

Ökologische und wettbewerbliche Wirkungen der Übertragungs- und der Kompensationsregel des Zuteilungsgesetzes 2007 auf die Stromerzeugung

**Sven Bode
Lothar Hübl
Joey Schaffner
Sven Tweleemann**

HWWA-Report

252

Hamburgisches Welt-Wirtschafts-Archiv (HWWA)
Hamburg Institute of International Economics

2005

ISSN 0179-2253

The HWWA is a member of:

- Wissenschaftsgemeinschaft Gottfried Wilhelm Leibniz (WGL)
- Arbeitsgemeinschaft deutscher wirtschaftswissenschaftlicher Forschungsinstitute (ARGE)
- Association d'Instituts Européens de Conjoncture Economique (AIECE)

Ökologische und wettbewerbliche Wirkungen der Übertragungs- und der Kompensationsregel des Zutei- lungsgesetzes 2007 auf die Stromer- zeugung

**Sven Bode
Lothar Hübl
Joey Schaffner
Sven Tweleemann**

Dieser Report ist im Rahmen des Forschungsschwerpunktes „Internationale Klimapolitik“ entstanden. Er basiert auf einem Gutachten für die EnBW AG, Karlsruhe. Die Autoren danken der EnBW AG für die Erlaubnis zur Veröffentlichung der Ergebnisse.

HWWA REPORT

Editorial Board:

Prof. Dr. Thomas Straubhaar

Dr. Klaus Kwasniewski

Dr. Konrad Lammers

Dr. Eckhardt Wohlers

Hamburgisches Welt-Wirtschafts-Archiv (HWWA)

Hamburg Institute of International Economics

Öffentlichkeitsarbeit

Neuer Jungfernstieg 21

20347 Hamburg

Phone: +49-040-428 34 355

Fax: +49-040-428 34 451

e-mail: hwwa@hwwa.de

Internet: <http://www.hwwa.de/>

Dr. Sven Bode

Hamburgisches Welt-Wirtschafts-Archiv (HWWA)

Neuer Jungfernstieg 21

20347 Hamburg

Tel.: +49-40-428 34 356

Fax: +49-40-428 34 451

e-mail: sven.bode@hwwa.de

Prof. Dr. Lothar Hübl

Institut für Volkswirtschaftslehre

Universität Hannover

Königsworther Platz 1

30167 Hannover

Tel.: +49-511 762 4591

Fax: +49-511 762 4574

e-mail: huebl@mbox.vwl.uni-hannover.de

Dipl.-Phys. (ETH) Joey Schaffner

Eduard Pestel-Institut für Systemforschung e.V.

Königstraße 50 A

30175 Hannover

Tel.: +49-511 990 9411

Fax: +49-511-990 9440

e-mail: schaffner@pestel-institut.de

Dipl.-Ök. Sven Twelemann

Institut für Volkswirtschaftslehre

Universität Hannover

Königsworther Platz 1

30167 Hannover

Tel.: +49-511 762 8214

Fax: +49-511 762 4574

e-mail: twelemann@mbox.vwl.uni-hannover.de

ABSTRACT

Die EU-Richtlinie 2003/87/EG zur Einführung eines europaweiten Emissionshandelssystems überlässt die Verteilung der sog. Emissionsberechtigungen an die Emittenten den einzelnen Mitgliedstaaten. In Deutschland wird diese Allokation im Zuteilungsgesetz 2007 (ZuG 2007) festgelegt, welche zahlreiche Sonderregeln enthält. Der vorliegende Report untersucht für ausgewählte Regelungen des Zuteilungsgesetzes 2007, welche ökologischen Effekte ausgelöst werden und ob es zu Wettbewerbsverzerrungen in der Stromerzeugung kommt. Es wird gezeigt, dass die Übertragungsregel (§10 ZuG 2007) auf gesamtwirtschaftlicher Ebene keinen ökologischen Nutzen stiftet und den Wettbewerb zwischen vorhandenen Betreibern fossil befeuerter Anlagen und Neuanbietern deutlich verzerrt. Die Kompensationsregel (§ 15 ZuG 2007) verfälscht den Wettbewerb zwischen den Kernkraftwerksbetreibern, die in der ersten Handelsperiode stilllegen müssen, auf der einen Seite, und ihrer Konkurrenz auf der anderen Seite. Das Zuteilungsgesetz führt in diesen Punkten zu einer ökonomisch nicht begründbaren Beeinflussung des Wettbewerbs.

INHALTSVERZEICHNIS	SEITE
1 PROBLEMSTELLUNG UND ZIELSETZUNG	9
2 UMSETZUNG DER EU-RICHTLINIE IN DEUTSCHLAND	10
3 PREISBILDUNG UND EMISSIONSREDUKTION BEIM EMISSIONS- RECHTEHANDEL FÜR DEN KRAFTWERKNEUBAU	11
4 TECHNOLOGISCHE UND PLANUNGSRECHTLICHE RAHMENBE- DINGUNGEN FÜR DEN KRAFTWERKNEUBAU	14
4.1 Neubau Gaskraftwerke	14
4.2 Neubau Steinkohlekraftwerke	17
4.3 Neubau Braunkohlekraftwerke	18
4.4 Konsequenzen aus den Reaktionszeiten und der Wirkungsgrad- entwicklung	20
5 ÖKOLOGISCHE WIRKUNG DES § 10 ZUG 2007	23
5.1 Unternehmensentscheidungen über Ersatzinvestitionen ohne klima- politische Instrumente	23
5.2 Unternehmensentscheidungen über Ersatzinvestitionen bei Emissions- handel ohne Übertragungsregel	25
5.3 Unternehmensentscheidungen über Ersatzinvestitionen bei Emissions- handel und Übertragungsregel	26
5.3.1 Durch § 10 ZuG 2007 zusätzlich induzierte Emissionsreduktionen	27
5.3.2 Durch § 10 ZuG 2007 induziertes zeitliches Vorziehen von Emissions reduktionen	29
5.4 Zusammenfassung der Wirkungen auf Unternehmensebene	31
5.5 Ökologische Wirkung des § 10 ZuG 2007 auf gesamtwirtschaftlicher Ebene	31
6 WETTBEWERBSWIRKUNGEN DER §§ 10 UND 15 ZUG 2007	33
6.1 Hintergrund und Aufbau der Wettbewerbsanalyse	33
6.2 Die Wettbewerbssituation im deutschen Strommarkt	36
6.3 Ausgewählte Wettbewerbseffekte des ZuG 2007	38
6.3.1 Wettbewerbseffekte des § 10 ZuG 2007	40
6.3.2 Beihilferechtliche Würdigung des § 10 ZuG 2007	48
6.3.3 Wettbewerbseffekte des § 15 ZuG 2007	49
6.4 Zusammenfassung der Wettbewerbsanalyse	51
7 ZUSAMMENFASSUNG DER ERGEBNISSE	54
LITERATURVERZEICHNIS	57
8 ANHANG	59

1 PROBLEMSTELLUNG UND ZIELSETZUNG

Im Oktober 2003 trat die EU-Richtlinie 2003/87/EG zur Einführung eines europaweiten Emissionshandelssystems auf Anlagenebene in Kraft. Die Richtlinie stellt eine Säule im Bemühen der EU dar, ihre Treibhausgasemissionen nachhaltig zu senken. Die Begründung für die Einführung dieses Instruments liegt u. a. darin, dass hiermit zuvor festgelegte Emissionsziele über einen Marktmechanismus grundsätzlich kosteneffizient erreicht werden können.

Für die Einführung eines Emissionshandelssystems auf Anlagenebene sind zahlreiche Entscheidungen hinsichtlich dessen Ausgestaltung zu treffen. Neben der Frage der Teilnehmer, der einzubeziehenden Gase oder Strafzahlungen bei Fehlverhalten ist die Verteilung der notwendigen Emissionsberechtigungen aus Sicht der Unternehmen von besonderem Interesse.

Die EU-Richtlinie überlässt es nach dem Subsidiaritätsprinzip im Wesentlichen den Mitgliedstaaten, diese Allokation vorzunehmen. Wichtig ist in diesem Zusammenhang die Vorgabe, dass für die erste EU-Handelsperiode von 2005 bis 2007 mindestens 95 % und für die zweite von 2008 bis 2012 mindestens 90 % der Emissionsberechtigungen kostenlos ausgegeben werden müssen. Darüber hinaus erwähnt Anhang III einige weitere allgemeine Kriterien.

Da die Menge der Emissionsberechtigungen knapp ist, haben diese einen finanziellen Wert. Somit impliziert die Vorgabe eines zumindest in großen Teilen kostenlosen Vergabeverfahrens grundsätzlich die Gefahr, dass es zu unbegründeten Begünstigungen bzw. Benachteiligungen, d.h. Wettbewerbsverzerrungen zwischen unterschiedlichen Anlagen kommt.

Derartige Wettbewerbsverzerrungen können dabei entweder zwischen bestehenden Anlagen oder aber zwischen bestehenden und neu in den Markt kommenden Anlagen auftreten.

Im vorliegenden Gutachten wird für ausgewählte Regelungen des Zuteilungsgesetzes 2007, das die Allokation der Emissionsberechtigungen in der Bundesrepublik regelt, untersucht, welche ökologischen Effekte ausgelöst werden und ob es zu Wettbewerbsverzerrungen in der Stromerzeugung kommt.

2 UMSETZUNG DER EU-RICHTLINIE IN DEUTSCHLAND

Die EU-Richtlinie zum Emissionshandel wurde in Deutschland durch

- das Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG) sowie
- das Zuteilungsgesetz 2007 (ZuG 2007)

umgesetzt.

Ersteres regelt allgemeine Aspekte des Emissionshandels in Deutschland. Die im Rahmen dieser Untersuchung relevante Umsetzung der Allokation der Emissionsberechtigungen erfolgt im Zuteilungsgesetz 2007.¹ Demnach stehen für den Sektor Energie und Industrie für die erste EU-Periode 503 Mio. t CO₂ und für die zweite 495 Mio. t CO₂ zur Verfügung.

Die Zuteilung für die betroffenen Anlagen, darunter Feuerungsanlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von mehr als 20 MW, erfolgt grundsätzlich auf Basis der durchschnittlichen Emissionen im Zeitraum vom 1. Januar 2000 bis zum 31. Dezember 2002. Die Multiplikation der so ermittelten Basisemissionen mit einem sog. Erfüllungsfaktor ergibt die Menge der zu verteilenden Emissionsrechte. Neben diesem grundsätzlichen Ansatz bestehen zahlreiche Sonderregelungen wie z.B. für die Anerkennung frühzeitiger Emissionsminderungen oder für die Berücksichtigung von Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung.

Im Hinblick auf die Frage nach möglichen Begünstigungen bzw. Benachteiligungen einzelner Anlagen sind insbesondere die Paragraphen 10 (Übertragungsregel) und 15 (Kompensationsregel) von Bedeutung.

Die Übertragungsregel, die sich mit der Zuteilung von Emissionsberechtigungen für Ersatzanlagen befasst, lautet wie folgt:

„Ersetzt ein Betreiber eine Anlage im Sinne von § 7 innerhalb eines Zeitraumes von drei Monaten nach Einstellung ihres Betriebes durch Inbetriebnahme einer Neuanlage in Deutschland, die der ersetzten Anlage nach Maßgabe des Anhangs 2 zu diesem Gesetz vergleichbar ist, so werden ihm auf Antrag für vier Betriebsjahre nach Betriebseinstellung Berechtigungen für die Neuanlage in einem Umfang zugeteilt, wie er sich aus der entsprechenden Anwendung des § 7 Abs. 1 bis 6, 10 und 11 auf die ersetzte Anlage

¹ Der nationale Allokationsplan ist von der EU-Kommission am 7. Juli 2004 grundsätzlich genehmigt worden.

ergibt (...). Dem Betreiber werden für die Neuanlage für weitere 14 Jahre Berechtigungen ohne Anwendung eines Erfüllungsfaktors zugeteilt.“

Die Kompensationsregel befasst sich mit der Zuteilung von Emissionsberechtigungen im Kontext der Stilllegung von Kernkraftwerken in der ersten Handelsperiode und lautet wie folgt:

„Auf Antrag eines Betreibers eines Kernkraftwerkes, der bis zum 30. September 2004 bei der zuständigen Behörde das Erlöschen der Berechtigung zum Leistungsbetrieb eines von ihm betriebenen Kernkraftwerkes im Zeitraum 2003 bis 2007 angezeigt hat, teilt die zuständige Behörde Berechtigungen an die von dem Antragsteller benannten Betreiber von Anlagen (...) zu. Die zuständige Behörde verteilt Berechtigungen in einem Gegenwert von insgesamt 1,5 Millionen Tonnen Kohlendioxidäquivalenten jährlich im Verhältnis zur Kapazität der Kernkraftwerke auf die eingehenden Anträge. Die Zuteilungen an die in einem Antrag benannten Betreiber dürfen die jeweils auf einen Antrag nach Satz 2 entfallende Menge nicht übersteigen.“

Durch die Übertragungsregel werden Altanlagen und Neueinsteiger unterschiedlich behandelt. Als Begründung für den Eingriff in den Markt wird angeführt, dass dadurch der Ersatz von Altanlagen früher als ohne diese Begünstigung stattfinden würde und somit eine bessere ökologische Wirkung erzielbar sei. Mit der Kompensationsregel soll den Betreibern beim Kernenergieausstieg ein Ausgleich für die bei Ausdehnung des Betriebs bestehender Anlagen erforderlichen Zertifikate gewährt werden.

Bevor die Wirkung der beiden Regeln im Detail analysiert wird, folgt im nächsten Abschnitt zunächst eine kurze Darstellung der Funktionsweise des Emissionshandels. Eine grundlegende Kenntnis dieses Instruments ist Voraussetzung für das Verständnis der sich anschließenden Analyse.

3 PREISBILDUNG UND EMISSIONSREDUKTION BEIM EMISSIONSRECHTEHANDEL

Während der Gesetzgeber für eine erfolgreiche Abwehr von Gefahren im Umweltschutz regelmäßig auf die Vorgabe konkreter (ordnungsrechtlicher) Maßnahmen angewiesen ist, bieten sich ihm im Rahmen einer allgemeinen Risikovorsorge andere Instrumente

an. Dies gilt insbesondere für Summations- und Akkumulationsschäden wie etwa bei dem durch exzessive Treibhausgasemissionen verursachten Klimawandel. Dabei ist dem einzelnen Emittenten kein kausaler Zusammenhang zwischen seiner Emission und dem daraus resultierenden Phänomen nachzuweisen. Insofern kommt es vielmehr auf die Begrenzung der Gesamtmenge an Emission an. Ist diese Menge einmal festgelegt, so ist es aus ökonomischer Sicht wünschenswert, dieses Ziel zu minimalen Kosten zu erreichen.

Eine derartige kosteneffiziente Zielerreichung ist mit Hilfe marktwirtschaftlicher Instrumente wie dem Emissionshandel möglich.² Der Gesetzgeber gibt dabei nur eine Anfangsallokation für die Teilnehmer vor. Diesen steht es dann frei, das Ziel entweder durch Implementierung eigener Vermeidungsmaßnahmen oder aber durch den Erwerb von Emissionsrechten auf dem Markt zu erreichen. Im Gleichgewicht sind die Grenzvermeidungskosten aller Emittenten gleich.

Der Prozess ist in den Abbildungen 3.1 und 3.2 genauer erläutert. Wird zwei Teilnehmern A und B (nach ordnungsrechtlicher Idee) ein konkretes Reduktionsziel X vorgegeben, so resultieren daraus die Grenzvermeidungskosten C_A und C_B für die beiden Akteure. Die Reduktionsziele X_A und X_B entsprechen nun ebenfalls den Anfangsallokationen nach dem ZuG 2007. Sind die Grenzvermeidungskosten unterschiedlich, so kommt es über das Wechselspiel von Angebot und Nachfrage zu einem anderen Reduktionsverhalten. Auf Grund der geringeren Grenzvermeidungskosten reduziert Emittent B mehr Emissionen als erforderlich. Die Mehrreduktion beträgt Δ_B (siehe Abbildung 3.2). Dies ist wiederum genau die Menge an Emissionen, die Teilnehmer A weniger reduziert als er müsste (Δ_A) und stattdessen überschüssige Emissionsrechte von B kauft. Die Gesamtmenge an Emissionsreduktion bleibt dabei konstant. Allerdings haben beide Akteure im Gleichgewicht dieselben Grenzvermeidungskosten C_{AB} . Ferner sinken die Gesamtkosten für die Zielerreichung auf ein Minimum. Eingriffe, die zu einer Abweichung von diesem Gleichgewicht führen, ziehen stets höhere Kosten hinsichtlich der Gesamtzielerreichung nach sich.

