

Arbeitsgruppe "Emissionshandel zur Bekämpfung des  
Treibhauseffektes"

# **Anhänge zum Zwischenbericht der Unterarbeitsgruppe II Allokation**

**Phase: Februar – September 2002**

Berlin

## Inhalt

<b>Anhang 1: Treibhausgasemissionen in Deutschland.....</b>	<b>30</b>
<b>Anhang 2: Fragebogen zur Bewertung der Allokationsmechanismen .....</b>	<b>33</b>
<b>Anhang 3: Datenverfügbarkeit: Bewertung verschiedener Annex I-Anlagen....</b>	<b>36</b>
<b>Anhang 4: Prozessbedingte Emissionen.....</b>	<b>37</b>
<b>Anhang 5: Brennstoffänderungen und Mischfeuerungen.....</b>	<b>41</b>

## Anhang 1: Treibhausgasemissionen in Deutschland

**Burden-Sharing Ziel Deutschland:** 955 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äqu.

**Tabelle 1:** Entwicklung der Treibhausgasemissionen (Mio. t CO<sub>2</sub>-Äqu.)

	1990	1999	Veränderung 1999/90 (in %)
<b>Insgesamt</b>	<b>1.207</b>	<b>983</b>	<b>-18,5</b>
<b>Energieumwandlungssektor</b>	430	363	-15,6
<b>Industrie</b>	258	180	-30,2
<b>Verkehr</b>	165	192	+16,4
<b>andere Sektoren<sup>1</sup> (davon private Haushalte)<sup>2</sup></b>	203 (128)	174 (125)	-14,3 (-2,3)

<sup>1</sup> umfasst nur CO<sub>2</sub>

<sup>2</sup> Daten für private Haushalte aus BMWi-Energiedaten 2001 (vorl.)

Quelle: Bericht 2001 für EU-Beobachtungssystem

**Tabelle 2:** CO<sub>2</sub> -Emissionen in Deutschland (Mio. t CO<sub>2</sub>)

	1990	1999	Veränderungen 1999/90 in %	Ziel 2005 <sup>1</sup>	2010/12
<b>Insgesamt</b>	<b>1.014</b>	<b>859</b>	<b>-15,4</b>	<b>760 (-25 %)</b>	
<b>Energie und Industrie</b>	<b>637</b>	<b>495</b>		<b>470-475</b>	
<b>Energie- umwandlungs- sektor</b>	413	330	-20,1	320 <sup>2</sup>	305 <sup>2</sup>
<b>Industrie</b>	224	165	-26,3	155 <sup>3</sup>	154 <sup>3</sup>
<b>Verkehr</b>	<b>162</b>	<b>186</b>	<b>+14,8</b>	<b>166-171</b>	
<b>Andere Sektoren (davon private Haushalte)</b>	<b>203 (128)</b>	<b>174 (125)</b>	<b>-14,3 (-2,3)</b>	<b>(100-107)</b>	

<sup>1</sup>) Klimaschutzprogramm vom Oktober 2000

<sup>2</sup>) Ergänzte Klimavereinbarung zur KWK-Förderung; Minderung bis 2010:  
45 Mio. t CO<sub>2</sub> insgesamt, 25 Mio. t CO<sub>2</sub> Energiewirtschaft (gegenüber 1998),  
Zwischenziel 2005: -10 Mio. t CO<sub>2</sub>

<sup>3</sup>) Klimavereinbarung vom 09. November 2000; zusätzliche Minderung von 10 Mio t CO<sub>2</sub>  
bis 2005 und 20 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalente bis 2012 gegenüber Selbstverpflichtung von 1996

Quelle: Bericht 2001 für EU-Beobachtungssystem; Daten für private Haushalte aus BMWi-Energiedaten 2001 (vorl.)

Tabelle 3: Reduktionsziele in Verbindung mit der Klimavereinbarung

Zusammenstellung: Hass, BMWi, 18.9.2002

Mio. t	Emissionen		Ziele			Ziele		
	1990	1999	Veränderung in %			Veränderung in %		
Branche	1990	1999	2005	2005/1990	2005//1999	2012	2012/1990	2012/1999
Industrie	204	163	153	- 25,0	- 6,1	143	- 29,9	- 12,3
Elektrizitätsversorgung	289	265	255	- 11,8	- 3,8	240	- 17,0	- 9,4
Chemische Industrie in CO <sub>2</sub> -Äquiv.	41,0 91,2	23,8	23,8	- 42,0	0,0	19 46 - 50	- 53,7 - 52,0	- 20,2
Stahlindustrie	69,9	57,7	58,9	- 15,7	+ 2,0	55,4	- 20,7	- 4,0
Zementindustrie	13,0	9,7	9,7	- 25,4	0,0	9,6	- 26,3	- 1,0
Glasindustrie	6,4	6,3	6,2	- 3,1	- 1,6	k.a.		
Papierindustrie	14,4	13,8	13,8	- 4,3	0,0	13,6	- 5,6	- 1,5
Ziegelindustrie	2,4	2,3	2,2	- 8,3	- 4,3	2,1	- 12,5	- 8,7

Quelle: „RWI-Monitoringbericht 2000“ sowie „Bericht 2000-Fortschrittsbericht der Verbände“ plus eigene Berechnungen



## **Anhang 2: Fragebogen zur Bewertung der Allokationsmechanismen**

Wie auf der letzten AGE-Sitzung angekündigt, soll mit Hilfe des Fragebogens eine erste Einschätzung über die in der Unterarbeitsgruppe Allokation diskutierten Ansätze gewonnen werden. Die Allokationsmechanismen sollen hinsichtlich der Kriterien auf einer Skala von 1 (sehr zutreffend, positiv) bis 5 (wenig zutreffend, negativ) bewertet werden (0 = weiß nicht oder - = irrelevant) und die Kriterien auf einer Skala + bis +++ gewichtet werden.

