

# Handbuch Grundlagen und Praxis des Emissionshandels

Carl Heymanns Verlag

– Auszug: Beitrag Knut Schrader/Ghada Selwan –

Erscheinungsdatum: Mitte 2005

## Kapitel 3: Emissionshandel in der Energiewirtschaft

### Literatur:

*Deutsche Emissionshandelsstelle*, Emissionshandel in Deutschland: Verteilung der Emissionsberechtigungen für die erste Handelsperiode 2005-2007, 20.12.2004; Peek et al., Modellgestützte Analyse der Auswirkungen des CO<sub>2</sub>-Zertifikatehandels auf die deutsche Elektrizitätswirtschaft, ZfE - Zeitung für Energiewirtschaft 28 (2004), Heft 1; Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates, 13.10.2003; Rowland et al. (Dresdner Kleinwort Wasserstein Research), Emission trading, 12.03.2003.

### I. Einleitung

In der Europäischen Union wird ab 2005 zum Klimaschutz ein Zertifikatemarkt für Treibhausgasemissionen etabliert. Mit den anstehenden Ersatzinvestitionen in den Kraftwerkspark der Bundesrepublik wird auch der Emissionshandel die Struktur der Energiewirtschaft in Deutschland verändern. Im Folgenden sollen nach einer Darstellung der erfolgten Allokation der ersten Periode und der entstehenden CO<sub>2</sub>-Märkte die wirtschaftlichen Aspekte von CO<sub>2</sub>-Minderungsmaßnahmen und der Einfluss des Emissionshandels auf die Einsatzplanung der Erzeugungsanlagen untersucht werden. Ferner werden die Anforderungen an ein CO<sub>2</sub>-Portfoliomanagement zur Handhabung der Risiken des Emissionshandels im CO<sub>2</sub>-Markt diskutiert. 1

### II. Allokation Periode 2005 bis 2007

Mit den Zuteilungsbescheiden der Deutschen Emissionshandelsstelle (DEHSt) vom Dezember 2004 werden in Deutschland in drei gleichen Tranchen von 2005 bis 2007 jeweils 495 Mio. t/a Emissionsberechtigungen ausgereicht werden. Der nationale Allokationsplan Deutschlands (Zuteilungsgesetz ZuG2007) für die erste Handelsperiode 2005-2007 ist durch folgende Zuteilungsregeln gekennzeichnet: 2

- Wahlrecht für Bestandsanlagen zwischen Grandfathering mit Erfüllungsfaktor 0,9709 und Benchmarkallokation nach Produktionsplänen für Strom und Wärme (sog. Optionsregel),
- bedarfsgerechte Ausstattung für Neuanlagen (Reserve mit Garantie),
- bedarfsgerechte Ausstattung für Prozessemissionen oberhalb einer Bagatellgrenze,
- Härtefallregelungen,

- Berücksichtigung frühzeitiger Emissionsminderungen (Early Action),
  - Sonderallokation KWK nach Produktionsplänen,
  - Übertragungsregel für Modernisierungen von Anlagen,
  - Sondermengen für den Atomausstieg,
  - zweiter Erfüllungsfaktor in Höhe von 0,9538 für Bestandsanlagen ohne Early Action bzw. ohne Härtefallregelung.
- 3 Die Optionsregel ist insbesondere für Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen vorteilhaft, da die Allokation mit Anwendung von zwei Benchmarks für Wärme und Strom die Effizienz der Koppelproduktion von Strom und Wärme abbildet. Die Benchmarks wurden auf der Basis vergleichbarer Technologien der ungekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung mit Emissionsfaktoren der nämlichen Brennstoffe bestimmt und auf prognostizierte Produktionspläne der Wärme- und Stromerzeugung bezogen. Für die Benchmarks waren im ZuG folgende Min- und Maxwerte vorgegeben:
- Stromerzeugung mit 365 bis 750 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>el</sub>
  - Prozesswärme mit 215 bis 290 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>el</sub>
  - Prozessdampf mit 225 bis 345 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>el</sub>
- Mit der Optionsregel können sich für effiziente KWK-Anlagen Zuteilungsmengen ergeben, die oberhalb der historischen Emissionen der Bezugsperiode lagen, was der Anreizwirkung einer Benchmarkallokation entspricht. Die zusätzliche Sonderallokation KWK in Höhe von 23 g CO<sub>2</sub>/MWh KWK-Strom nach KWK-Gesetz gleicht pauschal Nachteile der Wärmeerzeugung aus KWK aus (siehe auch Absatz 14) und ist mit einer überproportionalen Ex-post-Kontrolle ausgestattet, bei der nachträglich die KWK-Sonderallokation bei 1 % Unterschreitung der geplanten KWK-Stromerzeugung um 5 % gekürzt wird.
- 4 Die Aufteilung der erfolgten Allokationsmengen 2005 bis 2007 nach Sektoren und Zuteilungsregeln ist **Abbildung 1** zu entnehmen. In einer ersten Auswertung der erfolgten Allokation für 2005 bis 2007 in Deutschland sind folgende Aspekte herauszustellen:
- Die zugeteilten Emissionsberechtigungen teilen sich mengenmäßig zu ca. 79 % auf die Energiewirtschaft und zu ca. 21 % auf die Industrie auf.
  - Der überwiegende Teil von ca. 68 % der Allokationen erfolgte nach der Methode des Grandfathering.
  - Mit der Optionsregel wurden ca. 15 % der Emissionsberechtigungen für überwiegend kleinere Anlagen zugeteilt.
  - Von der Sonderregel Early Action entfallen ca. 84 % auf die neuen Bundesländer.
  - Die Allokationsmengen entsprechen weitgehend den von der DEHSt in Vorausschau angenommenen Mengen.

| <b>Sektoren</b>         |       | <b>mio t/3a</b> | <b>Anlagen</b> | <b>t/Anlage</b> |
|-------------------------|-------|-----------------|----------------|-----------------|
| Energiewirtschaft       |       | 1.171           | 1.236          | 947.411         |
| Industrie               |       | 314             | 613            | 512.235         |
| Gesamt                  |       | 1.485           | 1.849          | 803.137         |
| <b>Allokation</b>       |       | <b>mio t/3a</b> | <b>mio t/a</b> | <b>Anteile</b>  |
| Grandfathering          | mio t | 1008,7          | 336,2          | 67,9%           |
| Optionsregel            | mio t | 224,6           | 74,9           | 15,1%           |
| Early action            | mio t | 111,0           | 37,0           | 7,5%            |
| Prozessemissionen       | mio t | 71,0            | 23,7           | 4,8%            |
| Neuanlagen              | mio t | 63,8            | 21,3           | 4,3%            |
| Härtefall               | mio t | 2,4             | 0,8            | 0,2%            |
| KWK                     | mio t | 2,0             | 0,7            | 0,1%            |
| Atomkraftwerke          | mio t | 1,5             | 0,5            | 0,1%            |
| <b>Zuteilung gesamt</b> | mio t | <b>1.485,0</b>  | <b>495,0</b>   | <b>100,0%</b>   |

**Abbildung 1:** Allokation 2005 bis 2007 in Deutschland<sup>1</sup>

Es ist zur Zeit wegen der Einrede der EU noch in der Schwebe, ob die im ZuG2007 5 vorgesehene Ex-post-Kontrolle der Erfüllung der Produktionspläne bei der Optionsregel stattfindet. Durch den zweiten Erfüllungsfaktor ist die Gesamtmenge von 495 Mio. t/a auch ohne Ex-post-Kontrolle gewährleistet. Eine mögliche Kürzung der Zuteilungen im Rahmen der Ex-post-Kontrolle würde zu freigewordenen Zertifikaten bei der DEHSt führen, die der Reserve zugeführt oder vermarktet werden könnten.