² Eine ausführliche Darstellung gibt z. B. Tietenberg (1985).

Abbildung 3.1: Reduktionsverhalten ohne Emissionshandel

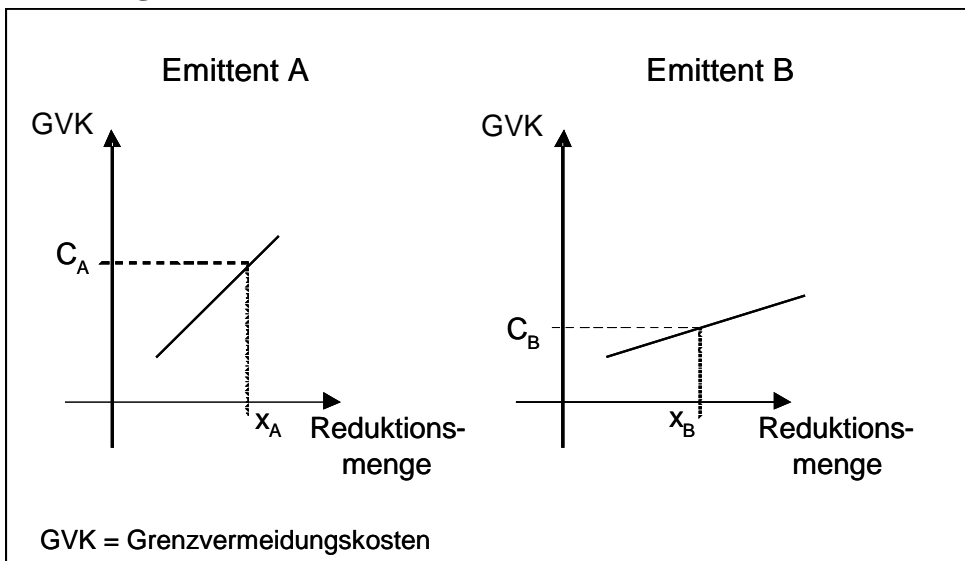
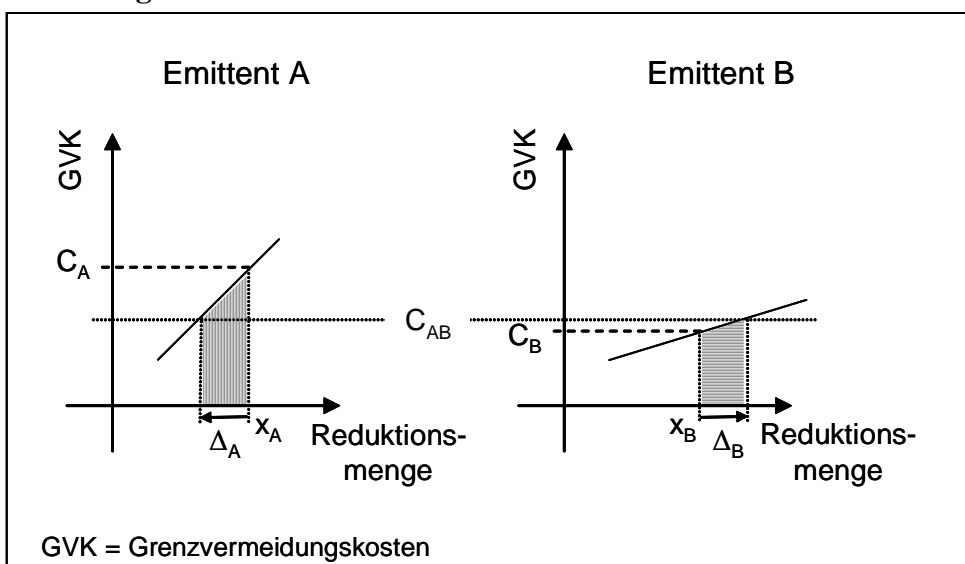


Abbildung 3.2: Reduktionsverhalten mit Emissionshandel



Der Effizienzgewinn gegenüber einem Ansatz ohne Angleichung der Grenzvermeidungskosten ergibt sich aus der Differenz der von A vermiedenen Kosten (schraffierte Fläche in Abbildung 3.2 links) und den von B zusätzlich übernommenen Kosten (schraffierte Fläche in Abbildung 3.2 rechts).

Bevor die Effekte der beiden Sonderregeln – Übertragungs- und Kompensationsregel – überprüft werden, ist es sinnvoll, relevante technologische Veränderungen in der Elektrizitätserzeugung und die Planungs-, Genehmigungs- und Neubauzeiträume zu kennen, denen die Anlagenbetreiber bei Neuinvestitionen ausgesetzt sind.

4 TECHNOLOGISCHE UND PLANUNGSRECHTLICHE RAHMENBEDINGUNGEN FÜR DEN KRAFTWERKNEUBAU

Die technologische Entwicklung und die planungsrechtlichen Rahmenbedingungen spielen bei der Investition in neue Kraftwerke eine wichtige Rolle. Hinzu kommt, dass im ZuG 2007 eine Handelsperiode festgelegt wurde. Es ist deshalb wichtig zu wissen, ob die Anlagenbetreiber in dieser Periode, der Intention des ZuG 2007 entsprechend, reagieren können.

Die Kraftwerksanbieter haben in den letzten Jahren erhebliche Anstrengungen unternommen, um die Zeitdauer zwischen der Entscheidung eines Investors zum Bau eines neuen größeren thermischen Kraftwerks und dessen Inbetriebnahme zu verkürzen. Dennoch bemisst sich der Aufwand für Planung, Genehmigung und Errichtung solcher Anlagen immer noch in Jahren.

Zur Ermittlung von branchenüblichen Planungs-, Genehmigungs- und Errichtungsdauern wurden Informationen zu 14 Neubauprojekten für größere Kraftwerke ausgewertet, die entweder in den letzten zehn Jahren in Deutschland realisiert oder geplant wurden. Bis auf eine Anlage wurden alle auf einem bestehenden Erzeugungsstandort errichtet.

4.1 Neubau Gaskraftwerke

Aktuelle Planungs-, Genehmigungs- und Bauzeiten

Die Standardisierungsbemühungen (z.B. Schalenmodell von Siemens) bei Gaskraftwerken haben inzwischen zu deutlichen Einspareffekten bei der Bauzeit geführt. GuD-Anlagen (Gas- und Dampfturbinen-Anlagen) werden derzeit in 18 bis 20 Monaten errichtet statt wie vor zehn Jahren in 26 bis 30 Monaten. Ein weiterer Grund für die gestiegene Effektivität bei Planung, Genehmigung und Errichtung liefert die inzwischen ausgereifte Software, die bedarfsgerecht eine gemeinsame Plattform für alle Beteiligten - Projektentwicklungsteam, Behörden, Unterlieferanten, Konsortialpartner und Kunden - bildet (Jopp 2002).

Den aktuellen Stand des Zeitaufwands für Planung, Genehmigung und Errichtung von neuen GuD-Gaskraftwerken in Deutschland zeigt Tabelle 4.1.

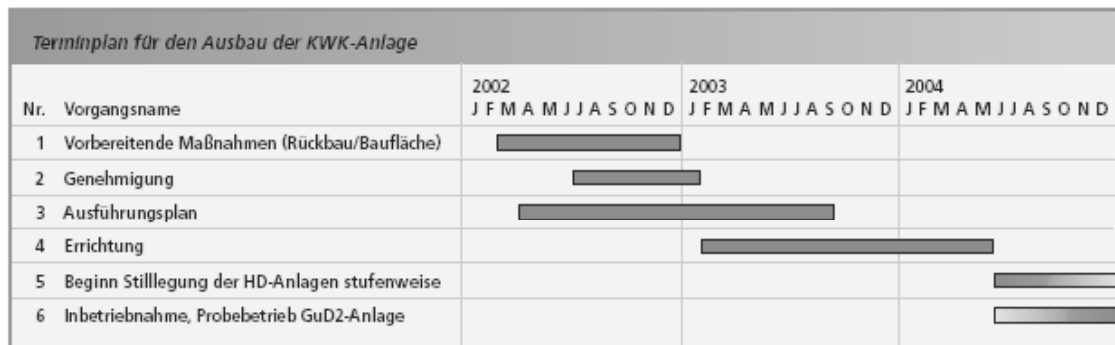
Tabelle 4.1: Planungs-, Genehmigungs- und Bauzeiten von GuD-Gaskraftwerken

Standort	Leistung MW elt	Planungs- beginn	Genehmigungs- antrag	Bau- beginn	Inbetrieb- nahme
Köln-Niehl II	400	2000 (Ausschreibung)	k.A.	Apr 03	Nov 04
Duisburg-Wanheim	240	k.A.	k.A.	Nov 02	Okt 04
München-Süd	450	Mrz 02	Jul 02	Feb 03	Okt 04
Hamm-Uentrop	800	Aug 04 (Gründung Kraftwerksgesell- schaft)	k.A.	Sep 05	Sep 07
Lubmin	1.200	April 98 (Angebot zum Flächenkauf)	Nov 98	Mrz 05	k.A.

Die Angaben beruhen auf Pressemitteilungen der Betreiber: GEW RheinEnergie AG, Stadtwerke Duisburg AG, Stadtwerke München Versorgungs-GmbH, Trianel European Energy Trading GmbH, Concord Power GmbH & Co. Lubmin KG

Während die Errichtungsdauer für die ersten vier Anlagen in Tabelle 4.1 in einem engen Zeitfenster liegt, vergehen beim Kraftwerk Lubmin zwischen dem Genehmigungsantrag und dem erwarteten Baubeginn über sechs Jahre. Dieser Sonderfall ergibt sich, weil erst eine 210 km lange neue Gasleitung zum Kraftwerksstandort beantragt werden musste. An einem bestehenden Kraftwerksstandort ergeben sich hingegen auch aus einem parallel zum Neubau notwendigen Rückbau eines bestehenden fossil befeuerten Kraftwerks keine nennenswerten Zeitverzögerungen, wie Abbildung 4.1 beispielhaft für die GuD-Anlage am Standort München-Süd zeigt.

Abbildung 4.1: Terminplan für den Neu- und Rückbau des Kraftwerks München-Süd



Quelle: Moderne Energiewirtschaft in München: Neue Gas- und Dampfturbinen-Anlage für das Heizkraftwerk Süd, swm Versorgungs-GmbH, 2001

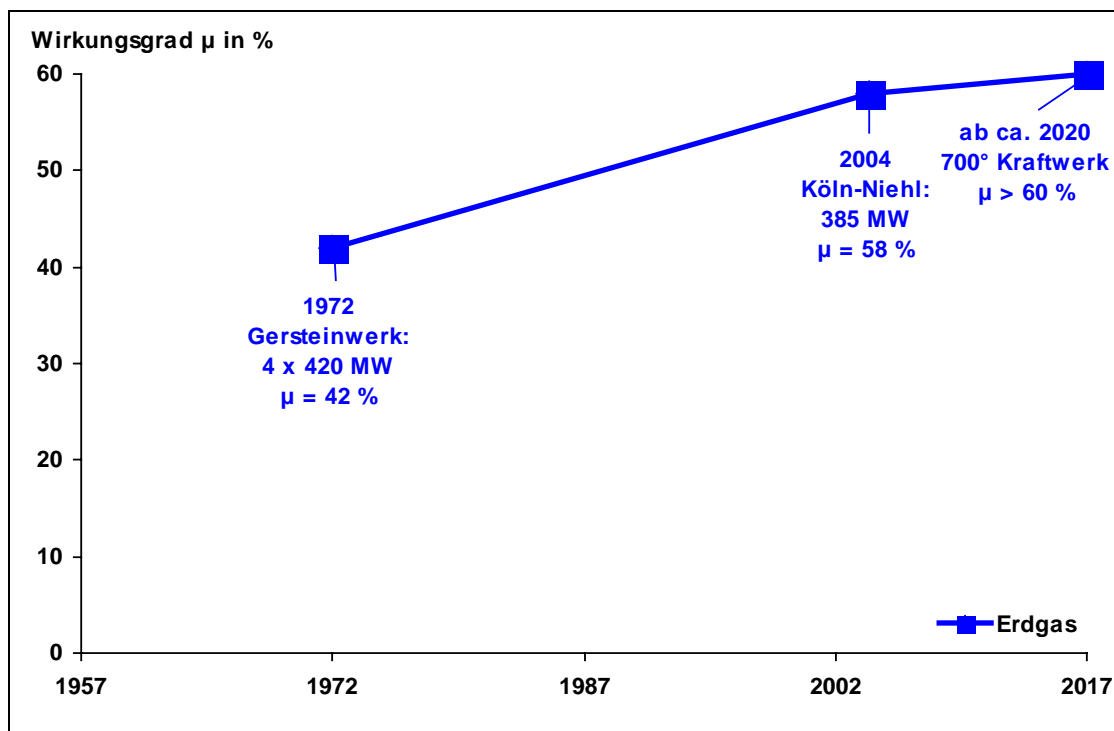
Insgesamt lassen sich für GuD-Gaskraftwerke heute an einem bestehenden Kraftwerksstandort Planungs- und Genehmigungszeiten von 12 Monaten und Errichtungszeiten von 20 Monaten einhalten.

Entwicklung der Wirkungsgrade von neuen GuD-Gaskraftwerken

Anfang der siebziger Jahre lag der Wirkungsgrad von neu errichteten Gaskraftwerken bei ca. 42 %. Wie Abbildung 4.2 zeigt, ist die Brennstoffausnutzung inzwischen deutlich gestiegen. Moderne GuD-Gaskraftwerke erreichen heute Wirkungsgrade von 58 %. Diese hohen Wirkungsgrade resultieren vor allem aus der Nutzung höherer Drücke und Dampftemperaturen von fast 600 °C im Abhitzeessel und in der Dampfturbine.

Weitere Steigerungen der Dampftemperaturen und damit der Wirkungsgrade lassen sich durch den Einsatz von neuen temperaturbeständigen Hochleistungsstählen erreichen, wobei mit der Markteinführung von überkritischen Kraftwerken erst ab ca. 2020 gerechnet wird. Diese werden mit Dampftemperaturen von ca. 700°C betrieben und könnten in Gaskraftwerken zu Wirkungsgraden von über 60 % führen.

Abbildung 4.2: Entwicklung der Wirkungsgrade von neu errichteten GUD-Gaskraftwerken



Quelle: Pressemitteilungen der Betreiber

4.2 Neubau Steinkohlekraftwerke

Aktuelle Planungs-, Genehmigungs- und Bauzeiten

Wie bei Erdgaskraftwerken lassen sich auch bei Steinkohlekraftwerken durch Standardisierung deutliche Einspareffekte bei der Bauzeit erreichen. In diese Richtung zielt z.B. das Referenzkraftwerk NRW, welches in Erwartung einer Belegung des Marktes für steinkohlebefeuerte Anlagen entwickelt wird (Jopp 2004).

In den letzten Jahren wurde in Deutschland nur ein größeres Kohlekraftwerk in Rostock errichtet. Grund hierfür war die bis vor kurzem bestehende Überkapazität bei Mittellastkraftwerken.

Tabelle 4.2: Planungs-, Genehmigungs- und Bauzeit des Steinkohlekraftwerks Rostock

Standort	Leistung MW elt	Planungs- beginn	Genehmigungs- antrag	Bau- beginn	Inbetrieb- nahme
Rostock	500	1991	k.A.	Nov 92	Sep 94
Die Angaben beruhen auf Pressemitteilungen des Betreibers Stadtwerke Rostock AG					

Für steinkohlebefeuerte Kraftwerke muss derzeit mit einer Planungs- und Genehmigungsdauer von 18 Monaten und mit einer Bauzeit von zwei Jahren gerechnet werden.

