Realitäten der jeweiligen Tätigkeiten? Falls nein, wo sind Anpassungen erforderlich?*
3. *Wie wird die in Anhang 4, Ziffer II. 3 vorgesehene Möglichkeit der zuständigen Behörde bewertet, im Einzelfall von der gesetzlich vorgesehenen Zahl der Vollbenutzungsstunden abzuweichen?*
5. *Ist die Betrachtungsperiode von zwei Jahren bei der Beurteilung des Brennstoffmixes nach § 7 Absatz 2 ausreichend?*
6. *Setzt die Neuanlagenregelung des § 9 ZuG 2012 genügend Investitionsanreize?*

sowie

Fragen der Fraktion der SPD

1. *Wie beurteilen Sie grundsätzlich die Umstellung auf ein sog. Benchmarkverfahren für Bestandsanlagen der Energiewirtschaft?*
2. *Für Kraftwerke sind differenzierte Benchmarks für die Stromproduktion aus Kohle und Erdgas vorgesehen. Wie beurteilen Sie die Auswirkungen dieser Differenzierung auf die Effizienz des Emissionshandels?*

3. *Das ZuG 2012 sieht keinen eigenen Benchmark für Braunkohle vor. Braunkohlekraftwerke haben also den höchsten Zukaufsbedarf an Zertifikaten. Welchen Einfluss hat dies nach Ihrer Einschätzung auf die Wettbewerbssituation im deutschen Strommarkt und für die Wirtschaftlichkeit von Braunkohlekraftwerken?*
6. *Bei der Zuteilung für Neuanlagen ist für Braunkohlekraftwerke im Vergleich zu anderen Kraftwerken ein um 10 Prozent höherer Auslastungsfaktor vorgesehen. Entspricht diese Unterscheidung Ihrer Einschätzung über die erwartete Auslastung von Neuanlagen?*
7. *Wie beurteilen Sie die in Anhang 4 des Zuteilungsgesetzes 2012 festgelegte Anzahl an Vollbenutzungsstunden für Neuanlagen der dort genannten Industrietätigkeiten?*
11. *Wie beurteilen Sie die Abschaffung der Malusregelung iSd. § 7 Abs. 7 ZuG 2007?*
4. *Wie beurteilen Sie die Umstellung der anteiligen Kürzung von einer linearen Kürzung (§ 4 Abs. 4 ZuG 2007) auf eine anteilige Kürzung entsprechend dem Effizienzstandard der Anlage (§ 4 Abs. 3 ZuG 2012)?*
5. *Wie beurteilen Sie in diesem Zusammenhang die Festlegung der Produktionsstandards für Braunkohle bei 990 Gramm Kohlendioxid je Kilowattstunde Nettostromerzeugung nach Anhang 5 Nr. 2 a. bb) ZuG 2012-Entwurf?*

sowie

Fragen der Fraktion der FDP

7. *Wie bewerten Sie das im vorliegenden Gesetzentwurf vorgesehene Zuteilungsverfahren hinsichtlich der Behandlung der Braunkohle bzw. hinsichtlich des Verhältnisses Kohle und Gas unter den Gesichtspunkten Klimaschutz, Wettbewerb, Innovationsanreize und Versorgungssicherheit?*
8. *Halten Sie die im vorliegenden Gesetzentwurf zugrunde gelegten Betriebsstunden der jeweiligen Anlagentypen für sachgerecht?*
9. *Wie bewerten Sie den Vorschlag, Prozessdampfanlagen der (chemischen) Industrie nicht – wie vorgesehen – den Anlagen der Energiewirtschaft, sondern vielmehr den Industrieanlagen zuzuordnen, weil Prozessdampfanlagen ausschließlich Produktionszwecken dienen und bei Wirkungsgraden von mehr als 90 v. H. keine nennenswerten Minderungspotentiale besäßen?*
10. *Wie bewerten Sie den Vorschlag, Anlagen zur Kohlevergasung in der (chemischen) Industrie bei Einhaltung des Standes der Technik – ggf. entgeltfrei und dem jeweiligen Bedarf entsprechend – mit Emissionsrechten auszustatten, damit Öl und Erdgas im Produktionsprozess durch Kohle substituiert werden können?*
11. *Halten Sie es für sachgerecht, die Brauereien hinsichtlich ihres Einbezugs in den Emissionshandel mit den Energieversorgern gleichzustellen und welche Auswirkungen erwarten Sie von einer solchen Vorgehensweise im Hinblick auf Klimaschutz und Wettbewerb?*