Für die nationalen Allokationspläne der folgenden Perioden ist die jetzige Zuteilung 6 nicht maßgeblich, sondern jeweils neu zu verabschiedende Zuteilungsgesetze, wie ein ZuG2012 usw. Zur Abschätzung der Effekte zukünftiger Allokationen im Sinne einer längerfristigen Handlungsorientierung müssen die Anforderungen an die nationalen Allokationspläne nach Anhang III der EU-Richtlinie 2003/87/1234/1/ herangezogen werden. Danach ist auch bei zukünftigen Zuteilungen zu berücksichtigen:

- Die Allokation der Periode 2008-2012 muss Mitte 2006 festgelegt werden
- Auch die Emissionen der nicht dem Emissionshandel unterliegenden Anlagen sind zu berücksichtigen.
- Die technischen Potenziale der Emissionsminderung sind zu berücksichtigen.
- Die Zuteilung muss diskriminierungsfrei erfolgen.
- Die Bemerkungen der Öffentlichkeit sind angemessen zu berücksichtigen.
- Der Allokationsplan muss eine Liste der Anlagen mit den zugeteilten Mengen enthalten.

<sup>1</sup> Deutsche Emissionshandelsstelle, Emissionshandel in Deutschland: Verteilung der Emissionsberechtigungen für die erste Handelsperiode 2005-2007, 20.12.2004

Zur Vermeidung von Wettbewerbsnachteilen der teilnehmenden Unternehmen ist in Deutschland und auch EU-weit das Bestreben nach einer möglichst bedarfsgerechten Gratisausstattung der Unternehmen erkennbar.

### III. Emissionsmärkte

- 7 Die zur Zeit mit dem Emissionshandel entstehenden Emissionsmärkte sind nicht einheitlich. Die Mechanismen des Emissionshandels verfügen über vielfältige Zertifikate als Verbriefungen von Emissionsberechtigungen und erfolgten Emissionsminderungsmaßnahmen, die ihre jeweilige Herkunft erkennen lassen und ein exaktes Monitoring zur Überwachung der Transaktionen ermöglichen. Im Emissionshandel können folgende Zertifikate gehandelt werden:

Die Emissionserlaubnisse, die von den jeweiligen Regulatoren im Rahmen der nationalen Allokationen ausgegeben werden, sind:

- EUAs: "EU-Allowances": Zuteilung in nationaler Allokation an Emittenten zum Handel innerhalb der EU. Die EU-Allowances werden als EU 2005, EU 2006 und EU 2007 bezeichnet, wenn der vom Käufer zu benennende Liefertermin zwischen dem 01.03. des jeweiligen Jahres und dem 30.04. des Folgejahres liegt.
- AAUs: "Assigned Amount Units": Zuteilung an die Nationen zur Umwandlung in EUAs oder ERUs und zum Handel innerhalb der Annex B Staaten des Kyoto-Protokolls.

Mit den projektbezogenen Mechanismen im Emissionshandel können die folgenden Zertifikate entstehen, deren Wert nach der Linking Directive kompatibel mit den im Rahmen des Monitoring zu löschenden Emissionsberechtigungen ist:

- ERUs: "Emission Reduction Units" aus Emissionsminderungsmaßnahmen in Annex B Staaten nach Joint Implementation (JI). Die ERUs werden im Projekt aus AAUs oder RMUs umgewandelt. Die verfügbaren AAUs des Gastgeberlandes werden dadurch vermindert.
- CERs: "Certified Emission Reductions" aus Emissionsminderungsmaßnahmen von Annex B Staaten in Nicht-Annex-B-Staaten nach Clean Development Mechanism (CDM).
- tCERs: "Temporary CERs" für Aufforstung und Wiederaufforstung im Rahmen von CDM-Projekten, die in 2012 gültig sind.
- VERs: "Verified Emission Reductions" aus CDM-Projekten, die kompatibel sind, soweit eine schriftliche Bestätigung der Designated Operational Entity (Prüfungsunternehmen) über die verifizierten Emissionsminderungen des CDM-Projektes im angegebenen Zeitraum vorliegt. Sonstige von Dritten verifizierte VERs sind nicht kompatibel mit dem Kyoto-Protokoll.

Von bisher geringerer Bedeutung sind:

- RMUs: "Removal Units": Ablagerung von CO<sub>2</sub> in Senken (Herausnahme von CO<sub>2</sub> aus dem Kreislauf CO<sub>2</sub> - Biomasse - fossile Energieträger - Energieträgeraufbereitung + CO<sub>2</sub> - Verbrennungsenergie + CO<sub>2</sub>). Bisher gibt es keine konkreten Projekte.

- VTAs: "Vintage Tradeable Amounts": Ausschüttung der CERs-Zertifikate, die in dem verifizierten Zeitraum entstanden sind.

Es entstehen zur Zeit folgende **Märkte** für CO<sub>2</sub>-Emissionen:

8

- projektbezogene Emissionsminderungs-Transaktionen, bei denen ein Käufer ERUs, CERs oder VERs – allgemein auch ERs – aus einem Projekt erwirbt, das Treibhausgase vermindert (bilateraler OTC-Handel oder Joint Ventures),
- Emissionshandel mit zugeteilten EUAs oder AAUs nach dem Kyoto-Protokoll oder EUAs nach dem EU Trading Scheme (Börsenhandel oder OTC).

In den projektbezogenen Märkten ist Asien zur Zeit der größte Anbieter von ERs, dann Lateinamerika und Osteuropa. Fünf Länder (Indien, Brasilien, Chile, Indonesien und Rumänien) repräsentieren zwei Drittel des Angebots. Als Nachfrager treten sowohl Staaten als auch Unternehmen auf. Die Niederlande war mit dem ERUPT/CERUPT-Programm als Staat Vorreiter. Inzwischen gibt es auch konkrete Überlegungen in anderen Staaten, u. a. in Deutschland. Die Nachfrage ist auf der internationalen Ebene aktuell stark konzentriert. Japanische Firmen sind die größte Käufergruppe, gefolgt von dem "World Bank Carbon Finance Business" und der niederländischen Regierung (durch das CERUPT-Programm). 90 % der Nachfrage entfällt auf diese drei Marktteilnehmer. Aufgrund von erheblichen Risiken ist die direkte Beteiligung von Unternehmen an CDM-Projekten bisher eher zurückhaltend.

9

Grundsätzlich können alle Unternehmen Klimaschutzprojekte durchführen, selbst wenn sie nicht einer Verpflichtung zur Emissionsbegrenzung unterliegen, und die erzielten Emissionsminderungen auf dem entstehenden internationalen Markt verkaufen.