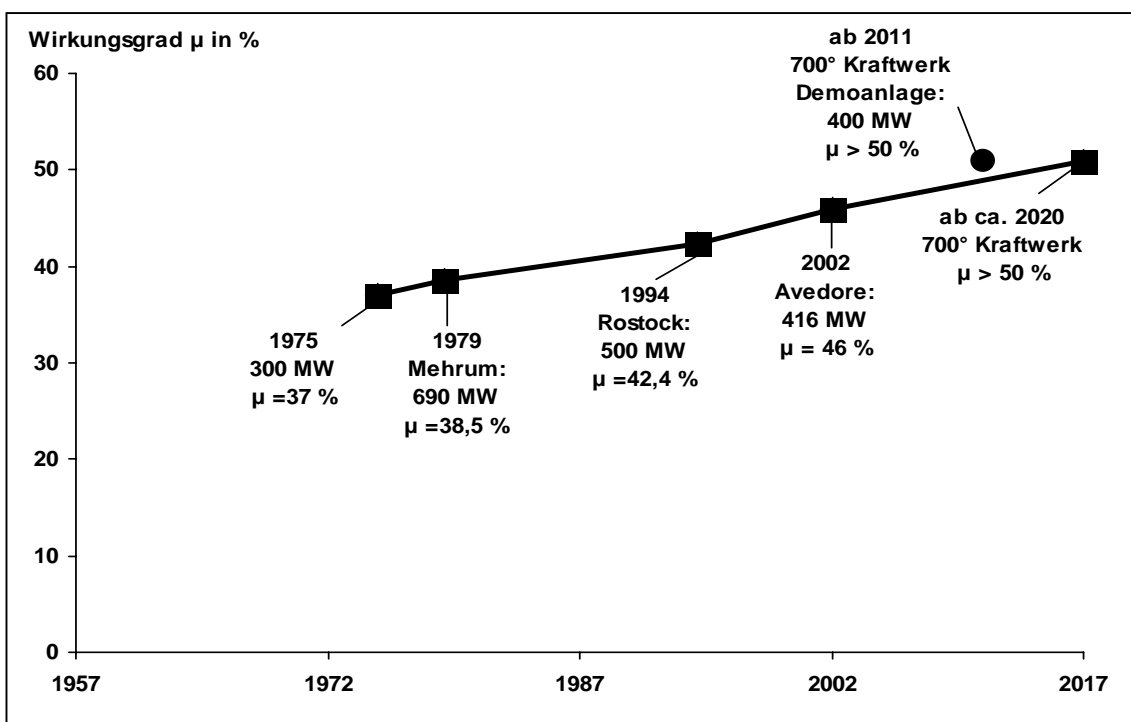
Entwicklung der Wirkungsgrade von neuen Steinkohlekraftwerken

Mitte der siebziger Jahre erreichten neue Steinkohlekraftwerke Wirkungsgrade von ca. 37 %. Seither ist die Brennstoffausnutzung deutlich verbessert worden, sodass moderne Kraftwerke Wirkungsgrade von ca. 46 % erreichen (vgl. Abbildung 4.3). Diese Steigerung der Brennstoffausnutzung wurde insbesondere durch höhere Dampftemperaturen von ca. 600°C und höhere Dampfdrücke erreicht.

Im überkritischen Kohlekraftwerk kommen neuartige Werkstoffe zum Einsatz, wodurch Dampftemperaturen von 700°C genutzt werden. Hierdurch könnte bei Steinkohlekraftwerken die Grenze von 50% Wirkungsgrad überschritten werden, wobei der notwendige Einsatz neuer Materialien auf Nickelbasis erhebliche zusätzliche Kosten verursacht. Diese liegen um mindestens das Doppelte über den Materialkosten üblicher Hochleistungsstähle. Aus dem temperaturbeständigen Werkstoff müssten wichtige Komponenten

wie Teile der Turbine, Rohrleitungen und Sammler gefertigt werden. Solche Werkstoffe werden bereits von der Chemieindustrie eingesetzt. Im kommenden Jahr soll mit dem Bau einer Komponententestanlage in Scholven bei Gelsenkirchen begonnen werden. Ein 400-MW-Demonstrationskraftwerk könnte ab 2011 in Betrieb gehen, um erstmals großmaßstäblich Erfahrungen mit einem überkritischen Kohlekraftwerk zu sammeln (Weiden 2004). Somit kann mit der Entwicklung von marktreifen standardisierten überkritischen Kohlekraftwerken frühestens ab Mitte des kommenden Jahrzehnts gerechnet werden.

Abbildung 4.3: Entwicklung der Wirkungsgrade von neu errichteten Steinkohlekraftwerken



Quelle: Pressemitteilungen der Betreiber

4.3 Neubau Braunkohlekraftwerke

Aktuelle Planungs-, Genehmigungs- und Bauzeiten

Die technische Standardisierung von Braunkohlekraftwerken ist relativ niedrig. Deshalb sind die Planungs-, Genehmigungs- und Bauzeiten verhältnismäßig lang (vgl. Tabelle 4.3). Tendenziell sind die Bauzeiten in den letzten Jahren sogar gestiegen. Lagen sie Mitte der neunziger Jahre ziemlich genau bei 4 Jahren (Schkopau, Schwarze Pumpe), müssen heute eher 5 Jahre angesetzt werden.

Tabelle 4.3: Planungs-, Genehmigungs- und Bauzeiten von Braunkohlekraftwerken

Kraftwerk	Leistung MW elt	Planungs- beginn	Genehmigungs- antrag	Bau- beginn	Inbetrieb- nahme
Schkopau	900	k.A.	k.A.	Nov 92	Juli 96
Schwarze Pumpe	800	k.A.	k.A.	Okt 93	Dez 97
Boxberg IV	900	k.A.	k.A.	Aug 94	Okt 00
Niederaußem BoA	965	94	März 97	Dez 97	Sep 02
Neurath BoA	1.050	04	Mai 04	06	frühestens 10
Boxberg V	600 bis 700	04	k.A.	06	11

Die Angaben beruhen auf Pressemitteilungen der Betreiber: Veba Kraftwerke Ruhr AG (VKR), Vereinigten Energiewerke AG (VEAG), RWE Power AG, Vattenfall Europe AG

Insgesamt benötigt ein Braunkohlekraftwerk heute an einem bestehenden Kraftwerksstandort für Planung und Genehmigung zwei Jahre, die Errichtung beansprucht weitere fünf Jahre.

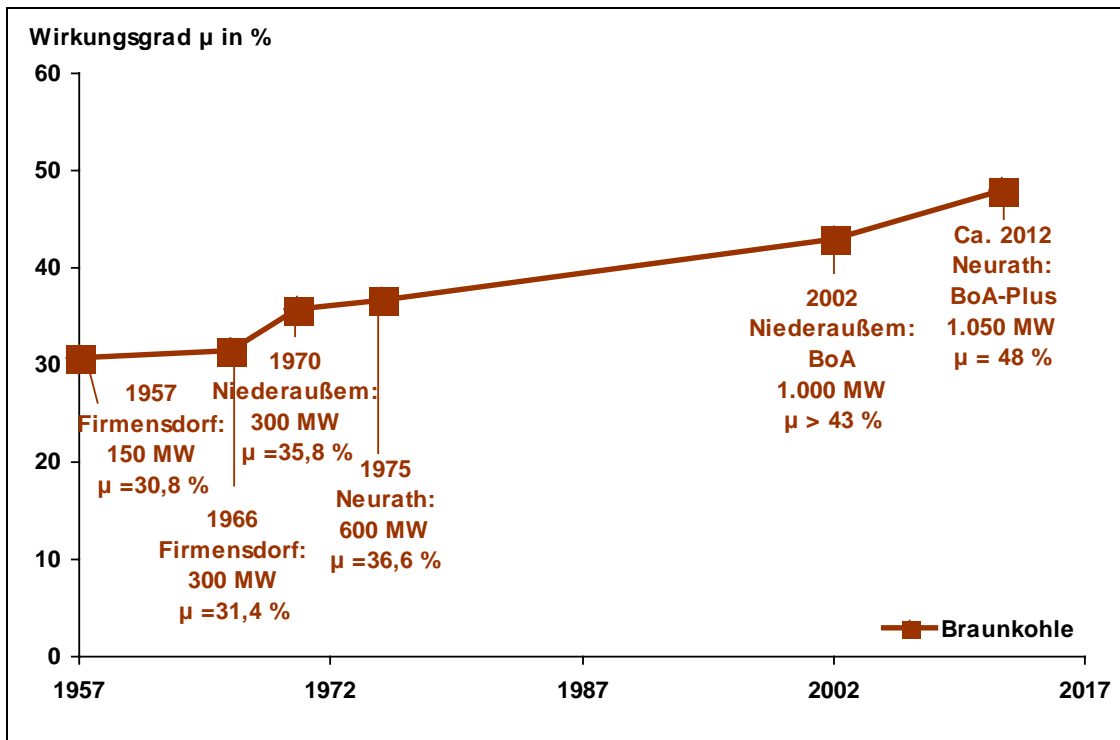
Entwicklung der Wirkungsgrade von neuen Braunkohlekraftwerken

Neue Braunkohlekraftwerke erreichten Mitte der siebziger Jahre Wirkungsgrade von ca. 37 %. Seither ist es gelungen, den Wirkungsgrad von modernen BoA-Kraftwerken (Braunkohlekraftwerk mit optimierter Anlagentechnik) auf über 43 % zu steigern (vgl. Abbildung 4.4). Diese Steigerung der Brennstoffausnutzung wurde insbesondere durch höhere Dampftemperaturen von ca. 600°C erreicht (Drake 2003).

Bis Anfang des kommenden Jahrzehnts wird mit so genannten BoA-Plus-Kraftwerken eine weitere Wirkungsgradsteigerung auf 48 % angestrebt. Diese Verbesserung ergibt sich insbesondere aus der Vortrocknung des Brennstoffs durch die WTA-Feinkorn-trocknung, die mittlerweile technisch und kostenmäßig vor dem Durchbruch steht (Drake 2003).

Langfristig (ab ca. 2020) könnte der Wirkungsgrad auf über 50 % gesteigert werden, wenn überkritische Kohlekraftwerke, in denen neuartige Werkstoffe zum Einsatz kommen, einen Betrieb bei 700°C ermöglichen.

Abbildung 4.4: Entwicklung der Wirkungsgrade von neu errichteten Braunkohlekraftwerken



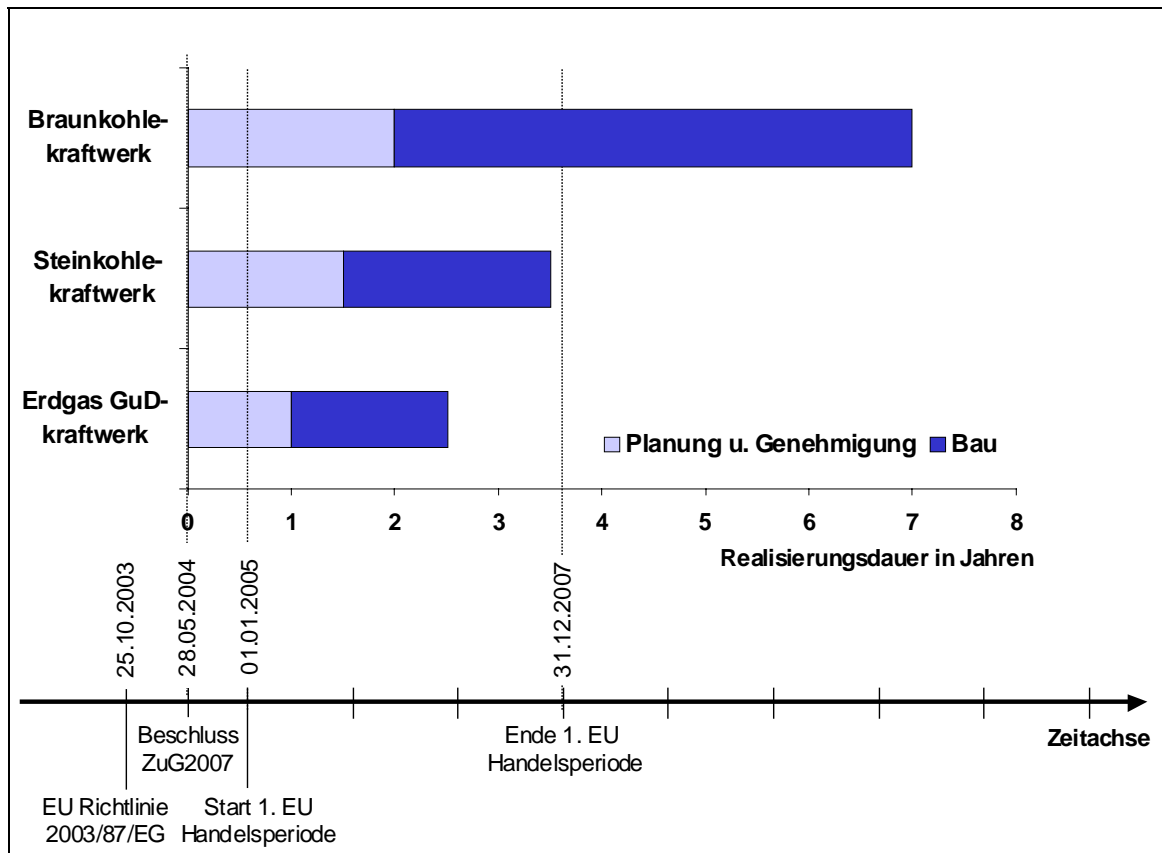
Quelle: Pressemitteilungen der Betreiber

4.4 Konsequenzen aus den Reaktionszeiten und der Wirkungsgradentwicklung

Kompatibilität von unternehmerischer Reaktionsmöglichkeit und Handelsperiode

Die durchschnittlichen Zeiträume für Planung, Genehmigung und Bau größerer fossil befeuerter Kraftwerke sind in Abbildung 4.5 wiedergegeben. Es zeigte sich, dass zwischen der Entscheidung zum Bau eines Kraftwerks und seiner Inbetriebnahme mehrere Jahre liegen. Nicht berücksichtigt ist dabei die Vorlaufphase innerhalb des Unternehmens, welche der Entscheidung vorausgeht, mit der Planung eines neuen Kraftwerks zu beginnen. Diese ist mindestens mit einigen Quartalen anzusetzen. Danach dauert es immer noch mindestens 2 1/2 Jahre (GuD-Gaskraftwerk) bis 7 Jahre (Braunkohlekraftwerk), bis die Anlage in Betrieb gehen kann. Die Länge der Balken im oberen Bereich von Abbildung 4.5 stellt demnach die minimale Reaktionszeit eines potenziellen Investors von der Entscheidung bis zur Realisierung eines neuen Kraftwerks dar. Demnach kann beispielsweise ein Investor, der im Jahre 2004 den Neubau eines Braunkohlekraftwerks beschließt, mit der Fertigstellung der Anlage frühestens im Jahre 2011 rechnen.

Abbildung 4.5: Gegenüberstellung der Realisierungsdauer großer thermischer Kraftwerke und der Geltungsdauer der ZuG 2007



Im unteren Bereich von Abbildung 4.5 sind auf einer Zeitachse die wichtigsten Eckdaten zum Emissionshandel in Deutschland zum direkten Vergleich eingetragen. Mit der Annahme des Zuteilungsgesetzes 2007 durch den Bundestag am 28. Mai 2004 wurde Rechtssicherheit für die erste Handelsperiode hergestellt. Diese beginnt am 1. Januar 2005 und endet nach drei Jahren zum 31. Dezember 2007. Von der Gesetzesannahme an gerechnet besteht somit für etwas mehr als dreieinhalb Jahre Rechtssicherheit für einen potenziellen Investor, der ein Kraftwerk errichten will.