12. *Wie bewerten Sie den Vorschlag, die Zuordnung der so genannten „Benchmarks“ in Artikel I, Anhang 3 (Teil A , Ziffer I) so zu fassen, dass bei der Zuordnung des „Benchmarks“ auf den tatsächlich eingesetzten und nicht auf den theoretisch möglichen Brennstoff abgestellt wird (durch ersatzlose Streichung des Wortes „können“ in den Nummern 1 a und 3 a)?*

sowie

Fragen der Fraktion DIE LINKE

2. *Sehen Sie infolge der Neuanlagen-Subventionen neben der Verteilungswirkung auch Wirkungen, die Investitionsentscheidungen bezüglich des Brennstoffeinsatzes ökologisch kontraproduktiv beeinflussen?*
7. *Wie beurteilen Sie die Lenkungswirkung für Neuinvestitionen durch die zwei unterschiedlichen Benchmarks bei Anlagen zur Stromproduktion? Wird dadurch der beabsichtigte Wechsel zu emissionsärmeren Brennstoffträgern vorangetrieben oder behindert? Ist die Zuteilung in anderen EU-Mitgliedsstaaten gemäß einem brennstoffunabhängigen Benchmark geplant?*
8. *Gibt es einen sachlichen Grund für die in Anhang 4 des Gesetzentwurfs vorgesehene höhere Anzahl von Vollbenutzungsstunden von Braunkohle- im Vergleich zu sonstigen Kondensationskraftwerken? Gibt es ähnliche Regelungen in anderen EU-Mitgliedsstaaten? Wie viele Vollbenutzungsstunden weisen die gegenwärtig in Betrieb befindlichen Braunkohlekraftwerke im Jahr auf?*

sowie

Fragen der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN

5. *Welche Auswirkungen sind von der Neuanlagenregelung nach § 9 zu erwarten? Wie sind die geplanten Benchmarks, insbesondere für die Stromproduktion, in Anhang 3, Teil A zu bewerten? Was ist im Vergleich dazu von brennstoffunabhängigen Benchmarks zu halten? Wie müsste ein klimapolitisch optimaler und administrativ einfach handhabbarer Benchmark aussehen?*
6. *Wie sind die Benchmarks für Anlagen zur Herstellung von Zement und Glas zu bewerten? Wie ist zu erklären, dass diese im ZuG 2012 deutlich höher sein sollen als in der ersten Zuteilungsperiode 2005-2007?*
7. *Wie sind die in Anhang 4 angegebenen Vollbenutzungsstunden zu bewerten, insbesondere die für Kondensationskraftwerke? Ist es gerechtfertigt, dass für Braunkohlekondensationskraftwerke eine um 10 Prozent höhere jährliche Betriebsstundenzahl unterstellt wird als für vergleichbare Anlagen auf Basis von Steinkohle oder Erdgas? Wie viele Volllaststunden haben Braunkohlekraftwerke in den letzten fünf Jahren durchschnittlich gehabt?*
8. *Wie ist die sog. anteilige Kürzung nach Effizienzstandards (Anhang 5) zu bewerten? Gibt es sinnvollere Alternativen für die Ausgestaltung dieser anteiligen Kürzung? Sind die zur Ermittlung des Effizienzstandards zugrunde gelegten Produktstandards angemessen und sachgerecht? Was bedeutet die hier vorgenommene*

Differenzierung nach Erdgas, Steinkohle und Braunkohle – insbesondere mit Blick auf die Strombenchmarks nach Anhang 3?

9. *Wenn man alle Zuteilungsregeln und -faktoren zusammen betrachtet: Kann man insgesamt von einer Gleichbehandlung von Stein- und Braunkohlekraftwerken sprechen?*

Mit dem Übergang zu einem Benchmark-System für einen erheblichen Anteil der Bestandsanlagen ist versucht worden, das Zuteilungssystem einfacher und transparenter sowie eher am Prinzip der Leistungsgerechtigkeit zu orientieren. Damit kann eine Reihe von Regelungen des ZuG 2007, die dem gleichen Ziel dienten (*Early Action*-Regelung, Malus-Regelung) entfallen.

Ohne auf vertieften juristischen Sachverstand verweisen zu können, erscheint keine rechtliche Begründung plausibel, warum der Gesetzgeber eine Differenzierung der mit einer kostenlosen Zuteilung einhergehenden wirtschaftlichen Vorteile nicht vornehmen können sollte, so lange diese nach allgemeinen und transparenten Regeln erfolgt. Bereits im Rahmen der Allokation für die erste Periode sind solche pauschalierenden Regelungen geschaffen worden (*Early Action*, Malusregelung), die sogar auf eine Differenzierung innerhalb eines bestimmten Sektors abzielten und die zumindest verfassungsrechtlich nicht erfolgreich beanstandet worden sind. Dass eine solche Differenzierung nach aggregierten Sektoren, für die bestimmte Sachverhalte (Überwälzungsmöglichkeit bzw. Relevanz der Zusatzkosten) pauschaliert berücksichtigt werden, verfassungsrechtlich nicht zulässig sein sollten, erscheint aus der materiellen Außensicht als wenig plausibel. Ob diese pauschale Differenzierung sich nicht aus anderen Gründen als problematisch erweisen könnte, sei dahingestellt.

Wie bereits in den Diskussionen um den NAP-1 und das ZuG 2007 ist eine Vielzahl von (mehr oder weniger stichhaltigen oder phantasievollen) Begründungen vorgebracht worden, warum für die verschiedensten Anlagen eine andere Zuteilungsregel oder eine andere Parametrisierung der Zuteilungsregelung (die überraschungsfrei für die entsprechenden Anlagen zu jeweils höheren kostenlosen Zuteilungen führen) in Ansatz zu bringen ist.