Folgende vier Allokationsmechanismen werden unterschieden:

**Ansatz 1:** Durchschnittliche spezifische historische Emissionen in einer historischen Basisperiode ( $\text{CO}_2$  /Output) multipliziert mit dem Output im aktuellem Jahr zzgl. Erfüllungsfaktor\*

**Ansatz 2:** Durchschnittliche historische Emissionen der letzten drei Jahre zzgl. Erfüllungsfaktor\* und die Option Effizienzsteigerungen und  $\text{CO}_2$ -Senkung seit 1990 (verifiziert) anzurechnen

**Ansatz 3:** Klimaschutzvereinbarungs-Ansatz (Berg-Modell): Zuteilung auf die Verbände erfolgt auf Basis der Klimaschutzvereinbarung (KSV). Diese sind für das Herunterbrechen auf die Unternehmen oder ggf. die Einhaltung verantwortlich. Die Einsparungen indirekter Emissionen werden zwischen Verbrauchern und Erzeugern eins zu eins ausgeglichen.

**Ansatz 4:** EU-weites Benchmarking: Spezifische Emissionswert multipliziert mit dem Output, wobei eine akzeptable und ausreichende Kategorisierung zu Grunde gelegt wird.

Beachtet werden sollte, dass bei den Ansätzen 1-3 die Gesamtmenge auf Basis der Verteilung des nationalen Klimaschutzprogrammes festgelegt wird (z. B. Orientierung an der Selbstverpflichtung) und die für die eingebundene Industrie zur Verfügung stehende Menge in allen drei Varianten gleich hoch ist. Beim Benchmarking wird hingegen auf einen Erfüllungsfaktor verzichtet.

\* Der **Erfüllungsfaktor** entspricht der notwendigen Saldierung, damit die Gesamtmenge, die für die verpflichteten Branchen zur Verfügung steht, mit der Emissionensmenge, die über die jeweilige Formel errechnet werden, übereinstimmen. Der Erfüllungsfaktor kann variiert werden, um nationale, sektorale und branchenspezifische Besonderheiten zu berücksichtigen.

Für Rückfragen steht Ihnen Frau Betz gerne zur Verfügung (0721/6809249 oder [betz@isi.fhg.de](mailto:betz@isi.fhg.de)). Ferner würden wir Sie bitten, den Fragebogen bis zum **19. August 2002** an [betz@isi.fhg.de](mailto:betz@isi.fhg.de) oder das AGE-Büro zu schicken.

**Herzlichen Dank fürs Mitmachen!!**



Wie wirken sich Ihrer persönlichen Meinung nach die verschiedenen Allokationsansätze hinsichtlich der verschiedenen Kriterien aus und wie beurteilen Sie die Gewichtung der Kriterien? Kommentare können mit Angabe des betreffenden Kriteriums unter der Tabelle angemerkt werden.

Evaluierungskriterium	Ansatz 1					Ansatz 2					Ansatz 3					Ansatz 4					Gewichtung der Kriterien							
	0	1	2	3	4	5	0	1	2	3	4	5	0	1	2	3	4	5	0	1	2	3	4	5	0	+	+	++
0 = weiss nicht bzw. - = irrelevant; 1 (sehr zutreffend, positiv); 5 (wenig zutreffend, negativ) + = wichtiges Kriterium; +++ = wichtigstes Kriterium																												
1. Vermeidung von Wettbewerbsverzerrungen																												
2. Berücksichtigung von Early Action																												
3. Problemlose Einbeziehung von Neuemittenten																												
4. EU-weite Anwendbarkeit																												
5. Beihilferechtlich unproblematisch																												
6. Berücksichtigung sektoraler Struktureffekte																												
7. Berücksichtigung technologischer Potenziale																												
8. Verfügbarkeit der Daten im Unternehmen																												
9. Geringer Aufwand für Unternehmen																												
10. Geringer Aufwand für Behörden / Externe																												
11. Kompatibilität mit bisherigen nationalen Klimaschutzinstrumenten (SVE, Öko-Steuer)																												

Kommentare und Anmerkungen:

---

© AGE: Arbeitsgruppe Emissionshandel zur Bekämpfung des Treibhauseffektes, Berlin

Erstellt von Unterarbeitsgruppe II Allokation;

## Anhang 3: Datenverfügbarkeit: Bewertung verschiedener Annex I-Anlagen

### Feuerungsanlagen

Die Daten liegen anlagengenau vor und eine Bilanzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen kann nach o. g. Methodik erfolgen.

Es gibt z. B. in Sachsen-Anhalt keine verlässlichen Daten für Feuerungsanlagen im Basisjahr 1990. Für Großfeuerungsanlagen liegen auf der Grundlage der Anzeigen nach 13. BImSchV ab 1991 genauere Daten vor.