Aus Abbildung 4.5 lässt sich unmittelbar ablesen, dass die Übertragungsregelung (§10 ZuG 2007), die den Betreiber eines bestehenden Kraftwerks zum vorzeitigen Ersatz durch ein effizienteres Kraftwerk bewegen soll, diese Intention auf Grund der erforderlichen Reaktionszeiten

- bei Braunkohlekraftwerken nicht erfüllen kann,
- bei Steinkohlekraftwerken nur theoretisch erfüllen kann und
- nur bei Gaskraftwerken technologisch und planungsrechtlich bedingt erfüllen kann.

Theoretisch könnte der Betreiber eines Braunkohlekraftwerks dieses durch ein Erdgaskraftwerk ersetzen. Für die Praxis ist dieser Fall jedoch nicht wahrscheinlich, da der Betreiber einen Brennstoffwechsel nicht vornehmen wird, solange er kostengünstig Braunkohle abbauen kann.

Es ist noch einmal zu betonen, dass sich die hier betrachteten Realisierungszeiträume auf genehmigte Standorte beziehen. Für neue Standorte verlängern sich erfahrungsgemäß die Genehmigungszeiträume dramatisch.

Verbesserte Wirkungsgrade beim Kraftwerksneubau

Die Wirkungsgrade der Kraftwerke haben sich in den vergangenen Jahren laufend erhöht. Es zeigt sich deutlich, dass bereits ohne zusätzliche Anreize ein stetiger Fortschritt bei der Brennstoffausnutzung stattfindet. Grundsätzlich streben die Betreiber beim Neubau einen möglichst hohen Wirkungsgrad an, insbesondere wegen der dadurch sinkenden Brennstoffkosten über die lange Lebensdauer der Anlagen.

Gegenüber dem heutigen Kraftwerksbau lassen sich künftig Wirkungsgradsteigerungen jeweils um mehrere Prozentpunkte erreichen:

- bei Braunkohlekraftwerken durch die WTA-Feinkorntrocknung. Diese Technik steht erst seit kurzem zur Verfügung. Ihr Einsatz in neuen Braunkohlekraftwerken (z.B. in Neurath) wurde jedoch bereits unabhängig vom ZuG 2007 angekündigt;
- bei allen Energieträgern durch die Nutzung von höheren Dampftemperaturen (700°C). Hierzu müssen neue temperaturbeständige Werkstoffe eingesetzt werden. Mit marktreifen standardisierten überkritischen Kraftwerken kann frühestens ab Mitte des kommenden Jahrzehnts gerechnet werden. Die Annahme, dass (wie z.B. beim Drei-Liter-Pkw) eine ausgereifte Technologie zur Steigerung des Wirkungsgrades von Kraftwerken bereits von den Herstellern entwickelt wurde und jetzt dank der Übertragungsregelung zum Einsatz kommt, ist unrealistisch.

Diese technologischen Entwicklungstendenzen und die erforderlichen Planungs-, Genehmigungs- und Bauausführungszeiten sind für die weitere Analyse wichtige Randbedingungen.

5 ÖKOLOGISCHE WIRKUNG DES § 10 ZUG 2007

Bei der Analyse der ökologischen Wirkung des ZuG 2007 auf Unternehmensebene wird untersucht, ob und inwieweit die Übertragungsregel (§10) zu zusätzlichen Emissionsminderungen gegenüber dem business-as-usual Fall (Szenario ohne Übertragungsregel) führt. Die Beantwortung dieser Frage ist nicht allein aus ökologischer Sicht interessant, sondern vielmehr auch aus wettbewerbs- und beihilferechtlicher Sicht erforderlich.

Die Analyse gliedert sich in folgende drei Schritte:

- Unternehmensentscheidungen über Ersatzinvestitionen ohne klimapolitische Instrumente,
- Unternehmensentscheidungen über Ersatzinvestitionen bei Emissionshandel ohne Übertragungsregel,
- Unternehmensentscheidungen über Ersatzinvestitionen bei Emissionshandel mit Übertragungsregel.

5.1 Unternehmensentscheidungen über Ersatzinvestitionen ohne klimapolitische Instrumente

Entgegen der landläufigen Annahme, dass die Lebensdauer von Kraftwerken technisch bedingt ist und daher eine fixe Anzahl von Betriebsjahren bestimmt werden kann, ist die Entscheidung über eine mögliche Stilllegung und anschließende Ersatzinvestition aus ökonomischer Sicht im Voraus nicht genau fixiert. Der Entscheidungsträger steht vielmehr vor der Frage, ob der Weiterbetrieb einer existierenden Anlage wirtschaftlich sinnvoll ist. Dazu ist der erwartete Ertrag den entscheidungsrelevanten Kosten gegenüberzustellen. Solange diese Kosten kleiner als die Erträge sind, ist das Ende der ökonomischen Lebensdauer noch nicht erreicht, der Weiterbetrieb der Anlage sinnvoll.

Der Ertrag ergibt sich in kompetitiven Märkten aus dem gleichgewichtigen Preis und der produzierten Menge. Der gleichgewichtige Preis ist für den einzelnen Akteur ein Datum und kann nicht beeinflusst werden.

Das zuvor genannte Entscheidungskalkül kann sich jedoch ändern, wenn neben der Stilllegung auch die Investition in eine Neuanlage (i.S. des ZuG 2007 in eine Ersatzanlage) möglich ist. In diesem Fall kann es durchaus sinnvoll sein, die Altanlage vor dem Ende ihrer ökonomischen Lebensdauer stillzulegen, sofern die erwarteten Gewinne bei

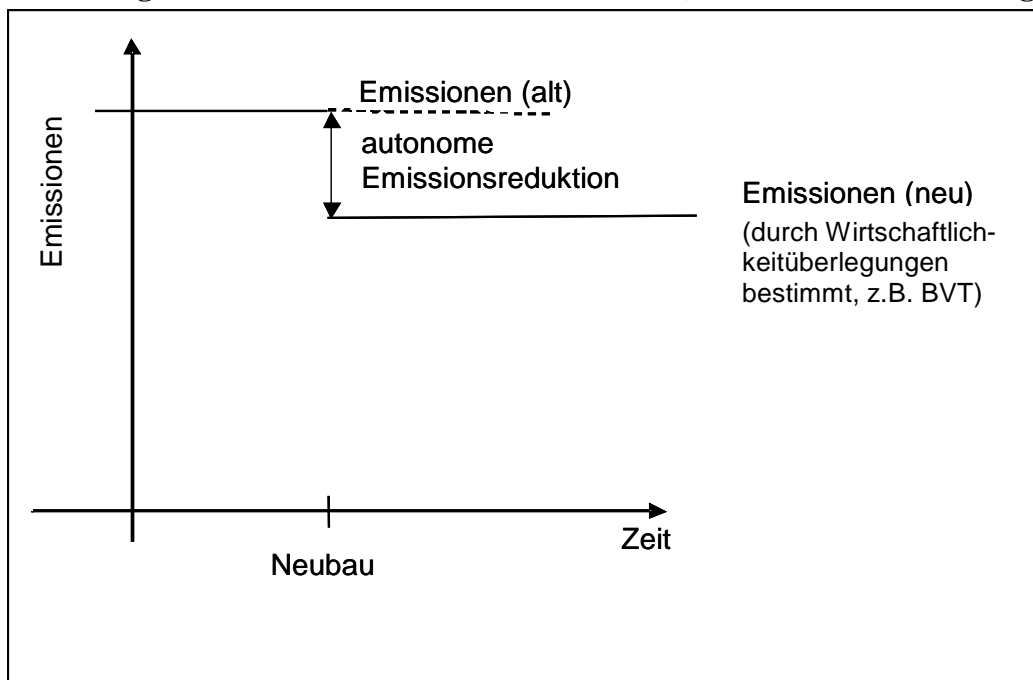
Entscheidung für die Neuanlage größer sind als diejenigen, die bei Weiterbetrieb der Altanlage erwirtschaftet werden.

In beiden Fällen erfolgt die Entscheidung für oder gegen den Weiterbetrieb der Altanlage allein unter Gesichtspunkten der Wirtschaftlichkeit.

In der Regel ist das Alter einer Anlage ein entscheidender Faktor für deren Wirtschaftlichkeit. Wie schon dargestellt, nimmt der Wirkungsgrad neuer, in den Markt kommender Anlagen zu. Durch den höheren Wirkungsgrad liegen die Grenzkosten der Neuanlagen unter denen der konkurrierenden Altanlagen, wodurch diese aus dem Markt gedrängt werden können.

Durch den beschriebenen Marktmechanismus kommt es bei technischem Fortschritt zu einer autonomen Wirkungsgradsteigerung – oder anders ausgedrückt zu autonomen Emissionsminderungen (siehe Abbildung 5.1).

Abbildung 5.1: Autonome Emissionsreduktion (schematische Darstellung)



5.2 Unternehmensentscheidungen über Ersatzinvestitionen bei Emissionshandel ohne Übertragungsregel

Mit der Einführung eines Emissionshandelssystems, wie nach der EU-Richtlinie 2003/87/EG vorgesehen, entstehen nach der Kostentheorie für die Emission von Kohlendioxid zusätzliche Kosten, die von den tatsächlich in der Anlage anfallenden Emissionen je erzeugter Energieeinheit (Emissionsintensität) sowie dem Preis der Emissionsberechtigungen abhängen, der sich auf dem Zertifikatemarkt bildet. Dabei ist es unerheblich, ob die Zertifikate kostenpflichtig oder kostenlos ausgegeben werden. In letzterem Fall sind bei der Verwendung der Emissionsberechtigungen die Opportunitätskosten zu berücksichtigen: Für den Fall, dass nicht produziert würde (und somit keine Emissionsberechtigungen abgegeben werden müssten), könnten die Rechte am Markt verkauft werden.³

Unterstellt man einen kompetitiven Zertifikatemarkt, so ist der CO₂-Preis für alle Teilnehmer am Handelssystem gleich. Somit wird deutlich, dass für das Entscheidungsverhalten des einzelnen Anlagenbetreibers die Emissionsintensität der eigenen Anlage von entscheidender Bedeutung ist. Diese hängt vom verwendeten Brennstoff sowie von der Effizienz der Anlage ab. Alte und ineffiziente Anlagen, die ohnehin schon relativ hohe Kosten haben, erfahren somit überproportional höhere zusätzliche Kosten.

Die Wahrscheinlichkeit, dass diese Anlagen stillgelegt und durch neue ersetzt werden, nimmt somit gegenüber dem Szenario ohne klimapolitische Instrumente deutlich zu (siehe Abbildung 5.2). Die Tatsache, dass alte, ineffiziente Kraftwerke vom Markt gehen, ist dabei politisch gewünscht. So wird z.B. nach § 7 (7) ZuG 2007 für Kondensationskraftwerke, die nicht einen bestimmten Mindestwirkungsgrad aufweisen, ein verringerter Erfüllungsfaktor angesetzt, wodurch dem Anlagenbetreiber höhere Zielerfüllungskosten entstehen.⁴

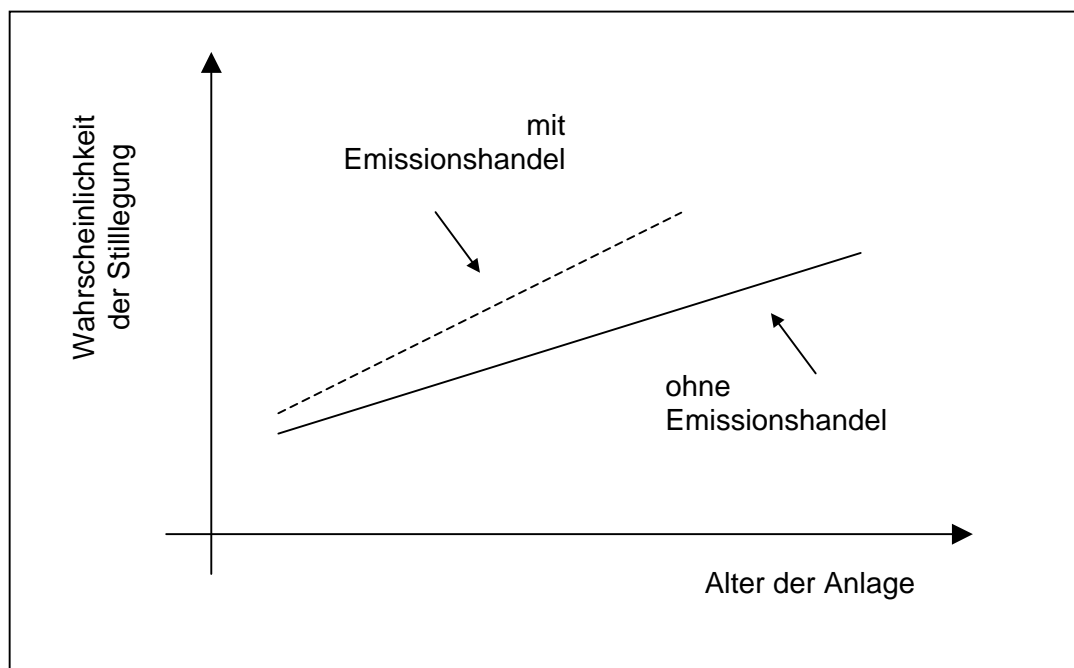
Durch die Einführung eines Emissionshandelssystems ändert sich der unter 5.1 beschriebene Entscheidungsmechanismus hinsichtlich der Investition in eine Ersatzanlage nicht. Der Entscheidungsträger wird unter den Rahmenbedingungen auf dem Güter- und dem Zertifikatemarkt seine Entscheidung für oder gegen den Weiterbetrieb der Anlage treffen. Auch die Investitionsentscheidung für eine Neuanlage wird unter diesen Rah-

³ Eine detaillierte Darstellung für die Stromwirtschaft gibt Bode (2004).

⁴ Eine detaillierte Darstellung bzw. Abgrenzung von Vermeidungskosten und Zielerfüllungskosten gibt Bode (2003).

menbedingungen getroffen. Im Fall der Entscheidung für eine Neuinvestition kommt es i.d.R. zu einer Emissionsreduktion (vgl. Abbildung 5.1). Dabei kann es sich sowohl um eine Neuanlage, die den gleichen Brennstoff verwendet (z.B. Steinkohle-Steinkohle), als auch um eine Anlage, die mit einem anderen Brennstoff befeuert wird (z.B. Steinkohle-Gas), handeln.

Abbildung 5.2: Wahrscheinlichkeit der Anlagenstilllegung mit und ohne Emissionshandel (schematische Darstellung)



Für die nachfolgende Diskussion wird unterstellt, dass es sich bei einer Neuinvestition um eine Anlage handelt, die der *besten verfügbaren Technologie* (BVT)⁵ entspricht.

5.3 Unternehmensentscheidungen über Ersatzinvestitionen bei Emissionshandel und Übertragungsregel

Anlagenbetreiber, die eine Altanlage durch eine vergleichbare neue Anlage ersetzen, bekommen vier Jahre lang Emissionsberechtigungen, wie sie sich aus der entsprechenden Anwendung des § 7 Abs. 1 bis 6, 10 und 11 ergeben. Nach Anhang 2 ZuG 2007, Kategorie 1 sind Anlagen zur Erzeugung von Strom einschließlich Kraft-Wärme-

⁵ Der Begriff *beste verfügbare Technik* ist nicht einheitlich definiert. Die Definition nach EG-Richtlinie über die integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung vom 30. Oktober 1996 (IVU-Richtlinie) ist im Anhang aufgeführt.

Kopplungsanlagen, die dem Anhang 1 Nummer I bis III TEHG unterliegen, vergleichbar.

Daraus wird unmittelbar einsichtig, dass die durch den dargestellten Marktmechanismus eintretenden autonomen Emissionsminderungen mit zusätzlichen Berechtigungen bedacht werden (Mitnahmeeffekt).

Eine Sinnhaftigkeit dieser Regel ist nur gegeben, falls eine über die autonome Emissionsminderung hinausgehende Reduktion eintritt. Dabei ist eine zusätzliche, absolute oder eine zeitlich vorgezogene Reduktion denkbar.