Neben der Anforderung, das Zuteilungssystem einfach, transparent und auch dadurch ggf. anschlussfähig für eine europäische Harmonisierung zu machen, sollten bei der Diskussion um die Benchmarks die folgenden Grundsätze berücksichtigt werden:

1. Das EU-Emissionshandelssystem ist ein Instrument zur CO₂-Bepreisung und Gesamtoptimierung der Emissionsminderung über die verschiedenen Wertschöpfungsketten und nicht zur Absicherung des Einsatzes der bestverfügbaren Technik in isoliert betrachteten Produktionsanlagen. Insofern kann die Referenz zu bestverfügbaren Techniken bestimmter Einzelprozesse niemals ein dominierendes Kriterium für die Ausgestaltung des Zuteilungssystems bilden.
2. So lange die Zuteilung zu wesentlichen Anteilen auf der kostenlosen Vergabe der Emissionszertifikate beruht, werden pauschalierte Parametrisierungen eine

große Rolle spielen müssen. Es werden sich immer wieder Beispiele aus der Praxis finden lassen, warum bestimmte Anlagen einer anderen Einsatzcharakteristik unterliegen und warum die Referenz auf historische Daten nicht sinnvoll ist. Vor diesem Hintergrund sind hoch pauschalisierte Annahmen zu Benchmarks und Standard-Auslastungsfaktoren wahrscheinlich in der Summe „gerechter“ als eine Vielzahl von Differenzierungen und Ermächtigungen für Einzelfallentscheidungen.

3. Aus den beiden vorgenannten Gründen sollte auch die Zahl der Benchmarks so gering wie irgend möglich gehalten werden. Hinsichtlich der Ausgestaltung des Benchmark-Systems müssen folgende Dimensionen unterschieden werden:
 - a. Für den optimalen Betrieb von Bestandsanlagen ist die kostenlose Zuteilung weitgehend irrelevant. Das ökonomisch rationale Optimierungskalkül wird hier stets auf die Realkosten der Zertifikatsbeschaffung und die Opportunitätskosten der kostenlos zugeteilten Zertifikate orientieren (müssen). Wenn nur diese Perspektive relevant wäre, stände einer beliebigen Differenzierung der Zuteilungsregeln (die schließlich in dem *Grandfathering*-Ansatz sehr ähnlichen Zuteilungsergebnissen enden würde) nur die Forderung nach Transparenz und Einfachheit entgegen.
 - b. Für die Neuanlagenzuteilung resultiert dagegen aus der kostenlosen Zuteilung, soweit sie nach Prozessmerkmalen oder eingesetzten Brennstoffen differenziert, eine massive Verzerrung des CO₂-Preissignals für die Investitionsentscheidung und hebt damit den Zweck des Emissionshandels aus.
 - c. Im Rahmen eines Multiperiodensystems werden die Neuanlagen einer Periode in der nächsten Periode als Bestandsanlagen behandelt. Vor diesem Hintergrund bekommt die Ausgestaltung der Bestandsanlagenzuteilung auch eine Bedeutung für die dynamische Effizienz des Systems. Alle Regelungen, die dazu beitragen, das CO₂-Preissignal zu erodieren oder zu eliminieren (also Neuanlagen langfristig „nach Bedarf“ mit kostenlosen Zertifikaten auszustatten), sind daher problematisch. Dazu gehört insbesondere auch die Einführung des effizienzorientierten Anpassungsfaktors im ZuG 2012-E (s.u.).
4. Die Referenz auf systemfremde und letztlich nicht ausreichend spezifizierbare Kriterien wie Versorgungssicherheit oder Energiemix für die Ausgestaltung der Zuteilungsregeln bedeutet in letzter Konsequenz ein Misstrauensvotum des Gesetzgebers mit Blick auf die Anlagenbetreiber oder –investoren. Konkret laufen eine Reihe dieser Einschränkungen darauf hinaus, dass sie trotz im Regelfall besserer Informationslage solche Kriterien in ihren Entscheidungsfindungen nicht konkretisieren oder bewerten müssen und daher nicht in die Lage gebracht werden sollen, diese mit dem CO₂-Preissignal zu vergleichen.