### Steine und Erden, Glas, Keramik, Baustoffe - Anlagen der Nr. 2 des Anhangs zur 4. BImSchV (Zementwerke, Kalköfen, Ziegelwerke und Glasanlagen)

Bei den o.g. Anlagen muss zwischen Brennstoff-CO<sub>2</sub> und CO<sub>2</sub>-Menge aus dem eingesetzten Rohstoff unterschieden werden.

### Kalk- und Zementwerke

Die Zementwerke haben mit Abstand den größten Anteil an CO<sub>2</sub>-Emissionen, gefolgt von den Kalkbetrieben der Sodawerke.

-Es ergibt sich bezüglich des Rohstoff-CO<sub>2</sub> z. B. bei Anlagen zur Herstellung von Zement und Anlagen zum Brennen von Kalk außerdem die Notwendigkeit, zwischen Anlagen zur Herstellung eines verkaufsfähigen Produktes und Anlagen, die Zwischenprodukte für die Herstellung eines anderen Erzeugnisses einsetzen (z. B. Kalk bei Sodawerken, Zuckerfabriken und auch Zellstoffwerke) zu unterscheiden.

Beim Einsatz von Kalk als Zwischenprodukt wird neben dem Kalk auch das entstehende CO<sub>2</sub> als Prozessgas benötigt. Somit ergibt sich ein unterschiedliches Emissionsverhalten. Während bei den Zement- und Kalkwerken die gesamte CO<sub>2</sub>-Menge in die Atmosphäre geleitet wird, ist das emittierte CO<sub>2</sub> bei den anderen hier genannten Anlagen wesentlich geringer. Wie hoch der Anteil im Einzelnen ist, bedarf noch einer Klärung. So sollen z. B. in der Zuckerindustrie mehr als 90 % des erzeugten CO<sub>2</sub> bei der Zuckerreinigung Verwendung finden.

Die Auswertung der Daten der Emissionserklärung ergab, dass das Brennstoff-CO<sub>2</sub> gegenüber dem aus dem Kalkstein stammenden CO<sub>2</sub> nur etwa ein Drittel ausmacht. Im Einzelnen stellt sich dies wie folgt dar

	1996	1992
Zementherstellung:	37 %	46 %
Sodaherstellung:	23 %	21 %
Zuckerherstellung:	29 %	--

### - Glasschmelzanlagen

Neben den CO<sub>2</sub> -Emissionen nur aus dem Brennstoff entsteht bei Anlagen zur Herstellung von Glas CO<sub>2</sub> aus der Zersetzung von Zuschlagstoffen des Gemenges NaCO<sub>3</sub>. Die Rohstoff-CO<sub>2</sub>-Emissionen betragen ca. 15 % der Brennstoffemissionen.

## **Anhang 4: Prozessbedingte Emissionen**

### **Zu 1): Was sind prozessbedingte Emissionen ?**

Prozessbedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen entstehen bei der Herstellung eines bestimmten Produktes zwangsläufig, unabhängig davon, mit welchen Energieträgern eine für diesen Prozess erforderliche zusätzliche Versorgung mit thermischer Energie erfolgt.

Beispiele für das Auftreten solcher Emissionen sind die im Rahmen des RL-Entwurfes relevanten Prozesse zur Herstellung von Zement oder Kalk.

Ausschließliche Basis beider Prozesse ist die zwangsläufige Umwandlung des in den Rohstoffen enthaltenen Kohlenstoffs zu CO<sub>2</sub>:

Kalk:  $\text{CaCO}_3 > \text{CaO} + \text{CO}_2$

Zement: (Qualitative Summenformel)  $\text{CaCO}_3 + \text{Aluminiumsilikate} > \text{CaO} + \text{SiO}_2 + \text{Al}_2\text{O}_3 + \text{CO}_2$

### **Zu 3): Wie sollen prozessbedingte Emissionen behandelt werden ?**

Eine Herausnahme prozessbedingter Emissionen aus der RL ist logisch ebensowenig zu rechtfertigen wie eine grundsätzlich kostenlose Zuteilung von Emissionsrechten, denn dann müsste konsequenterweise die CO<sub>2</sub>-Emission von Verbrennungskraftwerken als „prozessbedingt“ ebenso herausgehalten werden wie praktisch jede Emission anderer THG (Methan etc.).

Die UN-Klimarahmenkonvention vom 09.05.1992 nennt in Art. 4 (1) als Verpflichtung aller Vertragsparteien die „ ... Verringerung anthropogener Emissionen von ... Treibhausgasen in allen wichtigen Bereichen, namentlich ... Industrie ...“. Dabei bedeutet gemäß Art. 1 der Konvention „Emission die Freisetzung von Treibhausgasen oder deren Vorläufersubstanzen in die Atmosphäre ....“.

Als klimarelevant müssen daher sämtliche Quellen – also auch Prozess-Rohstoffe – gelten, die ihren C-Gehalt nicht aus dem gegenwärtigen Kohlenstoff-Kreislauf zwischen Atmosphäre und Biosphäre bezogen haben, sondern aus fossilen

Ablagerungen, und damit zur Netto-Freisetzung von C in die Atmosphäre beitragen. Darunter fällt dann auch das aus natürlichen Vorkommen gewonnene CaCO<sub>3</sub> in den Rohstoffen für Zement und Kalk.