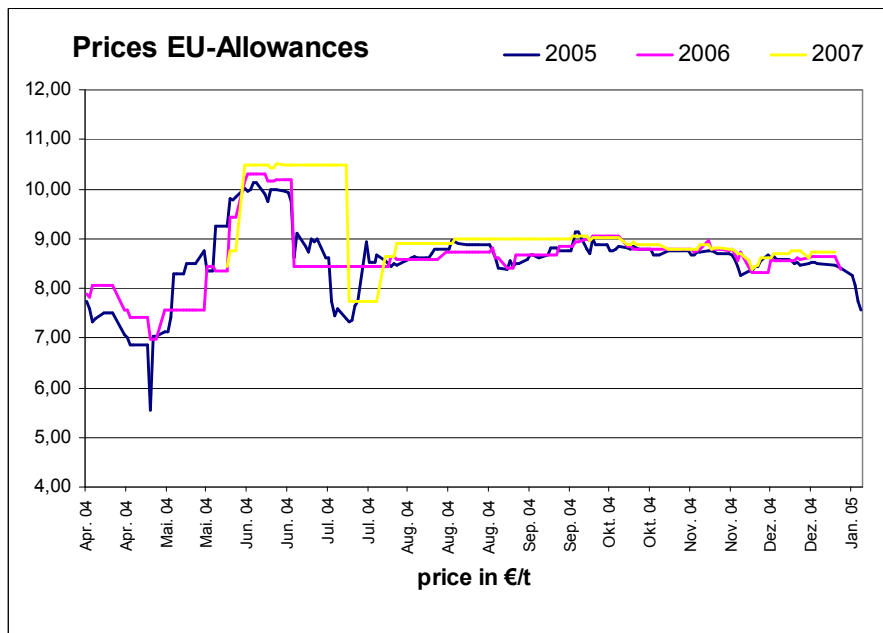
Es wurden bzw. werden derzeit mehrere Fonds angeschoben, an denen sich Unternehmen für den Erwerb von Emissionszertifikaten beteiligen können. Der Prototype Carbon Fund (PCF) ist ein Investmentfond zur Beteiligung von kleineren Unternehmen an CDM-Projekten, der von der Weltbank 1999 aufgelegt wurde (mit einem Volumen von 180 Mio. US-Dollar). Derzeit wird von der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) ein Klimaschutzfonds für die Beschaffung von Emissionszertifikaten initiiert. Die vertraglichen Arrangements und der Preis differieren stark nach der jeweiligen Übernahme der folgenden Risiken durch Käufer oder Verkäufer:

- das Projektrisiko, das heißt, ob das Projekt angemessen ausgeführt wird und die erwartete Anzahl von ERs produziert,
- das Kyotorisiko, dass ein CDM- oder JI-Projekt nicht nach den Anforderungen des Kyoto-Protokolls zertifiziert oder registriert wird.

Die Sicherheit ERs aus den angebotenen Projekten zu erhalten, bestimmt die Höhe ihres Preises. Marktteilnehmer erkennen preisbestimmende Faktoren anhand folgender Angaben:

- Bonität und Erfahrung des Projektsponsors und Erfolgsaussicht des Projekts,
- Vertrauen in die Qualität der laufenden Emissions-Asset-Managements und daher Lieferung von ERs während der Laufzeit des Projekts,
- Struktur des Vertrages (z. B. Spot im Vergleich zu Forward sowie der Zahlungsbetrag im Voraus und dessen angewandter Diskontsatz), einschließlich der Haftung des Verkäufers, falls er seine Lieferpflicht gemäß der Vertragsbindung nicht erfüllen kann,

- Validierungskosten und potentielle Zertifizierung.
- 10** Als Marktplätze für EUAs und AAUs haben sich die (Strom)Börsen in Leipzig, London und Amsterdam positioniert. Bisher werden in Leipzig die Preise (CO<sub>2</sub>-Index) innerhalb eines Händlerpools (6 Mitglieder) ermittelt, was OTC-Preisen entspricht. Die bisherigen Notierungen sind in **Abbildung 2** dargestellt.



**Abbildung 2:** Preise EU-Allowances

Der starke Preisabfall der Emissionsberechtigungen im März 2004 wird allgemein damit begründet, dass die in dieser Zeit ersten veröffentlichten Allokationspläne bzw. ihre Entwürfe eine weitreichende Ausstattung für die erste Periode, die nicht dem Kyoto-Mechanismus unterliegt, erkennen ließen.

- 11** Gegenüber dem Strommarkt weist der CO<sub>2</sub>-Markt folgende Besonderheiten auf:
- Unmittelbare europäische Dimension des Marktes mit problemloser Fungibilität der Produkte.
  - Das Produkt ist speicherfähig, und die Teilnehmer des Emissionshandel müssen nur wenige Transaktionen vornehmen, um die Anforderungen zu erfüllen. Durch die Zuteilung der Emissionsberechtigungen für das laufende Jahr (28.02.) vor dem Abgabetermin für das Vorjahr (30.04.) und die dadurch mögliche Verwendung von Zertifikaten des laufenden Jahres für das Vorjahr (Borrowing) ist in der Regel davon auszugehen, dass erst am 30.04.2008 die ersten definitiven Shortpositionen auftreten können.

- Es wird zunächst nur eine geringe Anzahl von Intermediären erwartet.
- Auch im Emissionshandel konzentrieren sich die überwiegenden Mengen auf die Verbundwirtschaft.
- Es wird erwartet, dass der Emissionshandel eine geringere Liquidität aufweist als der Stromhandel.

Zur Bewertung der Chancen und Risiken des Emissionshandels ist eine Prognose der CO<sub>2</sub>-Preisentwicklung unerlässlich. Da es bisher nur wenige Marktdaten gibt und die organisatorischen Rahmenbedingungen des Emissionshandels erst sukzessive geklärt werden, sind Forward Curves der CO<sub>2</sub>-Preise bisher nicht allgemein verfügbar. Charakteristisch für Angebot und Nachfrage im CO<sub>2</sub>-Markt sind: **12**

**Angebotsseite:**

- Die neuen Mitgliedsstaaten der EU haben ihre Reduktionsverpflichtungen bereits übererfüllt und erhalten mehr Berechtigungen, als die eigene betroffene Wirtschaft benötigt.
- Bezüglich der Möglichkeiten des Imports von den projektbezogenen Mechanismen CDM und JI ab 2008 werden die Rahmenbedingungen erst sukzessive geklärt, wobei die kürzlich in Kraft getretene "Linking Directive" der EU hierzu den Weg geebnet hat.

**Nachfrageseite:**

- Ein steigendes Dargebot der Wasserkraft in wasserreichen Jahren vermindert die Nachfrage.
- Steigende Atomstromerzeugung vermindert die Nachfrage
- Steigende EEG-Einspeisungen vermindern die Nachfrage.
- Durch steigende Energienachfrage steigen der CO<sub>2</sub>-Bedarf und die Nachfrage.
- Bei Überkapazität und steigenden Gas- und Kohlepreisen werden jeweils die effizienteren Energieerzeugungsanlagen gefahren, was die CO<sub>2</sub>-Nachfrage senkt.
- Steigende Gaspreise erhöhen die Nachfrage, steigende Kohlepreise senken die Nachfrage.