Die verschiedenen Zuteilungsregeln und ihre Parameter haben einen langen, zunächst wissenschaftlichen und dann immer stärker politischen Prozess durchlaufen. Insofern

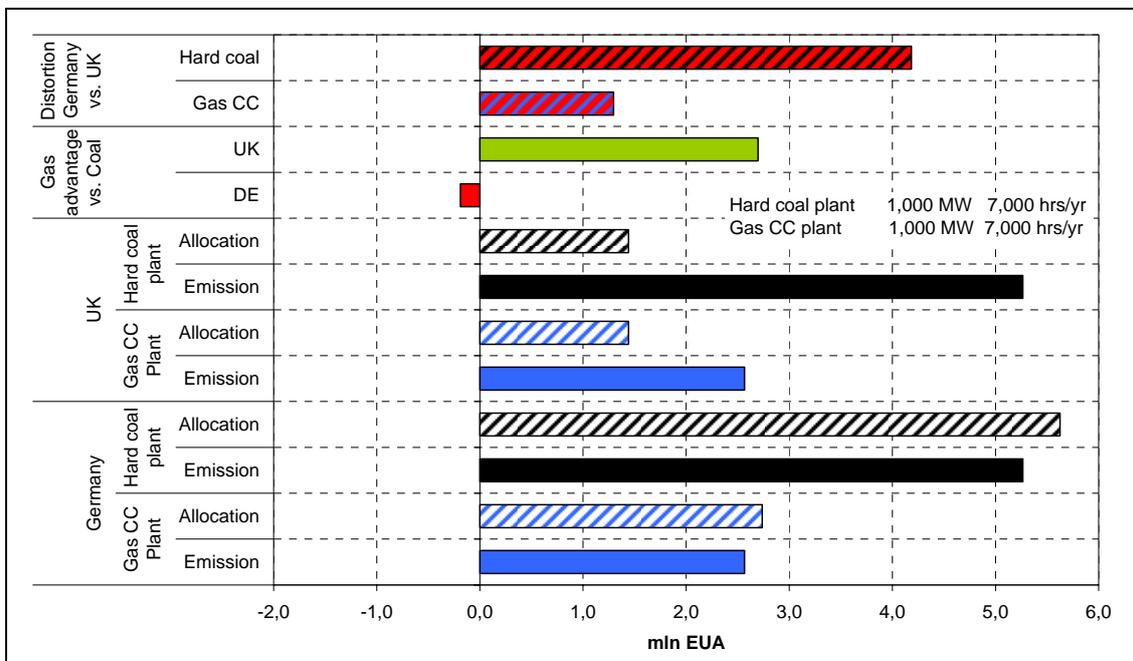
entziehen sie sich weitgehend einer Einzelbewertung. Vor diesem Hintergrund sollen sich die Anmerkungen auf wenige zentrale Punkte konzentrieren:

1. Die Zahl und die Differenzierung der Emissionsbenchmarks sind bereits zu groß. Im Bereich der Neuanlagen schalten sie das CO₂-Preissignal weitgehend aus, Investoren entscheiden weitgehend wie in einem politischen Rahmen ohne Emissionshandel.
 - a. Eine weitere Ausdifferenzierung der Emissionsbenchmarks (Braunkohlenbenchmarks, andere Brennstoffbenchmarks für Wärmezeugung, etc.) ist dem Ziel des Emissionshandels entgegengerichtet, verringert die Effizienz des Systems, führt zu zukünftig höheren Zertifikatspreisen und vergrößert die notwendige Reserve sowie die entsprechend notwendigen Umverteilungen.
 - b. Mit der gleichen Begründung sollte die Zahl der Emissionsbenchmarks auf produktspezifische Einheitsbenchmarks reduziert werden (zumindest so lange die kostenlose Zuteilung weiter verfolgt werden soll), um ein unverzerrtes CO₂-Preissignal zu erzeugen: z.B. auf 500 g CO₂ für jegliche Stromerzeugung, 530 g CO₂/kWh Wellenarbeit, 225 g CO₂/kWh für jegliche Wärmezeugung, 805 g CO₂/kg für jegliche Produktion von Zementklinkern etc.
2. Die Differenzierung der Standard-Auslastungsfaktoren ist teilweise eher dem Versuch zuzurechnen, die Emissionsbenchmarks zu korrigieren. Gleiche Tätigkeiten (Stromproduktion, etc.) sollten weitgehend gleiche Standard-Auslastungsfaktoren zugeordnet werden. Dabei sei auch darauf verwiesen, dass die Standardauslastungsfaktoren nur für den begrenzten Zeitraum des Betriebs in der Periode der Inbetriebnahme in Ansatz gebracht werden.
3. Der effizienzorientierte Anpassungsfaktor bildet einen zentralen Schwachpunkt des im ZuG 2012-E vorgeschlagenen Zuteilungssystems. Er trägt maßgeblich dazu bei, dass bei Weiterführung des Systems nach 2012 nahezu alle Neuanlagen für lange Zeiträume mit einer vollständigen kostenlosen Zuteilung rechnen können und die Investitionsentscheidung ohne jede Berücksichtigung des CO₂-Preissignals fällt. Vor diesem Hintergrund wird dringend geraten, die effizienzorientierte anteilige Kürzung durch eine allgemeine (lineare) anteilige Kürzung zu ersetzen, die auch die Berechenbarkeit und die Transparenz der Zuteilungsergebnisse wesentlich verbessern würde.

Faktisch stellt die mit dem Zuteilungssystem des ZuG 2012-E vorgesehene kostenlose Zuteilung für Neuanlagen einen Investitionszuschuss dar, der naturgemäß die Attraktivität von Neuinvestitionen erhöht. Wenn der Modus der Neuanlagenzuteilung im Zusammenspiel der verschiedenen Regelungen jedoch dazu dient, das CO₂-Preissignal für die Investitionsentscheidung auszublenden, ist der Netto-Nutzen einer Neuanlagenzuteilung jedoch sehr in Frage zu stellen.