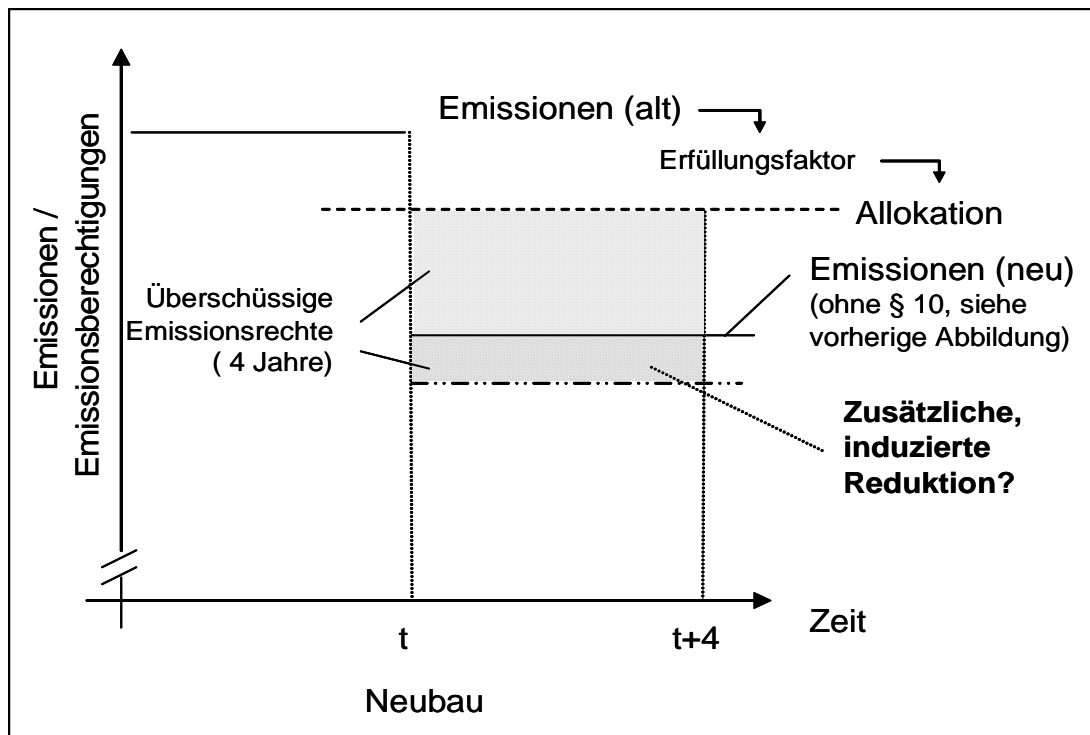
5.3.1 Durch § 10 ZuG 2007 zusätzlich induzierte Emissionsreduktionen

Zum besseren Verständnis des nachfolgenden Abschnitts wird darauf hingewiesen, dass bei der Analyse möglicher zusätzlich induzierter Emissionsreduktionen keinerlei zeitliche Komponente berücksichtigt wird. Das mögliche Vorziehen von Anlagenstilllegungen wird im Abschnitt 5.3.2 untersucht.

Eine zusätzlich induzierte Emissionsreduktion tritt ein, wenn der Entscheidungsträger im Falle einer Neuinvestition eine Anlage wählt, die hinsichtlich ihrer Effizienz über die beste verfügbare Technologie hinausgeht, d.h. wenn er eine effizientere Anlage wählt als diejenige, die er allein aus Wirtschaftlichkeitsüberlegungen ohne Übertragungsregel (siehe Abschnitt 5.2) für optimal hält. Aus Sicht des Investors besteht hierzu ein Anreiz, wenn der erwartete Wert der über vier Jahre erhaltenen zusätzlichen Emissionsrechte (siehe schraffierte Fläche in Abbildung 5.3) größer ist als die über die BVT hinausgehenden zusätzlichen Kosten.

Die Feststellung, ob ein derartiger Anreiz greift, ist für den Gesetzgeber in der Praxis auf Grund von Informationsdefiziten in der Regel unmöglich.

Abbildung 5.3: Autonome und durch § 10 induzierte Emissionsreduktion (schematische Darstellung)



Die tatsächlichen Motive für eine bestimmte Investition sind allein den Entscheidungsträgern in den Unternehmen bekannt. Vor dem Hintergrund der in Kapitel 4 dargestellten bisherigen Entwicklung beim Kraftwerksneubau kann aber davon ausgegangen werden, dass eine über die wirtschaftlich motivierte, ohnehin stattfindende Effizienzsteigerung hinausgehende Erhöhung der Effizienz zum einen nur begrenzt technisch möglich, zum anderen wegen überproportional steigender Kosten nur bedingt ökonomisch sinnvoll ist. Substanzielle zusätzliche Emissionsminderungen bei Ersatzinvestitionen mit gleichem Brennstoff sind durch die Übertragungsregel also nicht zu erwarten. Bei einem Wechsel des Brennstoffs könnte dies anders sein. Ob aber ein derartiger Wechsel tatsächlich durch die Übertragungsregel oder aber wettbewerblich induziert ist, lässt sich in der Praxis schwer feststellen. Grundsätzlich gibt es aber auch in diesem Fall Mitnahmeeffekte (zu ökologischen Implikation siehe Abschnitt 5.5).

5.3.2 Durch § 10 ZuG 2007 induziertes zeitliches Vorziehen von Emissionsreduktionen

Neben einer möglichen, durch § 10 induzierten zusätzlichen Emissionsminderung ist zu prüfen, ob durch die Übertragungsregel ggf. die Stilllegung einer Anlage vorgezogen wird und es somit zu vorzeitigen Emissionsreduktionen kommt. Dabei sind theoretisch zwei unterschiedliche Ausgestaltungsmöglichkeiten der Übertragungsregel denkbar:

- eine unbegrenzte Laufzeit,
- eine begrenzte Laufzeit.

Unbegrenzte Laufzeit der Übertragungsregel

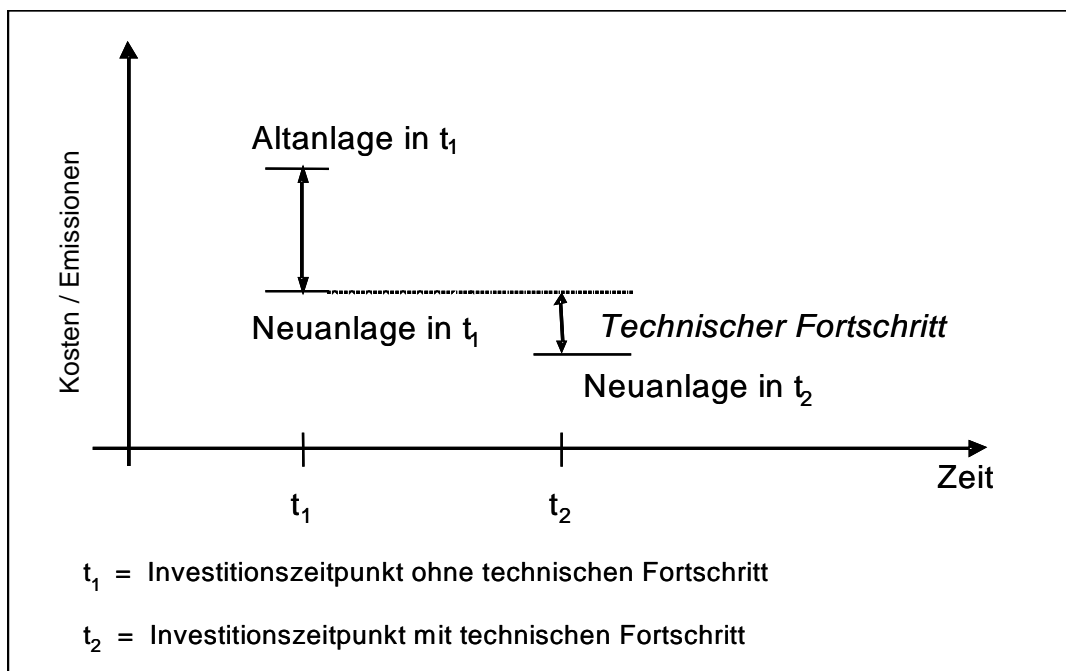
Ist die Laufzeit der Übertragungsregel unbegrenzt, so ergibt sich für den Entscheidungsträger zunächst kein Anreiz, eine Anlage zu einem bestimmten, durch das Ende der Gültigkeit der Übertragungsregel determinierten Zeitpunkt stillzulegen. Er kann seine Investitionsentscheidung vielmehr unabhängig davon treffen.

Einen Anreiz für die vorgezogene Inbetriebnahme einer Ersatzanlage könnte der damit verbundene frühere Erhalt der Emissionsberechtigungen bieten. Daraus entsteht ein Zinsvorteil. Dem steht aber der technische Fortschritt (siehe Abbildung 4.2 bis 4.4) entgegen. Ist technischer Fortschritt zu erwarten, würde sich der Entscheidungsträger bei einer vorgezogenen Investition in eine Ersatzanlage über die Lebensdauer an eine ineffizientere Anlage binden (siehe Abbildung 5.4). Dies wiederum würde zum einen zu höheren Produktionskosten führen, zum anderen zu einer geringeren Menge an überschüssigen Emissionsrechten.

Die Übertragungsregel könnte demnach den gewünschten Vorzieheffekt bei einer hohen Rate des technischen Fortschritts in das Gegenteil umschlagen lassen. Es entstände ein Anreiz, Ersatzinvestitionen zu verzögern, um später mehr überschüssige Emissionsrechte zu bekommen.

Vor diesem Hintergrund kann im Falle einer unbefristeten Übertragungsregel nicht mit substantziellen vorgezogenen Emissionsreduktionen gerechnet werden.

Abbildung 5.4: Spezifische Kosten und Emissionen einer Neuanlage in Abhängigkeit des technischen Fortschritts (schematische Darstellung)



Begrenzte Laufzeit der Übertragungsregel

Ist die Gültigkeit der Übertragungsregel befristet, so kann es durchaus ökonomisch sinnvoll sein, Anlagen, deren erwarteter Stilllegungszeitpunkt nach Ende der Gültigkeit der Übertragungsregel liegt, früher stillzulegen und somit in den Genuß der überschüssigen Berechtigungen zu kommen.

Ökonomisch ist eine derartige Entscheidung dann angezeigt, wenn der erwartete Wert der überschüssigen Rechte (siehe gepunktete Fläche in Abb. 5.3) größer ist als die durch die vorzeitige Stilllegung entstehenden zusätzlichen Kosten. Diese Kosten sind vermutlich gerade dann klein und erfüllen somit sehr wahrscheinlich die zuvor genannte Bedingung, wenn die betrachtete Anlage alt und ineffizient und somit die erwartete ökonomische Restlebensdauer klein ist. Somit ist davon auszugehen, dass gegenüber dem business-as-usual-Szenario (ohne § 10) keine bedeutenden Vorzieheffekte zu erwarten sind. Die betrachteten Anlagen wären ohnehin in Kürze stillgelegt worden.

Im Hinblick auf die zu erwartende geringe Menge an vorgezogenen Reduktionen ist zu betonen, dass der Effekt nur einmal eintritt – am Ende der Gültigkeit der Übertragungs-

regel. Anlagen, deren ökonomische Lebensdauer bereits vor dem Auslaufen der Übertragungsregel endet, nehmen die Regel in Anspruch, ohne dass dem Verhalten vorzeitige Reduktionen gegenüber stehen (Mitnahmeeffekt).

Darüber hinaus besteht auch die Möglichkeit, dass der zuvor erwähnte Anreiz, bei einer hohen Rate des technischen Fortschritts Ersatzinvestitionen zu verzögern, bei Befristung der Regel greift. Somit wären auch in diesem Fall keine Minderungen zu erwarten.

5.4 Zusammenfassung der Wirkungen auf Unternehmensebene

Auf Grund höherer Betriebskosten von alten, ineffizienten Anlagen kommt es im Laufe der Zeit zu autonomen Effizienzsteigerungen und somit, bezogen auf die gleiche Ausstoßmenge, zu autonomen Emissionsminderungen. Durch die Einführung eines Emissionshandelssystems verschlechtert sich die Wettbewerbsfähigkeit alter Anlagen weiter, so dass die Wahrscheinlichkeit der Stilllegung und ggf. eines Neubaus zunimmt. Investitionen in Ersatzanlagen, die durch diesen Marktmechanismus induziert werden, können über den § 10 ZuG 2007 zusätzliche Emissionsrechte bekommen, ohne dass diesen zwangsläufig zusätzliche Emissionsminderungen gegenüberstehen (Mitnahmeeffekt).

Zusätzliche, durch die Übertragungsregelung induzierte Minderungen sind möglich, jedoch nicht wahrscheinlich. Ebenso kann nicht mit vorgezogenen Emissionsminderungen bei unbefristeter Laufzeit der Übertragungsregelung gerechnet werden.

Bei einer zeitlichen Befristung der Übertragungsregel kann es dagegen zu einem einmaligen Vorzieheffekt bei der Umsetzung von Emissionsminderungen durch Ersatzinvestitionen kommen. Allerdings ist zu erwarten, dass vornehmlich alte Anlagen, die ohnehin kurz darauf stillgelegt worden wären, nun früher abgeschaltet werden. Die Wirkung ist somit begrenzt. Ferner ist zu bedenken, dass je länger die Regel gültig ist, desto mehr Anlagenbetreiber Mitnahmeeffekte realisieren können.

5.5 Ökologische Wirkung des § 10 ZuG 2007 auf gesamtwirtschaftlicher Ebene

Wie eingangs dargestellt, handelt es sich beim Emissionshandel um ein Mengeninstrument. Der Gesetzgeber legt die zulässige Gesamtmenge an Emissionsrechten fest, aus der sich dann ein Preis für Emissionsrechte auf dem Markt bildet. Die Summe an Rechten ist somit grundsätzlich konstant und unabhängig davon, welcher Teilnehmer

wie viele Emissionsrechte zu Beginn des Systems alloziiert bekommt oder am Ende einer Handelsperiode hält.

Die Gesamtmenge an Emissionsberechtigungen für die in Deutschland am Handel teilnehmenden Anlagen ist im ZuG 2007 bis zum Jahr 2012 geregelt. Auch wenn unter Umständen durch die Übertragungsregel zusätzliche oder vorzeitige Minderungen induziert werden könnten, so ist dadurch keine ökologische Wirkung auf gesamtwirtschaftlicher Ebene zu erwarten. Die überschüssigen Rechte können am Markt verkauft werden, so dass ein anderer Emittent das vermiedene Kohlendioxid ausstößt.

Das vermeintliche Argument, dass der Anlagenbetreiber die überschüssigen Berechtigungen nicht verkaufen, sondern in Erwartung höherer zukünftiger Zertifikatepreise auch zurückhalten könnte und somit ein ökologischer Nutzen entstünde, greift nicht. Ein rationaler Investor würde dieses Verhalten auch ohne die Übertragungsregel zeigen und entsprechende Emissionsberechtigungen beiseite legen. Das Zurückhalten wäre nicht durch die Übertragungsregel induziert.

Aus der Tatsache, dass sich durch die auf gesamtwirtschaftlicher Ebene festgelegte Emissionsmenge keine durch die Übertragungsregelung induzierten Emissionsminderungen ergeben können, lässt sich auch folgende ökonomische Implikation ableiten: Sofern durch die Übertragungsregel Anreize für ein vom business-as-usual-Fall abweichendes Verhalten geschaffen werden, besteht die Möglichkeit, dass es zur Realisierung ineffizienter Vermeidungsoptionen kommt. Das sich bei Emissionshandel ohne Übertragungsregel einstellende Gleichgewicht auf den Märkten würde durch die genannten Anreize verändert.

Will der Gesetzgeber vorzeitige oder weitere Emissionsminderungen realisiert haben, so kann dies über Änderungen des Gesamtbudgets für alle Teilnehmer geschehen. Das Instrument des Emissionshandels erlaubt dann eine kosteneffiziente Erreichung dieses Ziels. Regeln, die in diesen Mechanismus eingreifen, führen nicht zwangsläufig zu zusätzlichen Minderungen auf gesamtwirtschaftlicher Ebene und gehen zu Lasten der ökonomischen Effizienz.