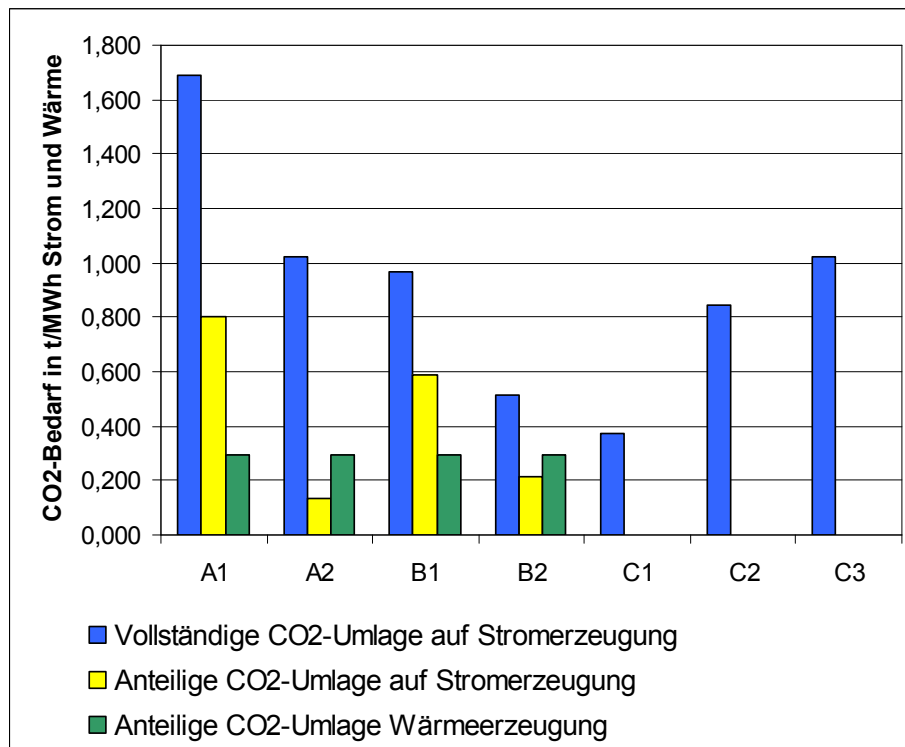
#### IV. Emissionsmodelle

Für die betriebswirtschaftliche Handhabung des Emissionshandels ist eine Zuordnung der CO<sub>2</sub>-Emissionen zu den nutzbaren Produkten der Energiewirtschaft erforderlich. Für die Strom- und Wärmeerzeugung ist die Modellierung immer dann nicht trivial, wenn – wie bei der Kraft-Wärme-Kopplung – mehrere Produkte erzeugt werden und aus wirtschaftlichen Überlegungen mehrere Brennstoffe in variablen Mengen eingesetzt werden können. **13**

Für die Umlegung der CO<sub>2</sub>-Kosten bei Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung erscheinen Überlegungen der Anlegbarkeit sinnvoll. Konkurriert die Wärmeerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung mit Wärmeerzeugungen, die nicht dem Emissionshandel unterliegen, wie bei (kommunaler) Fernwärme, so können CO<sub>2</sub>-Kosten auf das Produkt Wärme nur in dem Umfang umgelegt werden, wie auch diese Sektoren mit Emissionsminderungsanforderungen im Rahmen der nationalen Klimaschutzprogramme be- **14**

lastet werden. Bei den derzeitigen CO<sub>2</sub>-Minderungsanforderungen an die Sektoren außerhalb des Emissionshandels erscheint eine Umlage von CO<sub>2</sub>-Kosten in der (kommunalen) Fernwärmeversorgung nicht möglich. Dieser Umstand ist in der Phase der Gesetzgebung des ZuG vielfach als Fehlanreiz zur Reduzierung von Wärmeversorgung aus KWK thematisiert worden und hat in Deutschland letztendlich zu der Sonderallokation KWK geführt.

- 15 Bei (industrieller) Wärmeversorgung über 20 MW erscheint hier zunächst die Umlage von CO<sub>2</sub>-Kosten auf die Wärme möglich, wenngleich auch hier die Anlegbarkeit von CO<sub>2</sub>-Umlagen auf die Wärme wegen der Möglichkeit der Anlagenaufteilung bis unter 20 MW fraglich ist und in der Industrie die Wärmepreise vielfach "nur" interne Verrechnungspreise sind. In **Abbildung 3** sind die möglichen CO<sub>2</sub>-Umlagen auf Strom und Wärme beispielhafter industrieller (A) und kommunaler (B) KWK-Anlagen aufgeführt und den CO<sub>2</sub>-Umlagen von Kondensationskraftwerken (C) auf Strom gegenübergestellt. Die anteilige Umlagen von CO<sub>2</sub>-Kosten auf Wärme bezieht sich für alle KWK-Beispiele auf CO<sub>2</sub>-erlaubnispflichtige Feuerungen mit leichtem Heizöl. Mit der anteiligen Wärmeumlage sinkt die anteilige Stromumlage gegenüber der vollständigen Stromumlage, wie sie bei Kondensationskraftwerken erfolgt.
- A1: Industrielle KWK mit Steinkohle ( $\eta_{el}$  20 %,  $\eta_{th}$  60 %)
  - A2: Industrielle KWK mit Erdgas ( $\eta_{el}$  20 %,  $\eta_{th}$  60 %)
  - B1: Kommunale KWK mit Steinkohle ( $\eta_{el}$  35 %,  $\eta_{th}$  45 %)
  - B2: Kommunale KWK mit Erdgas ( $\eta_{el}$  40 %,  $\eta_{th}$  40 %)
  - C1: Kondensationskraftwerk mit Erdgas-GuD ( $\eta_{el}$  55 %)
  - C2: Kondensationskraftwerk mit Steinkohle ( $\eta_{el}$  40 %)
  - C3: Kondensationskraftwerk mit Braunkohle ( $\eta_{el}$  38 %)



**Abbildung 3:** Beispiele der CO<sub>2</sub>-Umlage bei KWK-Anlagen

In der Gegenüberstellung wird deutlich, dass ohne Umlagen von CO<sub>2</sub>-Kosten auf das Produkt Wärme KWK-Anlagen trotz ihrer Brennstoffeffizienz nur mit Erdgas und hohen elektrischen Nutzungsgraden einen CO<sub>2</sub>-Kostenvorteil gegenüber der Kondensationsstromerzeugung aufweisen. Dieser Umstand unterstreicht die Berechtigung der Sonderallokation KWK in Deutschland.

## V. Minderungsmaßnahmen

Die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Strom- und Wärmeerzeugung können durch Brennstoffeinsparungen und durch Energieträgerumstellungen vermindert werden. Maßnahmen der Energieeinsparung erhalten dabei Deckungsbeiträge durch vermiedenen Brennstoff- **und** CO<sub>2</sub>-Bedarf. Durch Brennstoffumstellung auf Erdgas kann mehr CO<sub>2</sub> eingespart werden als durch übliche erreichbare Energieeinsparungen bei Brennstoffkonstanz (siehe **Abbildung 4**). Die Umstellung einer Steinkohleanlage auf Erdgas spart ohne

Effizienzsteigerung eine Menge von 0,15 kg CO<sub>2</sub>/kWh Ursprungsbrennstoff ein, die erst bei ca. 42 % Primärenergieeinsparung ohne Brennstoffumstellung erreicht werden würde.