Schließlich soll hinsichtlich der Neuanlagenzuteilung auch auf das durchaus relevante Problem von Wettbewerbsverzerrungen verwiesen werden. Die Abbildung 9 verdeutlicht die Dimensionen dieses Problems. Die unterschiedlichen Zuteilungsmodelle für Neuanlagen führen im Vergleich von Großbritannien und Deutschland nicht nur dazu, dass das CO₂-Preissignal bei der Investitionsentscheidung in Großbritannien voll und in Deutschland gar nicht zum Tragen kommt, sondern dass ein neues Steinkohlenkraftwerk in Deutschland aus der Zuteilung einen ökonomischen Vorteil von ca. 80 Mio. € jährlich (bei 20 €/EUA) ziehen kann. Selbst für Erdgaskraftwerke liegt die Wettbewerbsverzerrung immer noch in der Größenordnung von 20 Mio. € jährlich. Dieser Sachverhalt wird früher oder später auch wettbewerbspolitisch thematisiert werden müssen.

Abbildung 9 *Ökonomischer Wert der unterschiedlichen Zuteilung für Neubaukraftwerke auf Basis Erdgas und Steinkohle, Großbritannien und Deutschland*



Quellen: Europäische Kommission, CITL, Berechnungen des Öko-Instituts.

6 Stilllegungsregelungen

Fragen der Fraktion der CDU/CSU

2. *Sind die Regelungen zum Umgang mit Anlagenstilllegungen geeignet, Mitnahmeeffekte etwa durch einen Scheinbetrieb von Anlagen auszuschließen?*

sowie

Fragen der Fraktion der SPD

1. *Wie beurteilen Sie die Stilllegungsregelungen in § 10 ZuG 2012?*

sowie

Fragen der Fraktion DIE LINKE

6. *Wie bewerten Sie den Wegfall der Auslastungskorrekturregel gemäß § 7 (9) ZuG 2007, welcher von den Betreibern eine anteilige Rückgabe von Zertifikaten fordert, sofern die Produktionsmenge weniger als 60 Prozent der durchschnittlichen jährlichen CO₂-Emissionen in der jeweiligen Basisperiode beträgt? Kann ohne eine solche Regelung im ZuG 2012 ein Scheinbetrieb von Anlagen und damit verbundene Stilllegungsprämien verhindert werden?*

sowie

Fragen der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN

4. *Wie sind die vorgesehenen Regelungen zur Behandlung der Stilllegung von Anlagen zu bewerten? Ist dadurch gewährleistet, dass es ausreichend Schutz vor Missbrauch durch sog. Scheinbetrieb gibt?*

Die Fragen von „Stilllegungsprämien“ und „Missbrauch durch Scheinbetrieb“ gehören zu den längsten Diskussionssträngen der Zuteilungsdebatte. Dabei muss immer wieder darauf hingewiesen werden, dass das Zurückfahren der Produktion in bestimmten Anlagen (gerade wenn die Anlagendefinition bis hin zu Kraftwerksblöcken ausdifferenziert wird) und ggf. die Produktionsübernahme durch effizientere Anlagen zu den intendierten Effekten des Emissionshandelssystems gehört.

Genau wie der empirische Nachweis von signifikanten und zu ökologisch kontraproduktiven Leakage-Effekten führenden Anlagenstilllegungen aufgrund von „Stilllegungsprämien“ bisher nicht erbracht werden konnte, fehlt der empirische Befund, dass durch die bisher umgesetzten Stilllegungsregelungen ein strategisches Realisieren von Stilllegungsprämien verhindert werden konnte. Vielmehr zeigen alle verfügbaren Informationen (wobei die Informationslage auch von den zuständigen Stellen noch erheblich verbessert werden könnte), dass die Zertifikatsrückflüsse im Rahmen von Stilllegungsregelungen sich bisher in sehr engen Grenzen halten, die Anlagenbetreiber also

ggf. in der Lage sind, diese Regelungen – wie alle Schwellwert-Regelungen – bei entsprechender Interessenlage zu unterlaufen.

Diesem Sachverhalt stehen die Effizienzverluste der Emissionsminderung durch die „gehemmte“ Identifikation der optimalen Produktionsniveaus gegenüber, die gerade aus Umwelt- und Effizienzgründen zu Anlagenstilllegungen führen könnten, die über die Verwertung der frei werdenden Zertifikate honoriert werden.

Angesichts dieser Sachlage und mit Verweis auf die mit dem faktischen *Updating* einhergehenden Anreizverluste des Emissionshandelssystems im Rahmen von Stilllegungsregelungen sowie im Interesse eines transparenten Zertifikatemarktes und mit Blick auf möglichst geringe Vollzugsaufwendungen wird hier dafür plädiert, die zugeteilten Zertifikate für eine bestimmte Handelsperiode unabhängig vom Produktions- und Emissionsniveau auch auszugeben, so lange mit einer gültigen Genehmigung die Voraussetzungen dafür existieren.