6 WETTBEWERBSWIRKUNGEN DER §§ 10 UND 15 ZUG 2007

6.1 Hintergrund und Aufbau der Wettbewerbsanalyse

Im nachfolgenden Abschnitt werden die Auswirkungen des ZuG 2007 auf den Wettbewerb im deutschen Strommarkt untersucht. Die Analyse der Wettbewerbseffekte erfolgt in zwei Schritten:

- Konkrete Bestimmung der wettbewerbsverzerrenden Wirkungen; hier sind die aus dem Gesetz resultierenden Veränderungen der Investitions- und Preissetzungsspielräume für die betroffenen Akteure zu quantifizieren.
- Bewertung der ermittelten Einflüsse vor dem Hintergrund der gegebenen Marktbedingungen, d.h. der Ausgangssituation der betroffenen Akteure.

Den wettbewerbsrechtlichen Rahmen für Auswirkungen des ZuG 2007 auf den deutschen Stromerzeugermarkt bildet im Wesentlichen das europäische Wettbewerbsrecht. Der deutsche Strommarkt ist schließlich Teil des europäischen Binnenmarktes und unterliegt damit den Wettbewerbsregeln der Europäischen Gemeinschaft. Darüber hinaus gelten für die besonderen Aspekte des Emissionshandels und dessen Umsetzung in den nationalen Allokationsplänen (NAP) auch die speziellen Vorschriften der EU-Emissionshandelsrichtlinie 2003/97/EG vom 13. Oktober 2003.

Die Richtlinie schreibt den Mitgliedstaaten in Artikel 9, Abs. I vor, dass NAPs bestimmten Kriterien genügen müssen, die in Anhang III der Richtlinie aufgeführt sind. Aus wettbewerbsrechtlicher Sicht besonders relevant ist Punkt 5 des Anhangs, in dem ausdrücklich geregelt ist, dass ein NAP *„Unternehmen oder Sektoren nicht in einer Weise unterschiedlich behandeln (darf), dass bestimmte Unternehmen oder Tätigkeiten ungerechtfertigt bevorzugt werden.“* Die Richtlinie verweist dabei explizit auf die Artikel 87 und 88 des EG-Vertrags, in denen das Beihilferecht geregelt ist. Der EU-Gesetzgeber erkennt damit einerseits die Tatsache an, dass bei der Einführung eines Emissionshandels zwangsläufig die relativen Wettbewerbspositionen der einzelnen Anbieter beeinflusst werden.⁶ Andererseits weist die Richtlinie jedoch darauf hin, dass eine Wettbewerbsverzerrung nur dann vertretbar ist, wenn es hierfür eine besondere Begründung gibt.

⁶ So ist bei der Einführung eines Emissionshandels eine ungleiche Behandlung verschiedener Anlagen, und damit auch ihrer Eigentümer, systemimmanent gegeben.

Die absoluten und relativen Belastungen, die sich für die einzelnen Akteure ergeben, hängen entscheidend vom gewählten Zuteilungsverfahren für die Emissionsrechte ab (Bode/Butzengeiger 2003; Bode 2004). In Artikel 11, Abs. III der Richtlinie schreibt der Gesetzgeber deshalb vor, dass Entscheidungen über die Zuteilung der Emissionsrechte „*im Einklang mit dem Vertrag, insbesondere mit den Artikeln 87 und 88, stehen*“ müssen.

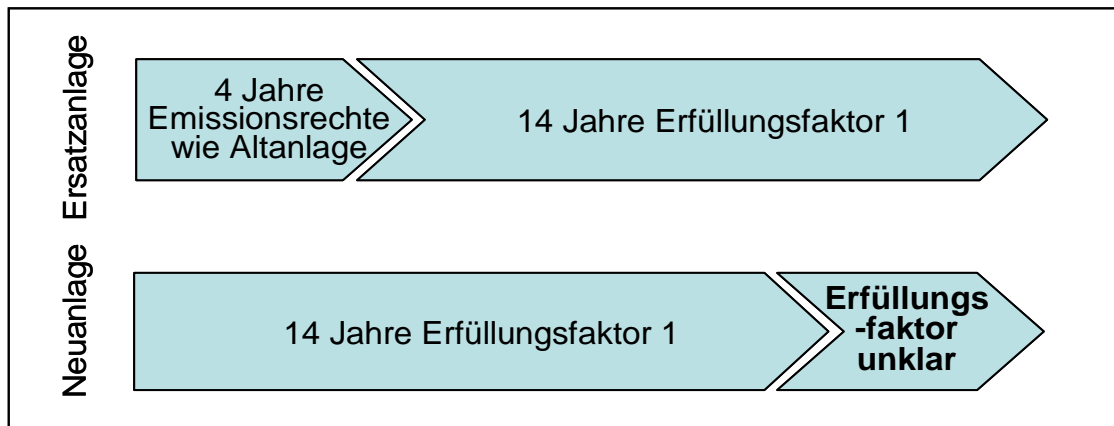
Die Gefahr einer Wettbewerbsverzerrung besteht insbesondere dann, wenn vergleichbare Sachverhalte für verschiedene Anbietergruppen unterschiedlich behandelt werden. Im deutschen ZuG 2007 werden solche anbieterspezifischen Unterscheidungen bei zwei Zuteilungsregeln gemacht.

Zum einen unterscheidet das ZuG 2007 hinsichtlich der Rechtevergabe an Neuanlagen zwischen Ersatzinvestitionen und originären Neuanlagen.

Während die Ausstattung „echter“ Neuanlagen mit Emissionsrechten nach §11 ZuG 2007 auf der Basis der besten verfügbaren Technik erfolgt, erhält der Betreiber einer Ersatzanlage gemäß §10 ZuG 2007 für vier Jahre die Menge an Emissionsrechten, die er für seine ersetzte Altanlage bekommen hätte.⁷ Durch diese *Übertragungsregel* bezieht der Betreiber einer Ersatzanlage folglich eine größere Menge an Emissionsrechten als ein Neuanbieter, der eine identische Anlage installiert (vgl. Kapitel 5). Ferner erhalten beide Anbieter zwar über einen Zeitraum von 14 Jahren einen Erfüllungsfaktor von 1, allerdings wird dieser durch die Übertragungsregel zeitlich versetzt (siehe Abbildung 6.1). Daraus resultiert für den Neuanbieter i.V. mit § 11 ZuG 2007 ein weiterer Nachteil, da er früher als der Betreiber einer Ersatzanlage mit einem strengeren Erfüllungsfaktor rechnen muss.

⁷ Da die maximale Zuteilung in § 11 auf 750 g CO₂ / kWh begrenzt ist, ergibt sich speziell für Betreiber von neuen Braunkohlekraftwerken ein zusätzlicher Nachteil – und zwar auch dann, wenn die Anlage der besten verfügbaren Technik entspricht. Dieser Aspekt wird im Folgenden nicht weiter untersucht.

Abbildung 6.1: Wettbewerbsverzerrungen durch unterschiedliche Erfüllungsfaktoren für Ersatz- und Neuanlagen



Eine weitere Sonderzuteilung sieht das ZuG 2007 für die Betreiber von Kernkraftwerken (KKW) vor. Nach §15 ZuG 2007 sollen KKW-Betreiber, die durch den gesetzlich vorgeschriebenen Ausstieg aus der Kernenergienutzung⁸ zur Stilllegung ihrer Kapazitäten gezwungen sind, für die dadurch bedingte Mehrproduktion in konventionellen Anlagen zusätzliche Zertifikate erhalten. Der Grundgedanke dieser *Kompensationsregel* ist die Gleichbehandlung von KKW-Betreibern, die bei ihrer Ersatzplanung nicht mehr auf die neu eingeführten Regeln des Emissionshandels reagieren konnten. Ohne einen derartigen Vertrauensschutz wären die betroffenen KKW-Betreiber gegenüber anderen Konkurrenten deutlich benachteiligt, da die gesetzlich erzwungene Ersatzproduktion in konventionellen Anlagen mit einem deutlichen Emissionsanstieg und damit einhergehenden CO₂-Kosten verbunden ist.

Die zur Kompensation von KKW-Betreibern vorgesehene Reserve an Emissionsrechten ist nach §15 ZuG 2007 auf ein Emissionsvolumen von 1,5 Mio. t CO₂ p.a. beschränkt. In den Jahren 2005 bis 2007 werden den betroffenen Betreibern demnach insgesamt Zertifikate im Umfang von 4,5 Mio. t CO₂ zugeteilt. Von der KKW-Sonderregelung werden im genannten Zeitraum die Betreiber der Anlagen in Obrigheim und Stade Gebrauch machen.

Geht man von realistischen Schätzwerten für den zu kompensierenden Produktionsausfall in diesen KKW aus, dann zeigt sich eine mangelhafte Deckung der Zusatzemissionen. Im Gegensatz zu anderen Anbietern wären die betroffenen KKW-Betreiber daher gezwungen, Emissionsrechte am Markt nachzukaufen.

⁸ Vgl. Atomgesetz (AtG) in der geänderten Fassung vom Januar 2004.

Im Folgenden wird zunächst die gegenwärtige Wettbewerbssituation im deutschen Strommarkt skizziert. Anschließend werden die Wettbewerbseffekte der Übertragungsregel (§10 ZuG 2007) und der Kompensationsregel (§15 ZuG 2007) bestimmt. Am Ende können daraus wettbewerbspolitische Schlussfolgerungen gezogen werden. Dies schließt unter Berücksichtigung der Ergebnisse aus der ökologischen Analyse eine beihilferechtliche Bewertung des ZuG 2007 mit ein.

6.2 Die Wettbewerbssituation im deutschen Strommarkt

Der Wettbewerb im deutschen Strommarkt wird gegenwärtig von vier Erzeugungsunternehmen dominiert: RWE, E.On, EnBW und Vattenfall Europe. Diese enge Oligopolstruktur hat sich seit der Wettbewerbsreform von 1998 herausgebildet und mittlerweile verfestigt. Bereits kurz nach der Liberalisierung des traditionell monopolistisch organisierten Stromhandels kam es im deutschen Strommarkt zu einem umfangreichen Konzentrationsprozess. Die wichtigsten Zusammenschlüsse sind in Tabelle 6.1 wiedergegeben. Danach ist die Zahl der großen Stromerzeuger innerhalb von nur drei Jahren von acht auf vier gesunken. An dieser Konzentrationsbewegung waren drei der vier großen Energieversorger beteiligt.

Von besonderer Bedeutung für die Marktsituation waren vor allem die Fusionen von RWE und VEW bzw. von VEBA und VIAG, aus denen die heute mit Abstand größten Stromerzeuger, RWE und E.ON, hervorgegangen sind. Bei der Genehmigung dieser Fusionen wurde den Unternehmen vom Bundeskartellamt die Auflage gemacht, sämtliche Anteile an VEAG, dem zu jenem Zeitpunkt marktbeherrschenden Stromanbieter in den neuen Bundesländern, zu veräußern. Die VEAG-Anteile wurden daraufhin von Vattenfall Europe übernommen. Kurz danach kam es zum Zusammenschluss von Vattenfall Europe und den regionalen Stromversorgern aus Hamburg (HEW) und Berlin (BEWAG).

Tabelle 6.1: Marktanteile in der Stromerzeugung

1998	Seit 2000/01	Marktanteile 1998	Marktanteile seit 2000/01 ^{*)}
VEBA	E.On	18,8	28,8
VIAG		10,0	
RWE	RWE	28,9	37,2
VEW		8,3	
EnBW	EnBW	8,6	8,6
HEW	Vattenfall Europe	2,6	15,0
BEWAG		2,1	
VEAG		10,3	
Andere Anbieter		10,4	10,4
Gesamt (gerundet)		100,0	100,0

*) Marginale Abweichungen sind möglich, da entsprechende Daten seit der Liberalisierung des deutschen Strommarkts nicht mehr zentral erfasst werden.

Quelle: OECD (2004)

Der Marktanteil „anderer Anbieter“ an der Stromerzeugung hat sich dagegen seit der Liberalisierung nicht wesentlich verändert. Zu dieser Anbietergruppe zählen neben kleineren Kommunalversorgern und industriellen Stromerzeugern auch neue, unabhängige Stromanbieter. In dieser Statistik (Tabelle 6.1) spiegelt sich die Tatsache wider, dass seit der Marktöffnung noch kein einziges konventionelles Kraftwerk von einem echten Neuanbieter gebaut worden ist.

In nahezu allen liberalisierten Strommärkten ist zu beobachten, dass unabhängige Newcomer in den Wettbewerb mit etablierten Anbietern eintreten – meistens auf der Basis von Gaskraftwerken.⁹ Im deutschen Strommarkt wurden bis dato lediglich zwei Gaskraftwerksprojekte von Neuanbietern geplant – Fortum und Dynergy. Beide Vorhaben wurden allerdings im Jahr 2001 nach aufwändigen Vorbereitungen wieder aufgegeben. Als entscheidender Faktor wurde in beiden Fällen Unsicherheit hinsichtlich der Gasbeschaffung vom regionalen Anbieter genannt (OECD 2004). Ein weiterer Grund für ausbleibende Markteintritte ist die Preisentwicklung im Stromgroßhandel. Dort lag das Preisniveau nach der Marktöffnung lange Zeit unterhalb der Kostendeckungsgrenze vieler Kraftwerke (Brunekreeft/Tweleemann 2004).¹⁰

⁹ Gründe hierfür sind die relativ niedrigen Investitionskosten sowie die vergleichsweise kurzen Planungs- und Genehmigungsdauern (vgl. Abschnitt 4.1).

¹⁰ In Anbetracht dieses niedrigen Preisniveaus waren auch die alteingesessenen Unternehmen eher zurückhaltend bei ihren Investitionen in neue Kraftwerke.

Die Tatsache, dass neue Kraftwerke von alteingesessenen Unternehmen gebaut wurden, ist ein Hinweis auf bestehende Markteintrittsbarrieren für Newcomer.¹¹

So ist die Marktstellung der vier etablierten Stromerzeuger gegenüber der Position von Newcomern dadurch gestärkt, dass die Altanbieter in ihren Versorgungsgebieten gleichzeitig das Übertragungsnetz kontrollieren und durch finanzielle Beteiligungen an regionalen und kommunalen Stromversorgern auch einen Teil der Stromverteilernetze besitzen. Die vertikal integrierten Stromerzeuger können daher im Gegensatz zu ihren neuen Konkurrenten zusätzlich vom Geschäftsfeld „Stromtransport“ profitieren.

Die aus der Kontrolle der Transportnetze entstehenden Wettbewerbsvorteile der etablierten Stromerzeuger werden durch den in Deutschland bestehenden Regulierungsrahmen noch verstärkt. Das Modell des verhandelten Netzzugangs gibt den Netzbetreibern die Möglichkeit, die Netznutzungsentgelte unter Berücksichtigung der vereinbarten Regeln selbst festzulegen. Nach Meinung von Regulierungsexperten ist dies der Grund für die in Deutschland relativ hohen Netznutzungsentgelte, mit denen die niedrigen Margen im Erzeugungsbereich gezielt kompensiert werden (Brunekreeft 2003). Die vertikal integrierten Anbieter haben so einen Anreiz, ihre Monopolstellung im Netzbereich zu nutzen, um die Markteintrittsbarrieren für echte Newcomer zu erhöhen.

Festzuhalten bleibt, dass die Bedingungen für den Markteintritt neuer Stromerzeuger seit der Öffnung des deutschen Strommarktes schwierig geblieben sind. Die beiden einzigen Kraftwerksprojekte, die bisher von unabhängigen Anbietern geplant worden waren, mussten vorzeitig wieder beendet werden. Stattdessen haben die etablierten Anbieter durch unterschiedliche Beteiligungsformen ihre Marktanteile im Erzeugungsbereich ausgeweitet. Vor diesem Hintergrund sind insbesondere die zu erwartenden Wettbewerbswirkungen der Übertragungsregel zu bewerten.