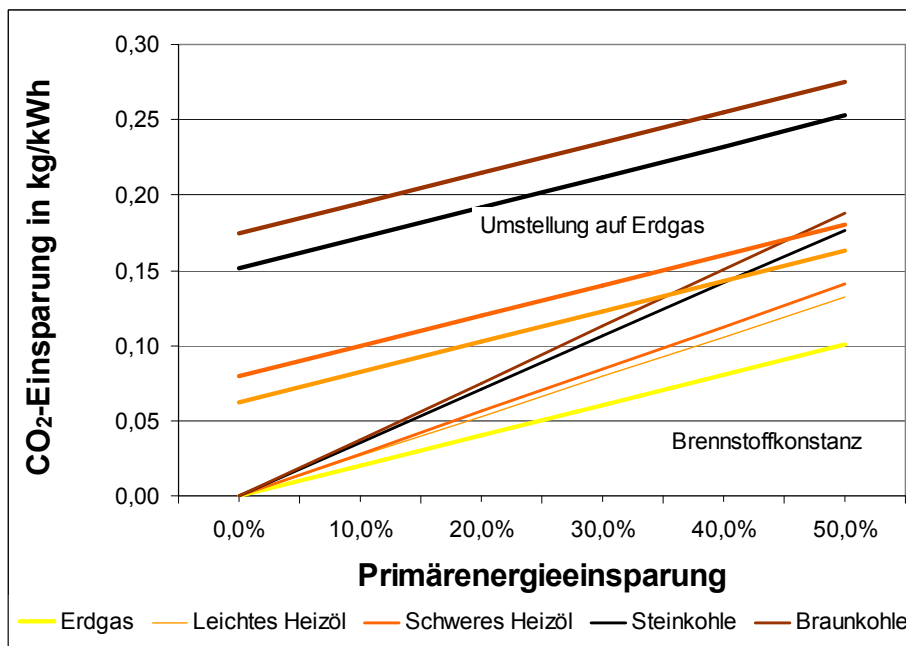
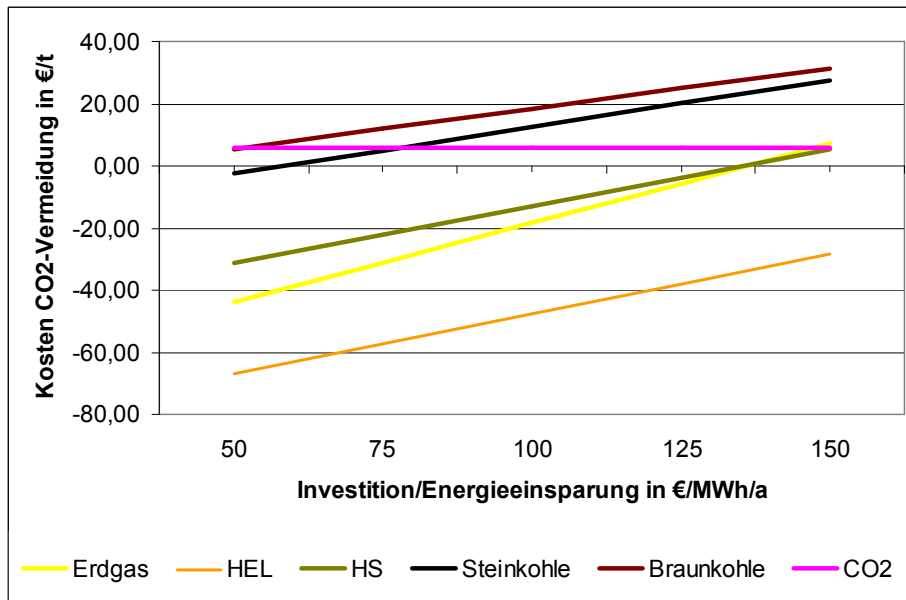


Abbildung 4: Primärenergieeinsparung versus Brennstoffumstellung

- 17 Mit Einbeziehung der Preise der Brennstoffe können zur Frage des Kaufs von Emissionsberechtigungen oder der Vermeidung von Emissionen (Make or Buy) die Herstellkosten der erreichten CO<sub>2</sub>-Einsparung ermittelt werden, die am Marktpreis für Emissionsberechtigungen zu spiegeln sind. In **Abbildung 5** wird bei einem CO<sub>2</sub>-Marktpreis von 7,50 €/t und den nachgenannten Brennstoffpreisen deutlich, dass der Preis des vermiedenen Brennstoffes einen höheren Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit einer Energieeinsparmaßnahme hat als der Emissionsfaktor des Brennstoffes.

- = Erdgas 14 €/MWh
- = Leichtes Heizöl 23 €/MWh
- = Schweres Heizöl 14 €/MWh
- = Steinkohle 6 €/MWh
- = Braunkohle 3 €/MWh

Bei den kohlenstoffhaltigeren, preisgünstigeren Brennstoffen wird die Obergrenze der möglichen Kosten der Einsparmaßnahmen früher erreicht als bei den kohlenstoffärmeren, teureren Brennstoffen.



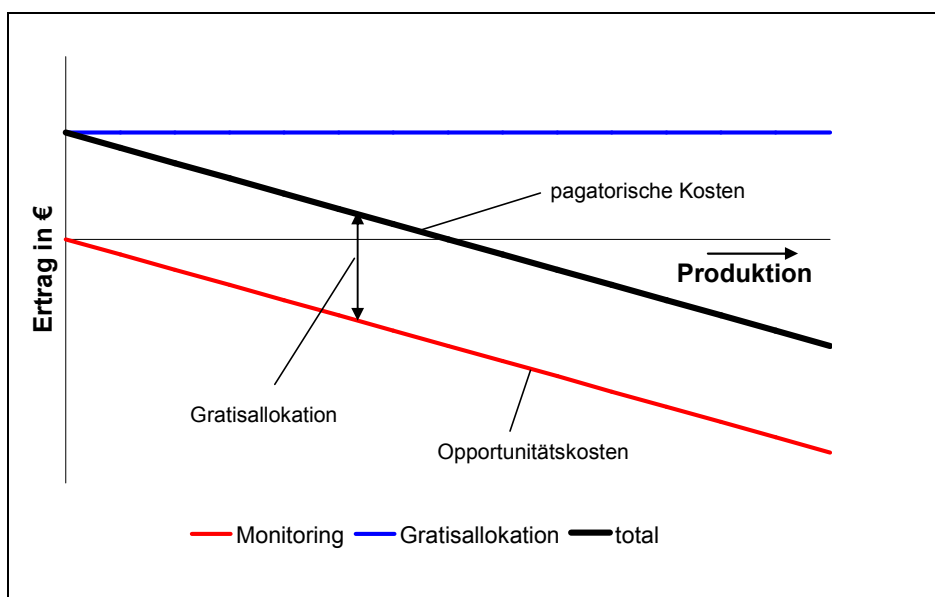
**Abbildung 5:** Herstellkosten der CO<sub>2</sub>-Einsparung

Die Frage der Sinnhaftigkeit einer Energie- und CO<sub>2</sub>-Einsparmaßnahme ist dabei unabhängig von der Nettoposition des Anlagenbetreibers im Emissionshandel. Sie hängt allein von der Entwicklung der Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise im Betrachtungszeitraum der Maßnahme ab. Bei dem derzeitigen Preisniveau für Emissionsberechtigungen ist zu erwarten, dass die Unsicherheit über die zukünftigen CO<sub>2</sub>-Preise und Allokationen sinnvolle Energieeinsparmaßnahmen nicht fördert. **18**

## VI. Kraftwerkseinsatzplanung

Die Einsatzplanung von bestehenden Kraft- und Heizkraftwerken folgt der Frage, ob über die Deckung der Grenzkosten der Strom- und Wärmeerzeugung hinaus Deckungsbeiträge für die fixen Betriebs- und Kapitalkosten erwirtschaftet werden können. Der maximale Deckungsbeitrag ergibt sich bei einer optimierten Fahrweise, die darin besteht, die Anlage nur dann zu betreiben, wenn die Erlöse aus Strom und Wärmeverkauf unter Berücksichtigung der Anfahrkosten über den Grenzkosten liegen. Mit Einführung des Emissionshandels sind die Kosten der CO<sub>2</sub>-Zertifikate bei den Grenzkosten der Strom- und Wärmeerzeugung zu berücksichtigen. Methodisch entsteht mit der Einführung des Emissionshandels das Problem der betriebswirtschaft- **19**

lichen Behandlung der derzeitigen und auch der zukünftigen Gratisallokationen. Es wird in Fachkreisen überwiegend die Meinung vertreten, dass die Opportunitätskosten des Emissionshandels und nicht die pagatorischen Kosten in der Kraftwerkseinsatzplanung zu berücksichtigen sind.<sup>2,3</sup> In **Abbildung 6** sind die vorgenannten Kostenverständnisse über einer Produktionsmenge, zum Beispiel Strom, aufgetragen.