7 Härtefallregelungen

Fragen der Fraktion der CDU/CSU

1. *Ist die in § 6 Abs. 6 ZuG 2012 vorgesehene Härtefallregel ausreichend, unzumutbare Härten abzuwenden?*
2. *Ist es mit Blick auf das Grundgesetz, insbesondere Art. 12, 14 und 3 Abs. 1 GG, statthaft, bei Härtefällen neben dem Anlagenbetreiber selbst auch die wirtschaftlichen Folgen für ein mit diesem verbundenes Unternehmen zu berücksichtigen?*
3. *Wie wird es bewertet, die konkrete Höhe einer Härtefallzuteilung durch die Deutsche Emissionshandelsstelle bestimmen zu lassen?*
4. *Ist die Schaffung einer besonderen Härtefallregelung, § 12 ZuG 2012, im System des ZuG 2012 gerechtfertigt?*
5. *Ist die besondere Härtefallregel des § 12 ZuG 2012 geeignet, besonders belastete Unternehmen insbesondere des Mittelstands zu entlasten?*
6. *Wie ist es zu bewerten, dass sowohl Industrie- als auch Energiewirtschaftsanlagen vom Anwendungsbereich der besonderen Härtefallregelung erfasst werden?*
7. *Wird das vorgesehene Härtefallbudget von 1 Mio. Berechtigungen pro Jahr ausreichend sein?*

sowie

Fragen der Fraktion der SPD

8. *Wie beurteilen Sie die Besondere Härtefallregelung in § 12 ZuG 2012?*

sowie

Fragen der Fraktion der FDP

13. *Wie bewerten Sie die Härtefallregelung nach Art. I, § 6 Abs. 6 im Hinblick auf die Gleichbehandlung von mittelständischen Unternehmen und Industrieunternehmen?*
14. *Wie bewerten Sie den Vorschlag, die „Besondere Härtefallregelung“ nach Art I, § 12 anlagenbezogen auszugestalten, indem in Absatz 1 das Wort „Unternehmen“ durch das Wort „Anlagenbetreiber“ ersetzt und die Absätze 2 und 3 ersatzlos gestrichen werden?*

sowie

Fragen der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN

3. *Wie sind die geplanten Härtefallregelungen (§ 6 (6) und § 12) zu bewerten? Welche Folgen sind dadurch für das Gesamtsystem zu erwarten? Sind die vorgesehenen Kriterien angemessen?*

Verfassungsrechtlich geboten und damit unvermeidlich ist eine allgemeine Härtefallregelung, die im § 6 Abs. 6 ZuG 2012-E entsprechend umgesetzt worden ist. Es ist kein Grund zu erkennen, warum mit dieser Regelung unzumutbare Härten für das jeweilige Unternehmen nicht vermieden werden können. Die konkrete Höhe der für einen entsprechenden Ausgleich benötigten zusätzlichen Emissionsberechtigungen wird immer nur im Einzelfall bestimmt werden können, die Entscheidung durch die zuständige Behörde ist damit wohl praktisch der einzig sinnvoll gangbare Weg.

Ein zwingender Grund für die Einführung der besonderen Härtefallklausel in § 12 ZuG 2012-E ist dagegen nicht erkennbar. Letztlich wird durch diese Regelung die Zuteilung auf der Basis historischer Produktions- bzw. Emissionsdaten für eine feste Basisperiode durch die Abwahlmöglichkeit der Jahre 2000 bis 2004 flexibilisiert, was angesichts der ohnehin schon verlängerten Basisperiode einem echten – und anreizseitig problematischen – *Updating*-Ansatz gleichkommt. Dass diese Regelung auch genauso gemeint ist, zeigt die geplante Anwendung der anteiligen Kürzung sowie des Erfüllungsfaktors für die Zuteilungen nach der Besonderen Härtefallregel.

Ob und inwieweit das Budget von zusätzlich 5 Mio. EUA durch entsprechende Anträge überschritten wird und die Kürzung zur Anwendung kommt, lässt sich ohne detaillierte Kenntnis der bei der DEHSt vorliegenden Daten nicht bewerten.

Letztlich handelt es sich bei dieser Regelung um eine nicht systemkonforme zusätzliche Begünstigung von mittleren Anlagen, die nicht zur Transparenzerhöhung oder Vereinfachung des Systems bzw. zur erhöhten Berechenbarkeit des Zuteilungsergebnisses führt (die zusätzlichen Zuteilungen wirken ja erstens über die Kappung auf 5 Mio. EUA und zweitens über die anteilige Kürzung umfassend auf die Anlagenzuteilung zurück). Eine Erweiterung des Begünstigtenkreises durch die genannten Formulierungen würde diese Situation noch verschärfen.

Ob diese Situation wirklich im besonderen Interesse des Mittelstandes ist, kann durchaus bezweifelt werden. In jedem Fall sollte diese Regelung – soweit sie wirklich umgesetzt wird – einer genauen (und veröffentlichten) Evaluierung unterzogen werden, wie es auch für manche Sonderregelung des ZuG 2007 sinnvoll gewesen wäre.