6.3 Ausgewählte Wettbewerbseffekte des ZuG 2007

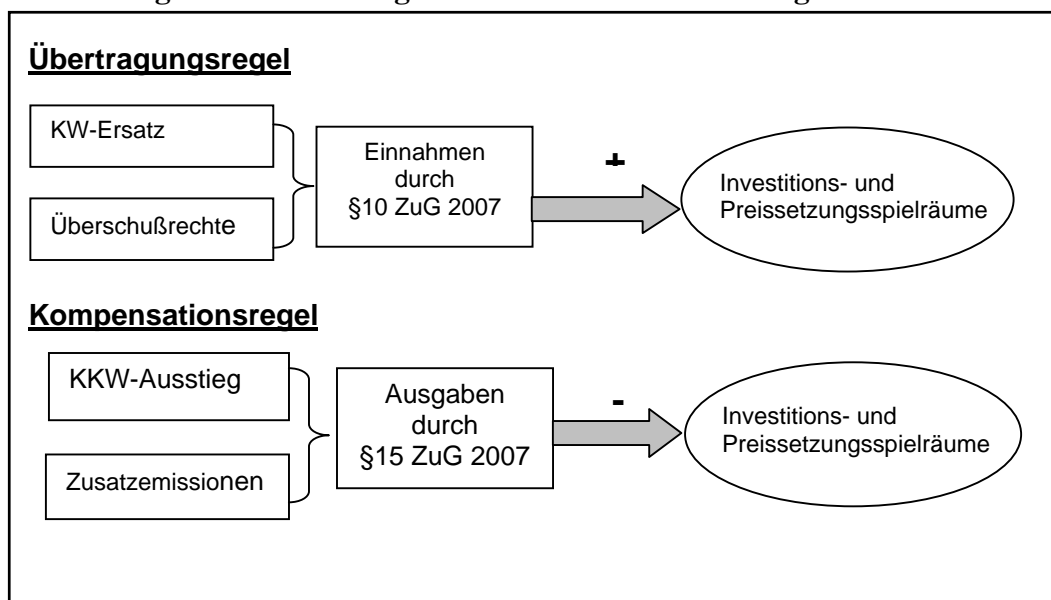
Wie bereits erläutert, entstehen Wettbewerbsverzerrungen durch einen staatlichen Eingriff immer dann, wenn die damit verbundenen Ertragswirkungen bei den betroffenen Anbietern bzw. Anbietergruppen unterschiedlich ausfallen. Im Zuteilungsgesetz sind

¹¹ Eine Ausnahme ist der Zubau von Windkraftanlagen, an dem hauptsächlich kleine, unabhängige Anbieter beteiligt sind. Im Hinblick auf den Wettbewerb zwischen Stromerzeugern ist die Entwicklung der Windenergie jedoch irrelevant, da diese Anlagen von Einspeisesubventionen abhängig sind und nicht im Großhandelsmarkt konkurrieren.

zwei Regeln enthalten, die aus dieser Sicht einen erheblichen Einfluss auf die Wettbewerbssituation im deutschen Strommarkt nehmen können.

Erstens unterscheidet der deutsche Gesetzgeber bei der Zuteilung von Emissionsrechten an neue Anlagen zwischen Ersatzanlagen und „echten“ Neuanlagen. Unternehmen, die eine Altanlage durch ein neues Kraftwerk ersetzen, erhalten durch die Übertragungsregel des §10 ZuG 2007 für vier Jahre dieselbe Zertifikatmenge, die sie für ihre alte Anlage bekommen hätten. Da die neuen Anlagen im Regelfall effizienter sind als die alten Kapazitäten, bleibt den Betreibern ein Überschuss an Zertifikaten, die auf dem Zertifikatemarkt verkauft werden können. Durch die erzielten Zusatzeinnahmen verbessern sich die Investitions- und Preissetzungsspielräume der Betreiber entsprechend (vgl. Abbildung 6.2).

Abbildung 6.2: Entstehung von Wettbewerbsverzerrungen durch das ZuG 2007



Quelle: Eigene Darstellung

Zweitens muss der Gesetzgeber bei der Einführung des Emissionshandels die besonderen Konsequenzen aus den Vereinbarungen über den Kernenergieausstieg berücksichtigen. Da bei den Betreibern eines stillzulegenden KKW durch die notwendige Ersatzproduktion in konventionellen, in Betrieb befindlichen Anlagen zusätzliche Emissionen anfallen, bedarf es einer speziellen Kompensationsregel (§15 ZuG 2007).

Werden die KKW-Betreiber nicht bzw. nur unzureichend mit Emissionsrechten ausgestattet, dann sind sie gezwungen, die fehlenden Rechte am Zertifikatemarkt zu kaufen. Die damit verbundenen Ausgaben verschlechtern die Investitions- und Preissetzungs-

spielräume der betroffenen Anbieter gegenüber ihren Wettbewerbern (vgl. Abbildung 6.1).

Aus diesen Ausführungen ergeben sich hinsichtlich der Wettbewerbswirkungen zwei zentrale Arbeitshypothesen, die im Folgenden zu überprüfen sind:

Hypothese 1:

Durch die Übertragungsregel entstehen signifikante Wettbewerbsverzerrungen zu Lasten potenzieller Neuanbieter aus dem In- und Ausland.

Hypothese 2:

Die Kompensationsregel für stillgelegte KKW führt bei unzureichender Zertifikateausstattung zu einem Wettbewerbsnachteil der betroffenen KKW-Betreiber.

Die positiven und negativen Ertragseffekte für die Unternehmen und die dadurch bedingten Veränderungen der Wettbewerbspositionen hängen freilich sehr stark von den zukünftigen Preisen der Emissionsrechte ab. Einen Hinweis auf die zu erwartenden Zertifikatepreise liefert das Preisniveau im bereits stattfindenden Terminhandel mit Emissionsrechten. Dort haben sich die Preise pro Tonne CO₂-Äquivalent für die Lieferzeiträume 2005 bis 2007 zwischen 8,70 Euro und 9,75 Euro eingependelt (vgl. Platts EU Monthly Trade Marker, November 2004). Auch wenn in diesen Preisen noch ein gewisses Maß an Unsicherheit enthalten sein sollte, wird in den weiteren Berechnungen ein Zertifikatspreis von 10 Euro pro t CO₂ angenommen.

Auf dieser Grundlage werden nun die zu erwartenden Wettbewerbseffekte der Übertragungsregel und der Kompensationsregel bestimmt. Es ist zu betonen, dass die Genauigkeit der angenommenen Preise für den Nachweis einer Wettbewerbsverzerrung im Grunde unerheblich ist. Mit der Höhe des Preises ändert sich lediglich das Ausmaß der Verzerrungen.

6.3.1 Wettbewerbseffekte des §10 ZuG 2007

Wie bereits erläutert, beziehen Betreiber einer Ersatzanlage durch die Übertragungsregel über vier Jahre mehr Zertifikate als die Betreiber einer „echten“ Neuanlage. Der Umfang der Überschusszuteilung und der damit verbundene finanzielle Vorteil für einen Altanbieter sind von der jeweiligen Investitionssituation abhängig. Im Bereich der

Stromerzeugung sind beispielsweise die Bedingungen im Grund-, Mittel- und Spitzenlastbereich höchst unterschiedlich.

Im Folgenden werden die in den drei Erzeugungsstufen üblicherweise eingesetzten konventionellen Kraftwerkstypen – Braunkohle, Steinkohle und Gas – betrachtet und für jeden Fall die Rechtezuteilungen an Ersatzanlagen und an Neuanlagen in den ersten vier Jahren nach Inbetriebnahme verglichen. Der genannte Aspekt des unsicheren Erfüllungsfaktors (vgl. Abbildung 6.1) wird an dieser Stelle nicht berücksichtigt. Festzuhalten bleibt, dass er sich nachteilig für Neuemittenten auswirkt.

Folgende Fälle werden untersucht: Im Grundlastbereich wird ein altes Braunkohle-Kraftwerk durch ein neues Braunkohle-Kraftwerk nach dem Stand der Technik ersetzt, und auch im Mittel- und Spitzenlastbereich wird zunächst die Verwendung des gleichen Brennstoffs unterstellt. Aus heutiger Sicht scheint dies das wahrscheinlichste Szenario zu sein, da sich die relativen Kostenvorteile der verschiedenen Technologien bei den momentan zu erwartenden Rohstoff- und CO₂-Preisen nicht wesentlich verändern werden (so auch Tauchmann 2004 und Peek et al. 2004). Da ein solcher Brennstoffwechsel aber nicht ausgeschlossen werden kann, wird für den Mittellastbereich auch die Option der Stilllegung eines Steinkohlekraftwerks mit anschließendem Ersatz durch eine neue gasbefeuerte GuD-Anlage untersucht. Die bei den Berechnungen angenommenen produktionstechnischen Daten enthält Tabelle 6.2.

Tabelle 6.2: Szenarien für den Ersatz von Standard-Kraftwerken

Technologie	BK – BK^{*)}	SK - SK	G - G	SK - G
Leistung (MW)	1.000	600	400	600 – 800 ^{**)}
Volllaststunden (h/Jahr)	7.500	4.500	3.500	4.500
Jahresproduktion (MWh)	7.500.000	2.700.000	1.400.000	2.700.000 – 3.600.000
Wirkungsgrad (alt)	0,31	0,33	0,40 ^{***)}	0,33
Wirkungsgrad (neu)	0,43	0,45	0,57	0,57

*) BK = Braunkohle, SK = Steinkohle, G = Gas

***) Da Kostendaten nur für 800 MW Gas-Kraftwerke vorliegen, wird hier eine Kapazitätserweiterung unterstellt. Es ist darauf hinzuweisen, dass Kapazitätserweiterungen (200 MW) nicht unter § 10 ZuG 2007 fallen und damit nicht zu einer Überschusszuteilung führen. Letztere erfolgt ausschließlich auf Basis der Altanlage.

***) Verbundanlage

Quellen: Pfaffenberger/Hille (2004), eigene Annahmen

Unter Berücksichtigung der angenommenen Wirkungsgradsteigerung kann für die verschiedenen Kraftwerktypen die voraussichtliche Emissionsverringerung pro erzeugter MWh ermittelt werden. Bezogen auf die durchschnittliche Jahresproduktion des jeweiligen Kraftwerks erhält man die Minderemissionen für ein Jahr (vgl. Tabelle 6.3). Da dem Betreiber einer Ersatzanlage nach §10 ZuG 2007 über vier Jahre für diese Emissionsverringerung überschüssige Zertifikate zugeteilt werden, können auf dieser Basis die insgesamt zu erwartenden Zusatzeinnahmen aus dem Verkauf der überschüssigen Rechte bestimmt werden. Bei dem angenommenen Zertifikatspreis von 10 Euro/t CO₂ ergeben sich bei allen betrachteten Kraftwerkstypen signifikante Zusatzeinnahmen (vgl. Tabelle 6.3).

Beim Ersatz eines Braunkohlekraftwerks sind die Emissionsreduktionen und daraus resultierenden Zusatzeinnahmen von ca. 108 Mio. Euro besonders hoch. Dies ist auf die relativ hohe Emissionsintensität von Braunkohleanlagen und den hohen Auslastungsgrad dieser Grundlastkraftwerke zurückzuführen. Beim Ersatz von Steinkohle- und Gaskraftwerken betragen die Zusatzeinnahmen für Altanbieter 29 Mio. Euro bzw. 8,4 Mio. Euro. Nimmt ein Altanbieter einen Brennstoffwechsel von Steinkohle zu Gas vor, kann er Überschussrechte im Wert von 71,4 Mio. Euro beziehen.

Tabelle 6.3: Minderemissionen und Zusatzeinnahmen von Altanbietern aus der Übertragungsregel (Zertifikatspreis= 10 Euro)

Technologie	BK - BK	SK - SK	G - G	SK - G
Minderemissionen (1 Jahr), (Mio. t CO ₂)	2,70	0,73	0,21	1,78
Minderemissionen (4 Jahre), (Mio. t CO ₂)	10,79	2,92	0,84	7,14
Zusatzeinnahmen (4 Jahre), (Mio. Euro)	107,9	29,2	8,4	71,4

Quelle: Eigene Berechnungen

Nun stellt sich die Frage, wie sich diese absoluten Ertragseffekte auf die Wettbewerbssituation von Ersatzanlagen und Newcomern auswirken werden. Um die Konkurrenzfähigkeit der Kraftwerke beurteilen zu können, müssen die betriebswirtschaftlichen Daten der jeweiligen Anlagen betrachtet werden (vgl. Tabelle 6.4). Daraus können im nächsten Schritt die Finanzierungs- und Kostenvorteile eines Altanbieters errechnet werden.

Tabelle 6.4: Betriebswirtschaftliche Daten zu Standard-Kraftwerken

Technologie	BK	SK	G
Anschaffungskosten (Mio. Euro)	1.000	540	160
Nutzungsdauer (Jahre)	40	40	35
Kapitalkostensatz / WACC (in %)	7,1	7,1	7,1

Quelle: Pfaffenberger/Hille (2004), UBS (2003), eigene Annahmen

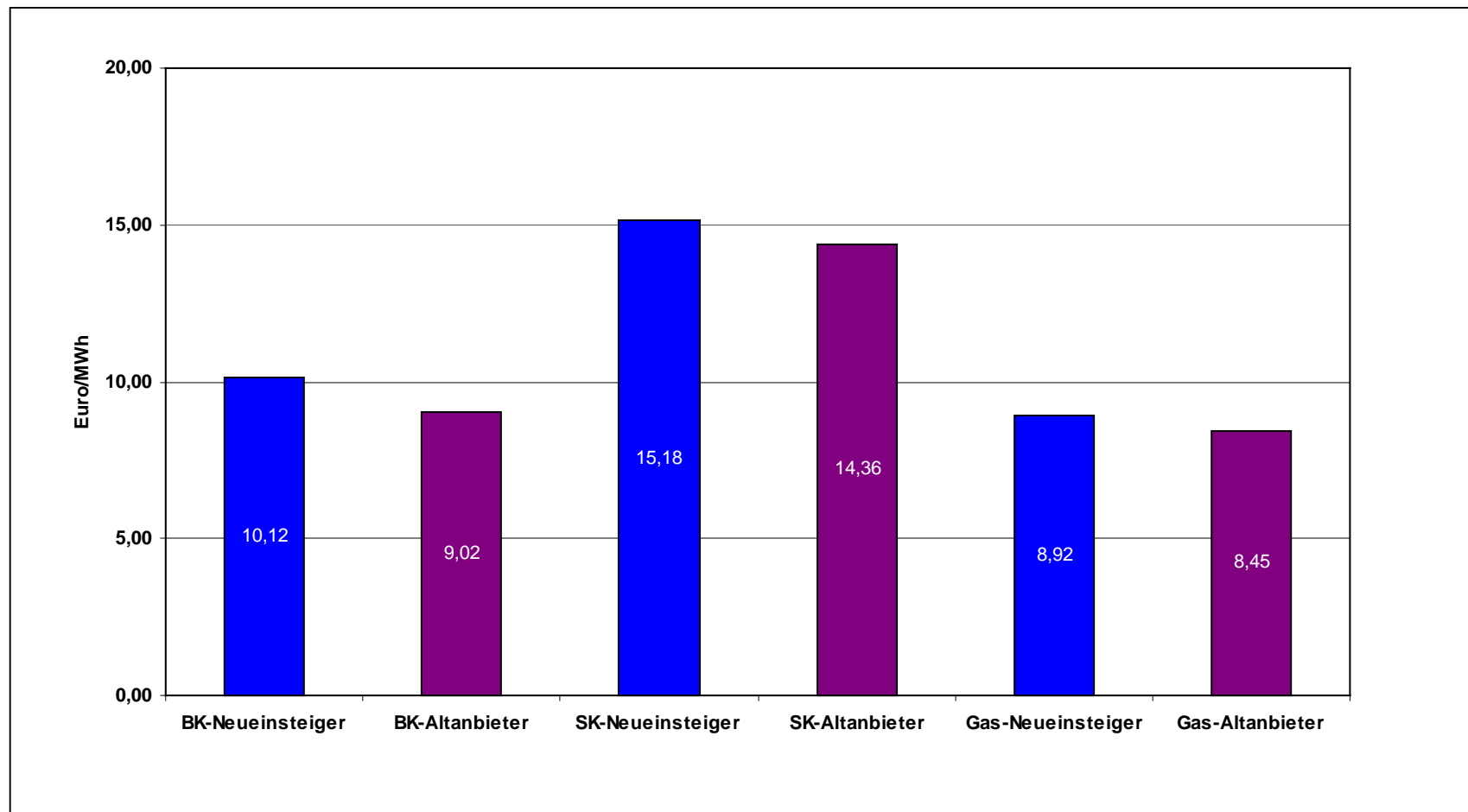
Einen ersten Hinweis auf die Dimension möglicher Wettbewerbsverzerrungen gibt der Vergleich zwischen den Zusatzeinnahmen eines Altanbieters und den Investitionskosten für die verschiedenen Kraftwerke (Tabelle 6.5). Unterstellt man, dass ein alteingesessener Kraftwerksbetreiber seine Einnahmen aus dem Verkauf überschüssiger Zertifikate direkt zur Finanzierung der Ersatzanlage einsetzt, dann verbessert sich damit die Finanzierungsstruktur der Neuinvestition, da er weniger Eigen- und Fremdkapital beschaffen muss. Aus dieser Sicht hat die Übertragungsregel einen eindeutigen Subventionscharakter. Beim Ersatz eines Braunkohlekraftwerks decken die Zusatzeinnahmen aus der Übertragungsregel ungefähr 11 Prozent der Investitionskosten für eine Neuanlage. Im Fall von Steinkohle- und Gaskraftwerken können mehr als 5 Prozent der Neuanlage durch den Verkauf von Überschussrechten finanziert werden. Findet ein Fuel Switch von Steinkohle zu Gas statt, können durch den Verkauf von Überschussrechten sogar 22 Prozent der Neuinvestition finanziert werden.