**Abbildung 6:** Modelle der CO<sub>2</sub>-Kostenrechnung

- 20** Unter den Opportunitätskosten versteht man in der Betriebswirtschaft den Wertverzehr einer Aktivität, der bei ihrer Ausführung durch den dazu notwendigen Verzicht auf eine alternative Aktivität eintritt. Mit der Löschung kostenfreier Emissionsberechtigungen im Rahmen des Monitorings verzichtet man auf ihren Verkauf. Die Opportunitätskosten des Emissionshandels entsprechen den Kosten des CO<sub>2</sub>-Verbrauchs ohne Gratisallokation. Mit Berücksichtigung der Opportunitätskosten verbleibt die Gratisallokation unverbraucht im Unternehmen und steigert im Falle ihres Verkaufs seinen Wert. Es liegen Modellrechnungen vor, die bei Zertifikatepreisen von 5 €/t eine Strompreissteigerung um 3 €/MWh in der ersten bzw. eine Steigerung um 7 €/MWh in der zweiten Periode bei einem Zertifikatepreis von 10 €/t ausweisen.<sup>3</sup>
- 21** Die pagatorischen Kosten sind die durch den möglichen Zukauf der über die Gratisallokation hinaus benötigten Zertifikate verursachten Kosten. Sie entsprechen in Sum-

<sup>2</sup> Vgl. Rowland et al. (Dresdner Kleinwort Wasserstein Research), Emission trading, 12.03.2003

<sup>3</sup> Peek et al., Modellgestützte Analyse der Auswirkungen des CO<sub>2</sub>-Zertifikatehandels auf die deutsche Elektrizitätswirtschaft, ZfE - Zeitung für Energiewirtschaft 28 (2004), Heft 1

me dem volkswirtschaftlichen Wert der nationalen Minderungsverpflichtung. Bei ihrer Bestimmung entsteht das Problem der Berücksichtigung einer fixen Gratisallokation und eines variablen Zertifikateverbrauchs. Im Falle eines Zurückfahrens der Anlagen unter den durch die Gratisallokation gedeckten Anlagenbetrieb entstehen pagatorische Erlöse durch den Verkauf nicht benötigter Zertifikate. In einem wettbewerblichen, liquiden Strommarkt ist anzunehmen, dass der Margendruck in der Energiewirtschaft nur die Berücksichtigung der pagatorischen Kosten des Emissionshandels gestattet. Steigen die Strom- und Wärmepreise nicht um die Opportunitätskosten, wird die Gratisallokation gegenüber dem Modell der Opportunitätskosten allem Anschein nach zur "Rabattierung" der Energiepreise eingesetzt, um ein Zurückfahren der Kraftwerke zu vermindern.

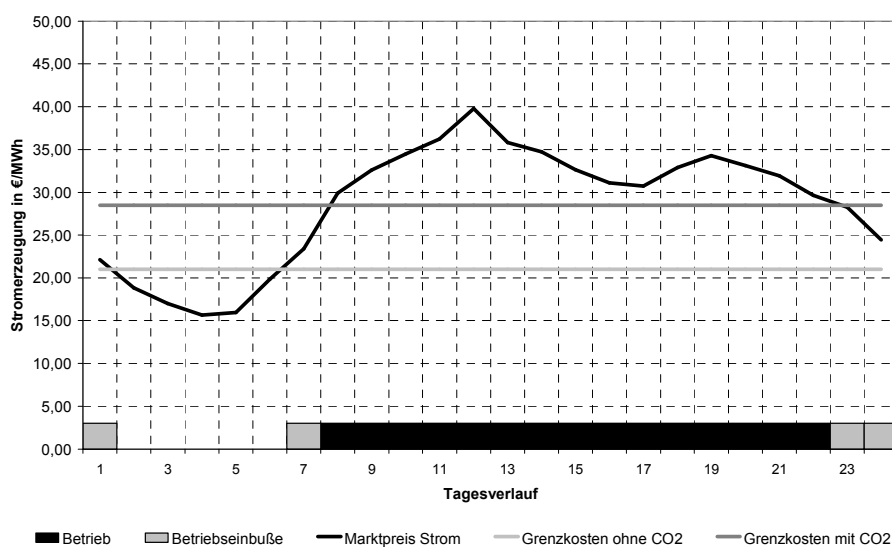
Unabhängig vom Modell der Kostenberücksichtigung entsteht das Problem der Bewertung der Emissionsberechtigungen. Sind die aktuellen Spotmarktpreise repräsentativ und wie werden sie sich in der ersten Handelsperiode entwickeln? Welche CO<sub>2</sub>-Kosten werden vom Markt in die Stromnotierungen eingepreist? Im Terminmarkt 2003 war ein signifikanter Preisunterschied der Produkte cal 2004 und cal 2005 nur kurzzeitig erkennbar, im Spotmarkt 2005 scheinen die engeren Off-Peak-Preise deutlich über den Off-Peak-Preisen des Vorjahres zu liegen. Zur Klärung der Frage des Einflusses des Emissionshandels auf die Strompreise sind komplexe Analysen unter Berücksichtigung aller weiteren die Erzeugungskosten bestimmenden Faktoren erforderlich. Es ist zu empfehlen, in der Kraftwerkseinsatzplanung das Opportunitätskostenmodell mit einer strategischen monetären Bewertung der Zertifikate anzuwenden, die die angenommene Preisentwicklung der Zertifikate und eine monetäre Bewertung der Gratisallokation einschließt. 22

Grundlage der hier dargestellten kurzfristigen Kraftwerkseinsatzplanung ist die Forward Curve der Strommarktpreise, die ggf. strategischen CO<sub>2</sub>-Preise und ein Tagesbudget der Gratisallokation. In der Kraftwerkseinsatzplanung im Emissionshandel sind die CO<sub>2</sub>-Kosten Brennstoffkosten, da ihre Höhe ausschließlich vom CO<sub>2</sub>-Preis und vom Emissionsfaktor des jeweiligen Brennstoffes abhängt. Die Zielgröße der Kraftwerkseinsatzplanung muss mit dem Emissionshandel dahin verändert werden, dass nicht mehr die Deckungsbeiträge allein zu maximieren sind, sondern zusätzlich der Wert der noch unverbrauchten Gratisallokation zu berücksichtigen ist. Für die Betriebsentscheidung Ein/Aus des Kraftwerkes sind in einem beispielhaften Tagesverlauf nach **Abbildung 7** ohne Berücksichtigung der Anfahrkosten folgende Fälle zu unterscheiden: 23

- a) Liegt der Strompreis oberhalb der Grenzkosten inkl. CO<sub>2</sub>-Kosten, wird das Kraftwerk betrieben, das Konto der Gratisallokation um die verbrauchte CO<sub>2</sub>-Menge vermindert und ein Deckungsbeitrag in Höhe der Differenz des Strompreises und der Grenzkosten ohne CO<sub>2</sub>, abzüglich der Kosten zuzukaufender Zertifikate erzielt.
- b) Liegt der Strompreis zwischen Grenzkosten mit und ohne CO<sub>2</sub>-Kosten, wird das Kraftwerk nicht betrieben. Die Höhe der eingestellten CO<sub>2</sub>-Kosten bestimmt den Umfang dieser Betriebseinbuße und des dadurch entgangenen Deckungsbeitrages. Es ist zu prüfen, für diese Zeiten Zertifikate in dem Umfang in ein Verkaufskonto einzustellen, der dem entgangenen Deckungsbeitrag der Betriebseinbuße ent-