8 Kleinanlagenregelungen

Fragen der Fraktion der CDU/CSU

1. *Ist die Mengenschwelle von 25.000 t/Jahr für die Definition von Kleinanlagen angemessen?*
2. *Ist sichergestellt, dass Kleinanlagen weder dem Erfüllungsfaktor, noch einer anteiligen Kürzung nach § 4 Absatz 4 unterliegen?*
3. *Ist die Freistellung von der Anwendung eines Erfüllungsfaktors ausreichend, kleinere Anlagen vor übermäßigen Belastungen zu bewahren?*

sowie

Fragen der Fraktion der FDP

12. *Wie bewerten Sie den Vorschlag, den Schwellenwert für Anlagen, unterhalb dessen ein Erfüllungsfaktor nicht angewendet wird (Artikel I, § 6 Nr. 9), von derzeit 25.000 t auf 50.000 t anzuheben, weil die betreffenden Industrieanlagen einen Anteil an der Gesamtemissionsmenge im deutschen Emissionshandelssystem von weniger als 4 v. H. hätten und umweltpolitisch nicht relevant seien?*

Nach dem erfolglosen Versuch verschiedener Mitgliedstaaten, Kleinanlagen aus dem Geltungsbereich des EU-Emissionshandelssystems herauszunehmen, ist mit der Kleinanlagenregelung eine eher symbolische Regelung eingeführt worden, um erstens die Belastungen von Kleinanlagen (ein wenig) zu reduzieren und zweitens den Verwaltungsvollzug zu erleichtern.

Die Kleinanlagen werden ausweislich der entsprechenden Formel im Anhang 1 des ZuG 2012-E eine kostenlose Zuteilung entsprechend der Emissionen in der Basisperiode erhalten. Für den Fall unzumutbarer Belastungen ist die entsprechende Härtefallregelung einschlägig.

Die Grenze von 25.000 t CO₂ jährlich sollte beibehalten werden, da sich dieser Wert in der EU-Diskussion als Richtwert herausgestellt hat und eine Veränderung dieses Wertes die – notwendige – EU-Harmonisierung unnötig erschweren würde.

9 Kraft-Wärme-Kopplung

Fragen der Fraktion der CDU/CSU

4. Enthält § 7 ZuG 2012 genügende Anreize für die Kraft-Wärme-Kopplung?
sowie

Fragen der Fraktion der SPD

6. In welchem Umfang werden nach Ihrer Einschätzung effiziente KWK-Anlagen von der anteiligen Kürzung betroffen sein?
9. Wie wird die Wirkung des ZuG 2012 im Hinblick auf einen Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland eingeschätzt?

Die Umweltvorteile der Kraft-Wärme-Kopplung im deutschen Stromerzeugungssystem ergeben sich erstens aus dem Effekt der besseren Brennstoffausnutzung sowie zweitens aus dem ganz überwiegend genutzten emissionsarmen Brennstoff Erdgas.

Bestandsanlagen erhalten mit der grundsätzlichen Zuteilung über den Doppelbenchmark eine zusätzlichen wirtschaftlichen Vorteil gegenüber Kondensationskraftwerken, wobei dieser Vorteil nicht mit einem Anreiz zur Ausweitung der Kraft-Wärme-Kopplungsproduktion gleich gesetzt werden darf, wenn man nicht von einem *Updating*-Ansatz für die nächste Handelsperiode ausgeht (bei dem die KWK-Anlagen bei erhöhter KWK-Produktion in der nächsten Periode eine höhere Zuteilung erwarten könnte).

Hinsichtlich des Ausbaus der Kraft-Wärme-Kopplung wird nur der Vorteil hinsichtlich der erhöhten Brennstoffausnutzung honoriert. Der Emissionsvorteil durch den überwiegend eingesetzten Brennstoff Erdgas in Neuanlagen wird durch das System der brennstoffdifferenzierten Benchmarks nicht honoriert. Für Investitionen in KWK-Anlagen schlägt sich der Umweltvorteil gegenüber der ungekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung mit den hauptsächlichen Konkurrenztechnologien wirtschaftlich nicht nieder.

Das Beispiel KWK verdeutlicht damit nachdrücklich die hoch problematischen Anreizeffekte des mit dem ZuG 2012-E vorgesehenen Zuteilungssystems für Neuanlagen. Als *Second best*-Lösung wird dieses Dilemma – sofern die Neuanlagenregelungen Bestand haben sollten – nur durch eine Novelle des KWK-Gesetzes lösen lassen. Mit diesem zusätzlichen Instrumentarium wird die KWK möglicherweise hinreichend unterstützt werden können, der effizienten Emissionsminderung wird die weitgehende Nicht-Honorierung der KWK im Emissionshandelssystem, die durch ein zusätzliches Instrument kompensiert werden muss, ganz sicher nicht dienen.