Die von der dänischen Ratspräsidentschaft in der Fassung des RL-Entwurfes vom 09.09.2002 vorgeschlagene Formulierung des Abschnittes (3) des Annexes III „Quantities of allowances ... consistent with the potential ... of activities“ gibt aber durch den impliziten Einschluss wirtschaftlicher Gesichtspunkte dem Staat die Möglichkeit, die Betreiber von Anlagen mit vergleichsweise hohen spezifischen Prozessemissionen durch angemessene Zuteilung dauerhaft kostenloser Zertifikate zu entlasten.

#### **Zu 4): Was bedeutet Speicherung von prozessbedingtem CO<sub>2</sub> in Folgeprodukten ?**

Anlageninterne Bindung von CO<sub>2</sub>, das aus einem Produktionsprozess emittiert wird, in einem anderen Produktionsprozess bedeutet ein Fernhalten von CO<sub>2</sub> aus der Atmosphäre und damit ein Vermeiden von Treibhauseffekten (in gleicher Weise wie etwa eine Ablagerung von verflüssigtem CO<sub>2</sub> z. B. in unterirdischen Lagerstätten).

Als Emission im Sinne der RL darf also nur der Teil an CO<sub>2</sub> angesehen werden, der als freies Treibhausgas in die Luft emittiert wird.

Dazu folgende Beispiele:

Eine Bindung von CO<sub>2</sub>, das aus dem Brennen von Kalkstein (CaCO<sub>3</sub>) zu gebranntem Kalk (CaO) entsteht, im Reinstprodukt PCC (Präzipitiertes Calcium-Carbonat) muss also im Rahmen der RL als entsprechende Minderung der andernfalls erfolgenden Netto- CO<sub>2</sub>-Emission der Kalkanlage behandelt werden.

Entsprechendes gilt auch, wenn Produkt- CO<sub>2</sub> aus dem Kalkstein-Brennen als Differenz- CO<sub>2</sub> im Soda-Produktionsprozess eingesetzt wird (im Soda-Summenprozess  $2 \text{ NaCl} + \text{CaCO}_3 > \text{Na}_2\text{CO}_3 + \text{CaCl}_2$  wird das CO<sub>2</sub> im Kreis geführt; allerdings gibt es Verluste durch Nebenproduktströme).

Das Monitoringsystem muss hierfür geeignete Berechnungsmethoden enthalten.

**Zu 5): Führt unterschiedliche Rohstoffwahl zu unterschiedlichen Prozess-emissionen ?**

Änderungen der Rohstoffbasis führen beispielsweise bei Zement oder Kalk zu keinen wesentlichen Änderungen der direkten Prozessemission bei gleicher Produktqualität (Quelle: BBSH, Bad Hersfeld):

- Zement:

Die Festigkeitsklasse des Zements wird wesentlich durch den CaO-Gehalt und durch die Mahlfineinheit definiert. Hoher CaO-Gehalt führt ebenso zu hoher Produktqualität wie hohe Mahlfineinheit.

Das CaO entstammt dabei (nahezu) vollständig dem Calciumcarbonat der Basisrohstoffe. Variationen der Rohstoffwahl ändern daran nichts.

- Kalk:

Beim gebrannten Kalk läuft die CO<sub>2</sub>-Abgabe gleichfalls parallel zum CaO-Gehalt des Grundstoffes Calciumcarbonat. Auch hier ändern Variationen der Rohstoffwahl nichts an der Emission.

Signifikante Unterschiede im CaO-Gehalt bei „hydraulischen Kalken“, bei denen Teile des CaO durch SiO<sub>2</sub> ersetzt sind, widersprechen dem nicht, da es sich um andere Produkte handelt.

Indirekt, d. h. über den Energiebedarf des Prozesses, können allerdings Unterschiede infolge der Notwendigkeit entstehen, flüchtige Verbindungen in den Prozesskreisläufen abzusenken: Erzwingen hohe Alkaligehalte des eingesetzten Kalks oder Kalkmergels eine Ausschleusung von rezykliertem Ofengas am Ofeneinlauf, gehen Wärme und Material (Staub) verloren, was den spezifischen Energieverbrauch für das Produkt Zementklinker erhöht.

Hier bieten sich für die Anlagenbetreiber, die im Verbund mit eigenen Steinbrüchen arbeiten, kaum Reduzierungspotentiale, wenn sie nicht auf andere Steinbrüche unter entsprechender Kostenerhöhung ausweichen wollen.

**Zu 6): Führt unterschiedliche Prozessgestaltung zu unterschiedlichen Prozess-emissionen ?**

Im eigentlichen Prozess nahezu nicht; denn die Prozesse liegen gemäß Ziffer 1) fest. Die einzige wesentliche Möglichkeit liegt in der Schaffung von Koppelprozessen mit dem Einbau von CO<sub>2</sub>-Senken gemäß Ziffer 4).

Daneben kann z. B. in geringem Umfang – gemäß Ziffer 5) – der CaO-Gehalt in Zementen zugunsten höherer Mahlfineinheit abgesenkt werden, um gleiche Produktqualität zu erreichen.