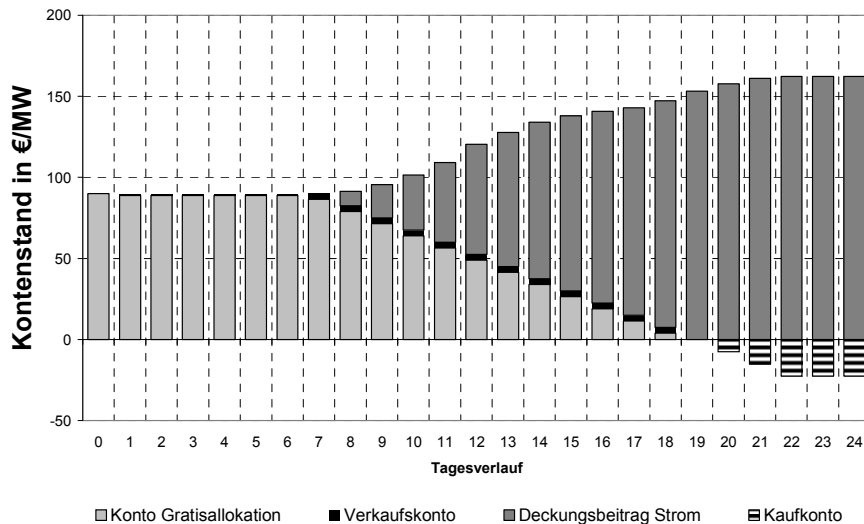
spricht. CO<sub>2</sub> wird dann in dem Umfang verkauft, der Ursache für den Nichtbetrieb des Kraftwerkes war.

- c) Liegt der Strompreis unterhalb der Grenzkosten ohne CO<sub>2</sub>, wird das Kraftwerk nicht betrieben, und es werden keine Zertifikate verkauft.



**Abbildung 7:** Grenzkostenorientierte Kraftwerkseinsatzplanung

- 24 In der Entwicklung des Kontos aus unverbrauchter Gratisallokation und Deckungsbeiträgen nach **Abbildung 8** wird deutlich, dass die Betriebsinbuße der Stunden 1 und 7 ein Verkaufskonto entstehen lassen und dass mit Stunde 19 das Tagesbudget der Gratisallokation verbraucht ist, so dass für die Betriebsstunden 20, 21 und 22 Zertifikate zugekauft werden müssen. Die Frage des Zeitpunktes von Kauf und Verkauf von Zertifikaten ist überwiegend spekulativer Natur und nicht Gegenstand der Kraftwerkseinsatzplanung, sondern des Portfoliomanagements.



**Abbildung 8:** Konten und Deckungsbeiträge

Die Kraftwerkseinsatzplanung wird ggf. von einem weiteren Aspekt beeinflusst. Geht man davon aus, dass sich die Gratisallokationen zukünftiger Handelsperioden im Sinne bedarfsgerechter Ausstattung an der vorangegangenen Produktion bzw. Emission der jeweiligen Anlage in einer Basisperiode orientieren, sind zukünftige Gratisallokationen in der aktuellen Kraftwerkseinsatzplanung zu berücksichtigen, soweit man sich in der Basisperiode befindet. Ist das Jahr 2005 Basisperiode für die Handelsperiode 2008-2012, können mit dem Betrieb von Anlagen in 2005 zukünftige Gratisallokationen erzeugt werden. In folgendem Beispiel ist angenommen, dass als Basisperiode die Jahre 2003 bis 2005 Grundlage der Allokation für die 2. Handelsperiode von 2008 bis 2012 ist. Die Erzeugung einer MWh Strom in 2005 erhöht den Mittelwert der Stromerzeugung der Basisperiode um 0,333 MWh/a und bewirkt bei einem angenommenen Erfüllungsfaktor von 80 % und einem Emissionsfaktor von 0,85 t/MWh<sub>el</sub> die Allokation von 0,23 t CO<sub>2</sub>/a in der fünfjährigen Handelsperiode 2008 bis 2012. Der heutige Barwert zukünftiger Gratisallokationen kann durch einen Hebeleffekt aus der gegenüber der Basisperiode längeren Handelsperiode (hier 5/3) und einer angenommenen Preissteigerung der Zertifikate die CO<sub>2</sub>-Opportunitätskosten des aktuellen Anlagenbetriebes übersteigen.

In **Abbildung 9** ist für eine CO<sub>2</sub>-Preisentwicklung von 7,50 €/t in der ersten Periode auf 10,00 €/t in der zweiten Periode und einer Diskontierung mit 6,0 %/a ein Nettovorteil in 2005 in Höhe von ca. 2,12 €/MWh als Barwert zukünftiger Gratisallokationen ausgewiesen. Um diesen Betrag könnten die Grenzkosten des Kraftwerksbetriebes ohne CO<sub>2</sub> in der Einsatzplanung in den Fällen b) und c), in denen das Kraftwerk nicht betrieben wird, gesenkt werden, wodurch die Kraftwerksauslastung steigen

würde. Da nicht zu erwarten ist, dass die Allokation der zweiten Periode in 2005 geklärt ist, verbleibt die Berücksichtigung zukünftiger Allokationen spekulativ, wenn auch ein möglicher Mehrbetrieb der Kraftwerke 2005 in den Folgejahren 2006 und 2007 tendenziell korrigiert werden kann.

CO<sub>2</sub>-Kostenrechnung

| Jahr                           |                     | 2005        | 2008     | 2009     | 2010     | 2011     | 2012     |
|--------------------------------|---------------------|-------------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Periode                        |                     | Basis       | Handel-2 | Handel-2 | Handel-2 | Handel-2 | Handel-2 |
| CO <sub>2</sub> -Preis         | €/t                 | 7,50        | 10,00    | 10,00    | 10,00    | 10,00    | 10,00    |
| Emissionsfaktor Stromerzeugung | t/MWh               | 0,850       | 0,850    | 0,850    | 0,850    | 0,850    | 0,850    |
| Erfüllungsfaktor               | %                   |             | 80%      | 80%      | 80%      | 80%      | 80%      |
| Stromerzeugung                 | MWh/a               | 1           |          |          |          |          |          |
| CO <sub>2</sub> -Kosten        | €/MWh <sub>el</sub> | 6,38        |          |          |          |          |          |
| Allokation                     | t CO <sub>2</sub>   | 0,00        | 0,23     | 0,23     | 0,23     | 0,23     | 0,23     |
| Zeitwert Allokation            | €                   | 0,00        | 2,27     | 2,27     | 2,27     | 2,27     | 2,27     |
| Barwert Allokation             | €, 6,0%             | 8,50        |          |          |          |          |          |
| <b>Saldo</b>                   | €/MWh <sub>el</sub> | <b>2,12</b> |          |          |          |          |          |