10 Anerkennung von Krediten aus den projektbasierten flexiblen Mechanismen des Kyoto-Protokolls

Fragen der Fraktion DIE LINKE

3. *Der Zukauf von Emissionszertifikaten aus dem Ausland über die projektbasierten Mechanismen des Kyoto-Protokolls, Joint Implementation (JI) und Clean Development Mechanism (CDM), soll im ZuG 2012 in einem größerem Umfang als in der ersten Handelsperiode erlaubt werden. Betreiber dürfen nunmehr nicht nur 12 sondern 20 Prozent ihrer Zuteilungsmenge in Form von Gutschriften aus CDM und JI abrechnen. Dies könnte Gefahren für den Klimaschutz beinhalten, sofern durch den erhöhten Druck auf preiswerte Auslandsprojekte auch Zertifikate für Projekte ausgestellt werden, die nicht oder nicht im bescheinigten Umfang zusätzlichen Klimaschutz liefern. Wandern aber „faule“ Gutschriften auf den europäischen Emissionshandelsmarkt, führen sie in Europa zu einem Mehrausstoß an Treibhausgasen, welcher nicht durch echte Minderungen beispielsweise in Asien oder Lateinamerika gedeckt ist.*

a) Wie real und wie hoch ist Ihrer Meinung nach die eben beschriebene Gefahr?

b) Wie schätzen Sie die Qualität der bisherigen CDM- oder JI-Projekte hinsichtlich ihrer Additionalität und ihres Beitrags zur Nachhaltigen Entwicklung des Gastlandes ein?

c) Halten Sie die entsprechend des Kyoto-Protokolls verankerten Kontrollmechanismen und -instanzen zur Sicherstellung der ökologischen Integrität des CDM- und JI-Mechanismus für ausreichend und in der Praxis erfolgreich?

d) Wie liegt Quote von 20 Prozent im Vergleich zu anderen EU-Mitgliedsstaaten, und welche Höhe halten Sie für angemessen?

sowie

Fragen der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN

10. *Wie ist die Begrenzung der Anrechnung von Gutschriften aus JI- oder CDM-Projekten auf 20 % der insgesamt an einen Betreiber zugeteilten Menge zu bewerten? Ist diese Grenze zu hoch oder zu niedrig? Was bedeutet sie für die nationale Klimapolitik und die Förderung der Innovationsfähigkeit deutscher Unternehmen?*

In der Tat befindet sich derzeit vor allem der Clean Development Mechanism derzeit in einer Krise der ökologischen Integrität. So liegen eine wachsende Zahl von Berichten und Erfahrungen vor, die die Zusätzlichkeit der Emissionsminderungen für eine ganze Reihe von Projekten in Frage stellen. Die Probleme betreffen dabei vor allem

- die massive Ausnutzung der im Regelwerk des Kyoto-Protokolls vorhandenen Flexibilitäten und Unschärfen,

- das teilweise nicht adäquate Rollenverständnis der für die Absicherung der ökologischen Integrität bestellten Akteure,
- eine ganze Reihe von *Governance*-Problemen in den Nehmerländern (bis hin zu Korruptionsproblemen).

Die genannten Probleme lassen sich jedoch auf der Nachfrageseite, also im Rahmen der Anerkennung von CER im EU-Emissionshandelssystem kaum lösen und erfordern Anpassungen im Rahmen des Kyoto-Regelwerks und dessen Institutionen.

Unter den EU-Mitgliedstaaten liegt Deutschland mit einem geplanten maximal anerkehbaren JI/CDM-Anteil von 20% am oberen Rand

- Irland (21,99%) und Spanien (etwa 20%) liegen auf vergleichbarem Niveau,
- Frankreich (13,5%), Italien (14,99%) und Slowenien (15,76%) liegen im Bereich von 10 bis 20 Prozent,
- alle anderen Staaten lassen nur einen Anteil von 10% bzw. weniger zu (z.B. Großbritannien 8%, Niederlande 10%, Polen 10%).

Zur Einordnung der potenziellen Rolle von JI/CDM-Krediten sein nur auf folgende Überschlagsrechnung verwiesen:

- die gesamte Emissionsminderung im Rahmen des EU-Emissionshandelssystems wird für den Zeitraum 2005 bis 2008/2012 bei 90 bis 100 Mio. t CO₂ liegen;
- allein das für Deutschland zulässige Gesamtvolumen an JI/CDM-Krediten wird sich auf etwa 90 Mio. CER bzw. ERU belaufen;
- rein rechnerisch könnte damit die gesamte Emissionsminderung für die vom EU-Emissionshandelssystem erfassten Anlagen – selbst bei im Referenzfall als steigend angenommenen Emissionen – über die Einfuhr von CER bzw. ERU abgedeckt werden.

Dieser Hinweis soll explizit nicht als Argument gegen die Einbeziehung von Krediten aus JI und CDM in das EU-Emissionshandelssystem auch in signifikanten Größenordnungen verstanden werden. Er verdeutlicht aber den dringenden Handlungsbedarf zur Sicherung der ökologischen Integrität, d.h. der Zusätzlichkeit der Emissionsgutschriften aus JI und CDM.