### **Zu 7): Ermöglicht unterschiedliche Prozessgestaltung geringere energetische Emissionen ?**

In verfahrenstechnischen Anlagen sind entsprechende Ansätze gegeben.  
Beispiele:

Der Einsatz der Vorwärmung bei Zement und Kalk sowie der Präkalzination bei Zement bestimmt wesentlich die energetische CO<sub>2</sub>-Emission:

- Zement:

Der Weg hat von langen Nassöfen über lange Trockenöfen zu Vorwärmern und zur Präkalzination geführt. Stand der Technik sind mehrstufige Zyklonvorwärmer mit Vorkalzination. Maximale Ausnutzung der Wärme aus dem Hauptbrenner im Vorwärmer sowie die Vorkalzination führen zu kleineren Drehöfen mit geringerem Energieverbrauch.

- Kalk:

Auch hier führte bei der Verwendung von Drehöfen der Vorwärmereinsatz zu geringeren spezifischen Energieverbräuchen.

Der spezifische Wärmeaufwand bei Schachtofen liegt noch tiefer. Allerdings nutzen solche Öfen auch nur einen geringeren Anteil der nutzbaren Kornfraktionen des Rohsteins und führen zu ungleichmäßiger Qualität des Produktes. Damit ist eine andere Produktklasse gegeben.

Für Betreiber alter Öfen ohne Vorwärmung und Präkalzination sind damit erhebliche Emissions-Reduktionspotentiale gegeben.

## **Anhang 5: Brennstoffänderungen und Mischfeuerungen**

### **Zu 1): Wie sind Brennstoffänderungen / Mischfeuerungen definiert ?**

Die Brennstoffversorgung einer Anlage wird geändert durch vollständigen Übergang zu weniger klimarelevanten Brennstoffen oder Mitverbrennung solcher Brennstoffe.

Beispiele für solche Änderungen: Ersatz von Kohle durch Erdgas, Erdöl, nachwachsende Rohstoffe, Abfallbrennstoffe oder Zumischung solcher Brennstoffe zur Kohle. Als klimarelevant gelten dabei Brennstoffe, die ihren C-Gehalt nicht aus dem gegenwärtigen Kohlenstoff-Kreislauf zwischen Atmosphäre und Biosphäre bezogen haben, sondern aus fossilen Ablagerungen, und damit zum Netto-Eintrag von C in die Atmosphäre beitragen.

### **Zu 2) Wie soll mit der Erstallokation für solche Feuerungen verfahren werden ?**

Die Erst-Allokation darf nicht aus der Wahl des denkbar emissionsärmsten Brennstoffs abgeleitet werden, sondern muss auf dem bisherigen Brennstoff aufsetzen:

Jede Brennstoffänderung ist in der Regel mit wesentlichen Aufwendungen verbunden, so dass ein Zwang zum Wechsel auf den emissionsärmsten Brennstoff oder zum Erwerb entsprechender Mengen von Zertifikaten für die betreffende Anlage ruinös wäre. Die Allokation von Zertifikaten darf daher zwar einen Anreiz zum sparsamen Einsatz von Brennstoffen oder zu moderaten Brennstoffänderungen geben, aber nicht aus theoretischen Substitutionspotenzialen abgeleitet werden.

### **Zu 3): Wie lange soll eine Brennstoffänderung honoriert werden ?**

Die UAG II hat hierfür noch keinen Vorschlag erarbeitet. Generell empfiehlt es sich aber, Modelle zu entwickeln, die nicht durch starre Grenzen zwischen den Perioden der RL negative Anreize für Brennstoffänderungen geben:

Eine Brennstoffänderung während einer Kyoto-Periode wird durch die Einsparung einer entsprechenden Menge an Emissionen und die zugehörige Verkäuflichkeit von Zertifikaten honoriert. Findet dieser Wechsel am Beginn einer Periode statt,

erfolgt also die zugehörige Ernte während der gesamten Periode, kann es wirtschaftlich denkbar sein, bei der Zertifikatzuteilung für die darauffolgende Periode zumindest teilweise die spezifischen Emissionen nach Brennstoffänderung zu berücksichtigen. Findet der Wechsel später statt, muss bei der Zuteilung für die Folgeperiode von einem, bezogen auf den Fünfjahreszeitraum, anteilig ermittelten Mischwert ausgegangen werden; denn wenn die Zuteilung des Wertes nach Brennstoffänderung ohne Rücksicht auf den Zeitpunkt der Umstellung erfolgen würde, wäre ein massiver Anreiz für die Anlagenbetreiber gegeben, eine Brennstoffänderung in die jeweilige Folgeperiode hinauszuzögern.

#### **Zu 4): Wie soll mit Anlagen umgegangen werden, die optional gefeuert werden können ?**

Anlagen, bei denen der Stand der Technik einen Wechsel zwischen verschiedenen Brennstoffen oder eine Mischung solcher Brennstoffe ohne nennenswerten Aufwand an der Anlage selbst ermöglicht, sollten eine Zuteilung des spezifischen Emissionswertes (benchmark) nach dem Mittel der in der jeweiligen Industrie aktuellen Werte erhalten.