Abbildung 9: Barwertvorteil des Betriebes in der Basisperiode

## VII. Portfoliomanagement

- 26 Zur Bewertung der eigenen langfristigen Nettoposition im CO<sub>2</sub>-Markt ist im Emissionshandel ein CO<sub>2</sub>-Portfoliomanagement unter Berücksichtigung der vorangegangenen Überlegungen zu Minderungsmaßnahmen und zum Kraft- bzw. Heizwerkseinsatz erforderlich. Ziel des Portfoliomanagements ist es, in Beobachtung des CO<sub>2</sub>-Marktes optimierte Kauf- und/oder Verkaufsentscheidungen von Emissionsberechtigungen zur Maximierung der eigenen Position zu treffen und die CO<sub>2</sub>-Risiken abzusichern. In das Portfoliomanagement gehen folgende Vorüberlegungen ein:
- Langfristprognose des CO<sub>2</sub>-Marktes,
  - Kurzfristprognose des Strompreises (Forward Curve)
  - Deckungsbeitragsorientierte Einsatzplanung der Strom- und Wärmeerzeugung,
  - Prüfung von Maßnahmen zur CO<sub>2</sub>-Effizienzsteigerung,
  - Abschätzung zukünftiger Gratisallokationen.
- 27 Durch die Ausgabe- und Einzugstermine der Zertifikate ist ein "Borrowing" und ein "Banking" von Zertifikaten möglich, durch die Unmöglichkeit der Übertragung von Emissionsberechtigungen auf die folgenden Handelsperioden muss die erste Handelsperiode spätestens zum 30.04.2008 glattgestellt werden. In **Abbildung 10** ist ein beispielhaftes CO<sub>2</sub>-Portfoliomanagement dargestellt. Mit einer geplanten Stromproduktion (hier mit einer angenommenen Steigerung von 1 %/a), dem Strom-Emissionsfaktor und den angenommenen Gratisallokationen ergibt sich die jeweilige jährliche Nettoposition. Im Beispiel ist eine ab 2008 wirksame CO<sub>2</sub>-Minderungsmaßnahme dargestellt, die den Emissionsfaktor verbessert und nach Brennstoffkosteneinsparung 203

T€/a Kapitaldienst erfordert. Die CO<sub>2</sub>-Handelsposition wird im Beispiel jeweils zum Ende der Perioden glattgestellt und ergibt mit den Kosten der CO<sub>2</sub>-Einsparung die jeweiligen CO<sub>2</sub>-Positionen, die im Zahlenbeispiel zu -20,1 mio € auf den Betrachtungszeitpunkt diskontiert werden.

| Handelsperiode                     | Betrachtungsjahr |                    | 1. Periode |       |       | 2. Periode |       |       |       | 3. Periode |         |       |       | 2018  |       |         |
|------------------------------------|------------------|--------------------|------------|-------|-------|------------|-------|-------|-------|------------|---------|-------|-------|-------|-------|---------|
|                                    |                  |                    | 2005       | 2006  | 2007  | 2008       | 2009  | 2010  | 2011  | 2012       | 2013    | 2014  | 2015  |       | 2016  | 2017    |
| Forwardprice CO <sub>2</sub>       | 6,0%             | €/t                | 7,50       | 7,50  | 7,50  | 10,00      | 10,00 | 10,00 | 10,00 | 10,00      | 12,50   | 12,50 | 12,50 | 12,50 | 12,50 |         |
| Stromproduktion                    | 1,0%             | GWh/a              | 1.000      | 1.010 | 1.020 | 1.030      | 1.041 | 1.051 | 1.062 | 1.072      | 1.083   | 1.094 | 1.105 | 1.116 | 1.127 |         |
| CO <sub>2</sub> -Modellierung      | 0,0%             | t/MWh              | -0,86      | -0,86 | -0,86 | -0,84      | -0,84 | -0,84 | -0,84 | -0,84      | -0,84   | -0,84 | -0,84 | -0,84 | -0,84 |         |
| Kosten CO <sub>2</sub> -Einsparung |                  | TE                 | 0          | 0     | 203   | 203        | 203   | 203   | 203   | 203        | 0       | 0     | 0     | 0     | 0     |         |
| CO <sub>2</sub> -Verbrauch         |                  | kt CO <sub>2</sub> | -855       | -864  | -872  | -863       | -872  | -881  | -889  | -898       | -907    | -916  | -926  | -935  | -944  |         |
| Gratis-Allokation                  |                  | kt CO <sub>2</sub> | 800        | 800   | 800   | 680        | 680   | 680   | 680   | 680        | 595     | 595   | 595   | 595   | 595   |         |
| Monitoring                         |                  | kt CO <sub>2</sub> | 0          | -855  | -864  | -872       | -863  | -872  | -881  | -889       | -898    | -907  | -916  | -926  | -935  | -944    |
| Nettoposition                      |                  | kt CO <sub>2</sub> | -55        | -64   | -72   | -183       | -192  | -201  | -209  | -218       | -312    | -321  | -331  | -340  | -349  |         |
| Banking / Borrowing                |                  | kt CO <sub>2</sub> | 800        | 745   | 681   | 680        | 497   | 305   | 104   | -105       | 595     | 283   | -39   | -369  | -709  |         |
| Rückstellung                       |                  | kt CO <sub>2</sub> | -855       | -864  | -872  | -863       | -872  | -881  | -889  | -898       | -907    | -916  | -926  | -935  | -944  | 0       |
| Handelsposition (neg.=Kauf)        |                  | kt CO <sub>2</sub> | 0          | 0     | 0     | -191       | 0     | 0     | 0     | 0          | -1004   | 0     | 0     | 0     | 0     | -1653   |
| CO <sub>2</sub> -Position          |                  | TE                 | 0          | 0     | -203  | -2.111     | -203  | -203  | -203  | -203       | -12.546 | 0     | 0     | 0     | 0     | -20.666 |
| Barwert                            | 6%/a             | mio €              |            |       |       |            |       |       |       |            |         |       |       |       |       | -20,1   |

Abbildung 10: Beispielhaftes CO<sub>2</sub>-Portfolio

Gegenstand des CO<sub>2</sub>-Portfoliomanagements ist die Optimierung dieses Barwertes 28 durch Maßnahmen und die Risikominimierung durch Hedging:

- Preisprognosen und Risikominimierungsstrategien,
- Spotmarkt zur Absicherung der Mengenrisiken,
- Forward-/Futures-Markt zur Absicherung der Preisrisiken,
- Eigene CO<sub>2</sub>-Einsparmaßnahmen oder projektbezogene Kyoto-Mechanismen.

## VIII. Ausblick

Der langfristig angelegte Emissionshandel erfordert in der Energiewirtschaft eine Carbonisierung der Geschäftsprozesse zur Vorsorge und Vorbereitung auf die Risiken der kommenden CO<sub>2</sub>-Minderungsvorgaben und der zukünftigen CO<sub>2</sub>-Preise. Dazu sind die vorhandenen Instrumente auf die neuen Anforderungen des Emissionshandels anzupassen. Mit der Erweiterung des Emissionshandels auf die anderen Treibhausgase und auf bisher nicht erfasste Sektoren wird die Bedeutung des Emissionshandels zunehmen. Durch die projektbezogenen Mechanismen CDM und JI und durch die europäische Komponente des Handels wird die Energiewirtschaft internationalisiert werden. Es werden neue Dienstleistungen wie CO<sub>2</sub>-Portfoliomanagement, Brokering, CDM- und JI-Management entstehen. Es wäre wünschenswert, wenn die Politik ihren Beitrag zur Erhöhung der Planbarkeit der zukünftigen Rahmenbedingungen des Emissionshandels erbringt und langfristige und transparente Bedingungen der Gratisallokation schafft. 29