Als Benchmarks für Zementanlagen können z. B. Standards für einen Brennstoff-Mix berücksichtigt werden, die von der Working Group Cement (WGC) des WBCSD (World Business Council on Sustainable Development) erarbeitet worden sind.

Eine Fundstelle dafür ist [www.ghgprotocol.org/standard/tools.htm](http://www.ghgprotocol.org/standard/tools.htm).

Im dortigen „The Cement CO2 Protocol“ vom 19.10.01 werden drei Kategorien für Brennstoffe aufgestellt:

- Direkte fossile Brennstoffe: Kohle, Petrolkoks, Erdöl, Erdgas, (Öl)Schiefer;
- Alternative Brennstoffe mit fossiler Basis: Altreifen, Altöl, Kunststoffe, Lösungsmittel, imprägnierte Sägespäne etc.;
- Alternative Brennstoffe mit Biomasse-Basis: Holzabfälle, Klärschlamm, Papier, Karton, Tierfutterreste, landwirtschaftliche Abfälle, Hygiene-Abfälle etc.

Dabei werden die beiden ersten Kategorien als uneingeschränkt emissionsrelevant behandelt. Die dritte Kategorie wird hinsichtlich ihrer CO<sub>2</sub>-Emissionen nur statistisch geführt, aber aus der Berechnung der relevanten Emissionen ausgeschlossen.

Interessant ist die Behandlung von Abfall-Brennstoffen, die sowohl fossile als auch nichtfossile Anteile enthalten, durch die WGC:

Sie nennt z. B. imprägniertes Sägemehl und empfiehlt,

- gewichtete Emissionsfaktoren, gemessen am fossilen Anteil des Kohlenstoffs zu bestimmen,
- bei starker Schwankung „konservativ“ vorzugehen und zu 100 % fossile Anteile anzusetzen.

(Ähnliches kann für gemischte Papier- und Kunststoff-Abfall-Pellets oder für beladene Bleicherde gelten, die aus Reinigungsvorgängen von biogenen oder nicht biogenen Ölen resultiert.)

Zugleich gibt die WGC unter der genannten Fundstelle Standard-Emissionsfaktoren für die Brennstoffe in den genannten Kategorien an.

### **Zu 5): Wie soll mit Biomasse umgegangen werden, die nach dem EEG gefördert wird ?**

Biomasse ist für Mischfeuerungen nach EEG von vornherein nicht relevant. Selbst völliger Übergang zu Biomasse im Sinne des EEG ist derzeit durch die RL nicht berührt:

- Das EEG regelt in § 2 (1), dass in seinen Anwendungsbereich „Strom, der ausschließlich (!) aus ... Biomasse ... gewonnen wird ...“, fällt und dass das BMU „durch Rechtsverordnung ... erlassen (wird), welche Stoffe und technischen Verfahren bei Biomasse in den Anwendungsbereich des Gesetzes fallen ...“.
- Die entsprechende Biomasseverordnung regelt in
  - § 3, 1., dass fossile Brennstoffe nicht als Biomasse im Sinne dieser Verordnung gelten,
  - § 4, (3), dass in Feuerungsanlagen bis zu 10 % auch Klärgas oder Synthesegas verbrannt werden darf, wenn es aus Klärschlamm erzeugt worden ist.
- Eine Förderung von Biomasse-Feuerungen entfällt daher, sofern in ihnen in irgendeinem Umfang fossile Brennstoffe verbrannt werden.

Ein Übergang zu Biomasse im Sinne des EEG kann also nur bei völligem Brennstoffwechsel relevant werden.

Für die Zuteilung von Emissionsrechten zu entsprechenden Anlagen kommt es darauf an, ob sie der RL-Bestimmung gemäß Annex III (4) unterliegen. Laut dieser Bestimmung sollte nach der ursprünglichen Fassung dort keine Zuteilung erfolgen, wo Emissionen abzudecken sind, die als Folge einer Gemeinschaftsgesetzgebung über regenerative Energien in der Stromproduktion sowieso reduziert oder eliminiert werden sollen.

Das EEG stellt aber (noch) keine Gemeinschaftsgesetzgebung dar. Insofern erscheint Förderung nach dem EEG derzeit auch bei völligem Brennstoffwechsel als für die RL nicht relevant.

Unabhängig davon hat sich diese Frage voraussichtlich dadurch erledigt, dass in der Neufassung des Abschnittes (4) des Annex III der RL gemäß Vorschlag der dänischen Ratspräsidentschaft mit Stand vom 09.09.2002 die ursprünglich enthaltenen Bezüge auf „Community legislation on renewable energy“ entfallen sind.

### **Zu 6): Wie weit kann man in Prozessanlagen Brennstoffe problemlos substituieren ??**

Zement- und Kalkanlagen können theoretisch vollständig durch Öl, Gas oder Abfallbrennstoffe befeuert werden. Deren Einsatz ist allerdings durch verfahrens- und umwelttechnische Gründe begrenzt. Daher werden z. B. der deutschen Zementindustrie nur etwa 13 % des Gesamtenergiebedarfs durch Sekundärbrennstoffe substituiert.

In Zement- und Kalkanlagen ist der üblicherweise eingesetzte Braunkohlestaub theoretisch vollständig durch Öl, Gas oder Abfallbrennstoffe zu substituieren.

Feste Sekundärbrennstoffe werden dabei üblicherweise zur Rohstoffmühle geführt. Hochwertige Brennstoffe werden direkt in der Hauptfeuerung verbrannt. Niederkalorische oder stückige Sekundärbrennstoffe werden am Ofeneinlauf zugegeben.

Bei diesen Sekundärbrennstoffen handelt es sich unter anderem um Braunkohle-Rostasche, Bleicherde, Abfall-Leichtfraktionen (geschredderte Plastik- und Papierabfälle), Klärschlamm, geschredderte Eisenbahnschwellen, Altreifen, Kabelmäntel und Altöl.

Der Einsatz von Sekundärbrennstoffen, insbesondere Altreifen ist allerdings durch verfahrens- und umwelttechnische Gründe begrenzt (Quellen: ETRA, Polysius):

- Aufgrund des Eisengehaltes der Reifen können höchstens 20 % der in Zementwerken benötigten Energie durch Altreifen gedeckt werden.
- Außerdem stellt die Altreifenverbrennung durch den sehr hohen Schwefelgehalt des vulkanisierten Gummis hohe Anforderungen an die Rauchgasreinigung.
- Chlorhaltige Brennstoffe gefährden die Zementqualität durch das Entstehen von Alkali-Chloriden und führen oberhalb bestimmter Anteile zu Anbackungen in den Kreisläufen und zu Verstopfungen in den Zyklonabscheidern.
- Zugleich muss der Heizwert der Sekundärbrennstoffe hoch genug sein, um die für das „Garbrennen“ des Zementklinkers notwendige Prozesstemperatur von mindestens 2000°C zu gewährleisten.

In der Praxis werden (Stand 1997) nur etwa 13 % des Gesamtenergiebedarfs der deutschen Zementindustrie durch Sekundärbrennstoffe substituiert.

Der Einsatz von Sekundärrohstoffen, die gleichzeitig der Energieversorgung und der Versorgung des Prozesses mit mineralischen Anteilen genügen sollen (z. B. Braunkohle-Rostasche), bedingt zum Teil erhebliche Mehraufwendungen an den Anlagen. Beispiel Zementanlage Rüdersdorf: Dort ist eine zirkulierende Wirbelschicht eingesetzt worden, um durch unterstöchiometrische Verbrennung dieser Asche den Wärmeinhalt und die mineralischen Anteile dem Brennprozess auf unterschiedlichen Wegen zuführen zu können. An dieser Anlage werden ca. 5 % des Rohmaterials und 25 % des Brennstoffbedarfs durch Sekundärrohstoffe abgedeckt (Quelle: UMWELT 09/97).

Nach Angabe von Polysius gibt es keine öffentlichen statistischen Daten über Grenzen und tatsächliche Einsätze von Sekundärbrennstoffen in Steine-Erden-Anlagen, da die entsprechenden Betriebsweisen, die in engem Zusammenhang mit der Produktqualität stehen, Betriebsgeheimnisse auf den stark umkämpften Märkten dieser Branche darstellen.

Diese Feststellung wird bekräftigt in der Studie „Our agenda for action“ seitens des WBCSD und der „Cement sustainability initiative“ vom Juli 2002. Dort heißt es im Kapitel „Fuels and raw materials“ unter „using waste“: „Individual cement companies are already working on these, and there is much competitive advantage to be gained. ... Many companies already have guidelines ... the

content of the guidelines and the materials they refer to varies from company to company and is generally not a matter of public record.“

### **Zu 7): Wie weit kann man in Kohlekesseln Bio/Abfall-Brennstoffe problemlos einsetzen ? ?**

Die Mitverbrennung von Bio/Abfallbrennstoffen in fossil beheizten Kesseln ist theoretisch bis zu einem Leistungsanteil von 80 - 100 % möglich. Wirtschaftliche Gründe begrenzen an deutschen Anlagen diesen Leistungsanteil aber auf etwa 5 %.

(Quelle: Babcock Borsig Power)

#### **7.1) Mitverbrennung ist relevant nur in Kesseln mit Schmelzfeuerungen:**

In Deutschland geht bei trockenentaschten Anlagen (untere Leistungsklasse) sofort das Normaschezertifikat verloren, wenn von dem ursprünglichen Antragsbrennstoff abgewichen wird. Ein Genehmigungsverfahren für Zusatzbrennstoffe wäre teuer, langwierig und endete möglicherweise mit einem negativen Bescheid, so dass Modebrennstoffe, wie Tiermehl, z. Z. vorrangig in Schmelzkammern (d. h. Kraftwerken in der Leistungsklasse ab 100 MW elektrisch oder ca. 250 MW thermisch aufwärts) verbrannt werden. (Im Ausland besteht diese Einschränkung hinsichtlich der Ascheverwertung für die Mitverbrennung von Bio-/Abfallbrennstoffen nicht.)

#### **7.2) Mehrkosten entstehen im wesentlichen bei der Brennstoffaufbereitung/zuführung:**

Bei vielen Bio-/Abfallbrennstoffen ändern sich Luftbedarf, Zündverhalten, Abbrandverhalten und Rauchgasmassenstrom im Vergleich zu normalen Kohlen nur wenig, so dass sich die Feuerungs- und Wärmetechnik der Kohlekessel durch Mitverbrennung von Bio-/Abfallbrennstoffen im Allgemeinen nicht sonderlich beeindrucken lässt. Anders sieht es allerdings bei der Aufbereitung der Rohbrennstoffe in der Mahlanlage aus. Die meisten Bio-/Abfallbrennstoffe zeigen ein völlig anderes Zerkleinerungs- und Trocknungsverhalten als Kohlen, was dazu führt, dass die je Mühle max. durchsetzbare thermische Leistung in der Regel zurückgeht und auch die Mahlung nicht zufriedenstellend funktioniert. Deshalb werden die Bio-/Abfallbrennstoffe oftmals bereits staubförmig angeliefert und direkt in den

Sichteraustritt eingebracht oder über nachgerüstete Staubleitungen und Brenner in den Feuerraum eingedüst.

An dieser Stelle ergeben sich also meist Durchsatzprobleme oder Nachrüstaufwand. Der bezahlbare Umfang der Nachrüstinvestition richtet sich stark nach den Brennstoffkosten.

(In Holland wird die Biomasse-Mitverbrennung so stark subventioniert, dass holländische Betreiber den Biomasse-Anteil in fossil beheizten Kraftwerken mittelfristig auf 40 % anheben wollen. Dazu werden sogar einzelne Biomasse-Mühlen nachgerüstet. An anderer Stelle wird ein ölgefeuerter Kessel auf Bioöl umgestellt, was nach ersten Infos praktisch ohne grössere Einschränkungen vonstatten gehen kann.)

### 7.3) Auswirkungen auf Lebensdauer / Umweltverhalten:

Einige Inhaltsstoffe oder Besonderheiten der Bio-/Abfallbrennstoffe können, hauptsächlich durch Standzeitverringerung und Emissionszunahme, zu einer starken Beschränkung des Leistungsanteils dieser Brennstoffe auf in der Regel < 5 % führen.

Beispiele:

- Hoher Phosphoranteil (z. B. Tiermehl, Klärschlamm) führt zu Schäden in der keramischen Auskleidung von Brennkammern und zur Deaktivierung von DeNOx-Katalysatoren.
- Hohe Chloranteile (z. B. Tiermehl) können Korrosionen im Feuerraum und in den Nachschaltheizflächen verursachen.
- Niedrige Aschegehalte (z. B. in Holzpellets) führen zu hohen Gehalten an Unverbranntem in der Flugasche (Problem der Deponiefähigkeit !).
- Hohe Stickstoffgehalte (z. B. in Sonnenblumenpellets) führen zur Erhöhung der NOx-Emission.

### Zusammenfassende Wertung Punkt 7):

- Die Mitverbrennung von Bio/Abfallbrennstoffen in fossil beheizten Kesseln wäre aus wärme- und feuerungstechnischer Sicht in der Regel bis zu einem Leistungsanteil von 80 - 100 % möglich.
- Die Lagerung, Förderung und Vermahlung der Brennstoffe bzw. die Nachrüstung zugehöriger externer Systeme (Anlieferung von Fertigbrennstoff) begrenzt aber den Einsatz der Bio-/Abfallbrennstoffe wegen der erforderlichen Investitionen auf Leistungsanteile < 40 %.
- Selbst dieser Anteil ist real oft nicht darstellbar, weil die Inhaltsstoffe der Bio-/Abfallbrennstoffe zu inakzeptablen Standzeitverringerungen oder

Emissionsverschlechterungen führen, so dass an deutschen Anlagen Leistungsanteile um die 5 % wohl der häufigste Fall sind.

- Bei trockenentaschten Anlagen liegt der Leistungsanteil aus den unter 7.1) genannten Gründen in der Regel bei Null, wenn die Asche vermarktet werden soll.

### **zu 8) Wie weit ist Kohle in Kesseln durch fossile Anfahrbrnstoffe (Öl/Gas) substituierbar ?**

(Quelle: Babcock Borsig Power)

Es gibt keine prozessbedingte Grenze der Substitution von Kohle durch Öl oder Gas in Kesseln. Der finanzielle Aufwand ist jedoch erheblich:

Kohlekessel, insbesondere die weit überwiegend eingesetzten Großkessel mit Staubfeuerungen, werden beim Anfahren und beim Teillast-Betrieb unterhalb etwa 30 % ihrer Nominalleistung mit Öl oder Gas („Anfahrbrnstoffe“) betrieben, da erst oberhalb dieser Grenze ein stabiler Betrieb mit Kohle möglich ist.

Sie können auch zu 100 % mit Öl oder Gas betrieben werden. Der finanzielle Aufwand ist jedoch erheblich:

- Bei vollständiger Substitution der Kohle durch Öl oder Gas müssen die Brenner einschließlich der gesamten Brennstoffversorgung (Rohrleitungen, Pumpen, Armaturen, etc.) ausgetauscht werden.
- Grundsätzlich muss bei einer Brennstoffänderung auch die Wärmetechnik des Kessels überprüft werden. In der Regel ist bei Öl-/Gasfeuerungen die erzeugte Rauchgasmenge niedriger als bei Kohlefeuerungen. Um die erforderlichen Dampfparameter des Kessels einzuhalten und die Temperaturen in der Brennerzone zu begrenzen, ist daher die zusätzliche Installation eines Rauchgasrezirkulationssystems erforderlich.