Tabelle 6.5: Zusatzeinnahmen von Altanbietern im Verhältnis zu den Investitionskosten

Technologie	BK - BK	SK - SK	G - G	SK - G
Anschaffungskosten (Mio. Euro)	1.000	540	160	320
Zusatzeinnahmen (4 Jahre)				
- in Mio. Euro	107,9	29,2	8,4	71,4
- in % der Investition	11	5	5	22

Quelle: Eigene Berechnungen

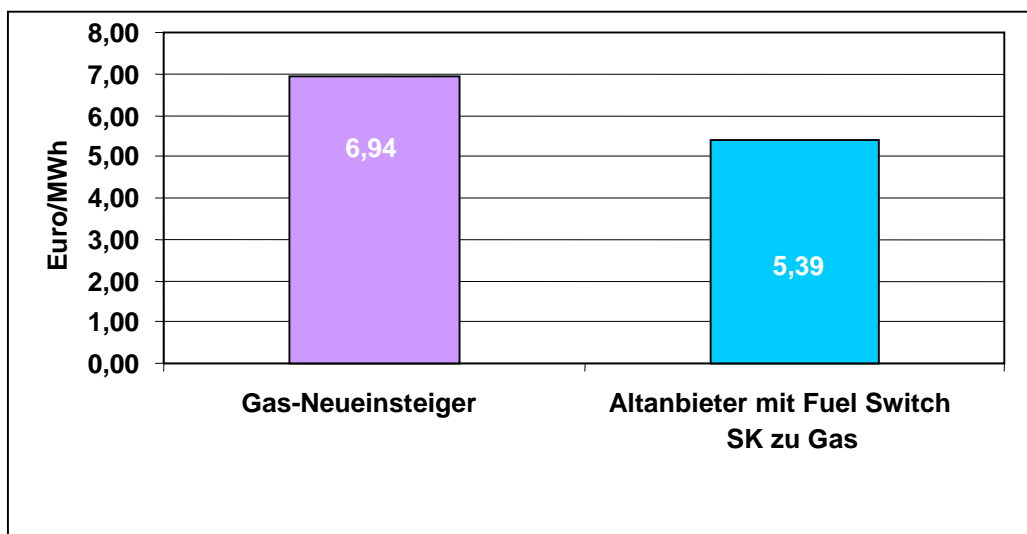
Diese Zusatzeinnahmen für einen Altanbieter wirken sich auch auf die Kapitalkosten aus. Da der Altanbieter für diesen Teil des eingesetzten Kapitals keine Zins- und Tilgungszahlungen leisten muss, sind seine Kapitalkosten pro erzeugter MWh niedriger als die eines Newcomers. Durch diesen Finanzierungseffekt wirkt sich die kurzfristige „Investitionshilfe“ über den gesamten Nutzungszeitraum der Anlage aus. Die Kapitalkosten von Altanbietern und Newcomern sind in Abbildung 6.3 und 6.4 dargestellt.

Abbildung 6.3: Kapitalkosten von Altanbietern und Neueinsteigern

Quelle: Eigene Berechnungen

Auffällig ist der Kostenunterschied zwischen den beiden Anbietergruppen bei der Nutzung von Braunkohlekraftwerken. Neuanbietern entstehen Kapitalkosten in Höhe von ca. 10,12 Euro/MWh. Ein Altanbieter kann die MWh dagegen zu Kapitalkosten von 9,02 Euro produzieren. Hier zeigen sich die geringeren Kapitalkosten. Auch bei Steinkohle- und Gaskraftwerken treten signifikante Kostenunterschiede auf. Für das Szenario eines Brennstoffwechsels Steinkohle – Gas sind die Kapitalkosten von Altanbietern mit den Kapitalkosten eines Neuanbieters zu vergleichen, der eine identische gasgetriebene Neuanlage im Mittellastbereich (4.500 Volllaststunden/Jahr) einsetzt. Der Wert der überschüssigen Emissionsberechtigungen ist dabei auf die Gesamtproduktion der Neuanlage, d.h. 3,6 Mio. MWh, umgerechnet. Bei gleicher Kraftwerksleistung von Alt- und Ersatzanlage ist mit größeren Kostenunterschieden gegenüber einem echten Neuanbieter zu rechnen. Die Ergebnisse sind in Abbildung 6.4 zu sehen.

Abbildung 6.4: Kapitalkosten von Altanbietern und Neueinsteigern - Brennstoffwechsel des Altanbieters: Steinkohle zu Gas

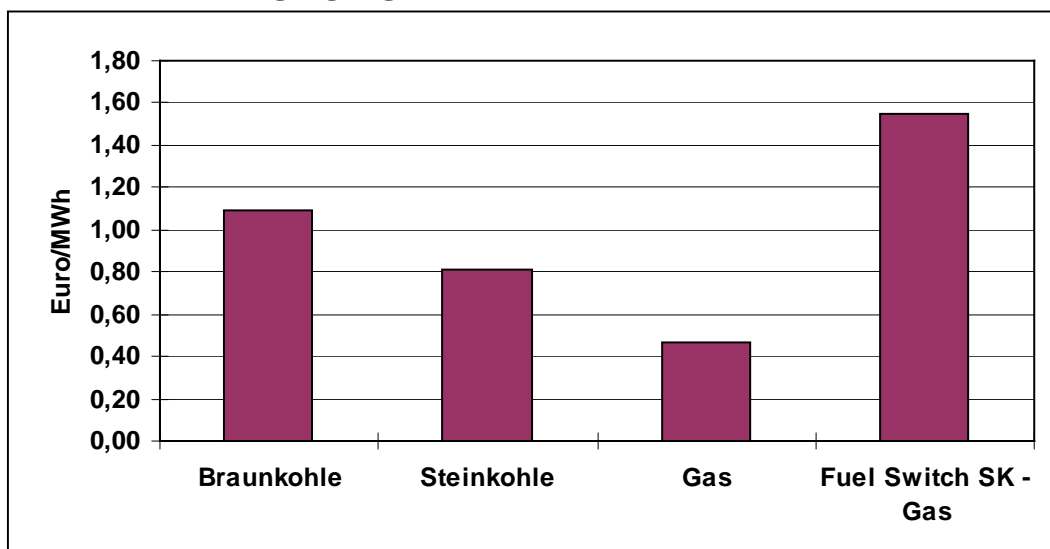


Quelle: Eigene Berechnungen

Die hieraus resultierenden Kostenvorteile von Altanbietern sind in Abbildung 6.5 dargestellt. Danach kann im Fall der Braunkohle jede MWh in einer Ersatzanlage um ca. 1,10 Euro günstiger hergestellt werden als in einer identischen Neuanlage (Steinkohle: 80 Cent; Gas: 50 Cent). Bei einer durchschnittlichen Jahresproduktion von 7,5 Mio. MWh ergibt sich dadurch ein jährlicher Kostenvorteil von über 8 Mio. Euro bei der Braunkohle (Steinkohle: 2,7 Mio MWh/2,2 Mio. Euro; Gas: 2,8 Mio. MWh/1,4 Mio. Euro). Dies gilt wohlgermerkt bei Einsatz des gleichen Brennstoffs in den Kraftwerken. Bei einem Brennstoffwechsel des Altanbieters von Steinkohle zu Gas beträgt der Ko-

stenvorteil ca. 1,55 Euro/MWh. Bezogen auf ein Jahr entspricht dies einem Kostenvorteil von 5,6 Mio. Euro.

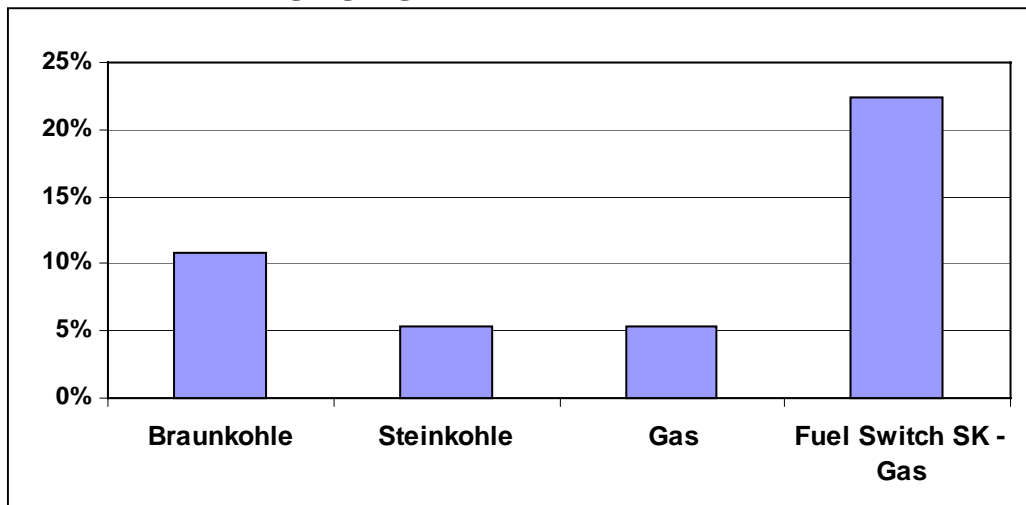
Abbildung 6.5: Kapitalkostenvorteile von Altanbietern durch die Übertragungsregel (absolut)



Quelle: Eigene Berechnungen

Neben den oben dargestellten absoluten Vorteilen gibt Abbildung 6.6 die relativen Vorteile wider. Im Verhältnis zu den gesamten Kapitalkosten beträgt der Vorteil für einen Altanbieter im Fall von Braunkohle ca. 11 Prozent. Bei Steinkohle- und Gaskraftwerken macht der Kostenunterschied zwischen den beiden Anbietergruppen ca. fünf Prozent der Kapitalkosten aus. Nimmt ein Altanbieter einen Fuel Switch Steinkohle – Gas vor, dann liegt der relative Kapitalkostenvorteil gegenüber Newcomern bei 22 Prozent.

Abbildung 6.6: Kapitalkostenvorteile von Altanbietern durch die Übertragungsregel (relativ)



Quelle: Eigene Berechnungen

Hinsichtlich der Begünstigungen von Altemittenten ist ferner der in Abbildung 6.1 gezeigte Unterschied beim Erfüllungsfaktor zu bedenken.¹² Darüber hinaus ergibt sich speziell für Neuanbieter, die in Braunkohlekraftwerken produzieren, i.V. mit § 11 ZuG 2007 ein zusätzlicher Nachteil durch den dort definierten maximalen Benchmark von 750 g CO₂/kWh, der auch von BVT-Anlagen nicht geschlagen werden kann.

Diese Kostenvorteile für Altemittenten sind nun vor dem Hintergrund der derzeitigen Wettbewerbssituation zu würdigen. In Anbetracht der zur Zeit niedrigen Margen im deutschen Erzeugermarkt und den hohen Eintrittsbarrieren für neue Wettbewerber ist dieser zusätzliche Kostenvorteil der Altanbieter besonders kritisch zu sehen. Die bestehenden Strukturen werden durch die Übertragungsregel verfestigt.

Zusammenfassend kann man festhalten, dass die Übertragungsregel zu eindeutigen Wettbewerbsverzerrungen zu Lasten von Neuanbietern führt.

¹² Abhängig von den getroffenen Annahmen über den Erfüllungsfaktor nach 14 Jahren kann sich z.B. für neue Braunkohlekraftwerke ein zusätzlicher Nachteil in der Größenordnung von 50 Mio. EUR ergeben.

6.3.2 Beihilferechtliche Würdigung des § 10 ZuG 2007

In Anbetracht der beschriebenen Wettbewerbsverzerrungen, die durch die Übertragungsregel entstehen, ist zu überlegen, ob die Regel einen Verstoß gegen das europäische Beihilferecht darstellt. So sind staatliche Beihilfen nach Art. 87, Abs. 1 EGV grundsätzlich verboten, wobei diese Generalnorm durch Ausnahmeregeln eingeschränkt wird (vgl. Mestmäcker/Schweitzer 2004). Danach sind staatliche Beihilfen in einigen Fällen zulässig, wenn besonders positive Auswirkungen auf das Gemeinwohl vermutet werden.

Zunächst ist zu untersuchen, ob es sich bei der Vergaberegulierung des § 10 ZuG 2007 um eine staatliche Beihilfe handelt. Dafür spricht, dass die Übertragungsregel zu einer Begünstigung bestimmter Unternehmen – in diesem Fall der Gruppe der Betreiber von zu ersetzenden Anlagen – führt. Zudem stammt die selektive Begünstigung aus staatlicher Hand, da die Zuteilung der Emissionsrechte von staatlichen Institutionen entschieden und durchgeführt wird. Darüber hinaus entstehen signifikante Wettbewerbsverzerrungen, wie im vorangegangenen Abschnitt ausführlich dargestellt wurde. Damit sind zentrale Voraussetzungen für eine Beihilfe erfüllt.

Fraglich ist, ob durch § 10 ZuG 2007 besondere Auswirkungen auf das Gemeinwohl zu erwarten sind, so dass eine der Ausnahmeregeln des Beihilferechts greift.

Im Fall der Übertragungsregel könnte eine Gemeinwohlverbesserung durch besondere ökologische Effekte vermutet werden. Auf einen solchen ökologischen Nutzen bezieht sich die Europäische Kommission, die in ihrer Entscheidung über den deutschen Allokationsplan vom 7. Juli 2004 erklärt, dass durch die Übertragungen kein Vor- bzw. Nachteil entsteht, der „über das Maß hinausgeht, das durch den ökologischen Nutzen der Maßnahme gerechtfertigt ist“ (EU-Kommission 2004).

Die Ausführungen zur ökologischen Wirkung des § 10 ZuG 2007 in Kapitel 5 haben jedoch gezeigt, dass der vorausgesagte ökologische Nutzen nicht zu erwarten ist. Die Auswirkungen der Übertragungsregel auf Unternehmensebene sind in hohem Maße unsicher – sowohl in Bezug auf mögliche Reduktionsziele als auch in Bezug auf den Investitionszeitpunkt. Auf gesamtwirtschaftlicher Ebene sind dagegen überhaupt keine ökologischen Wirkungen zu erwarten, da die überschüssigen Emissionsrechte durch Verkäufe auf dem Zertifikatemarkt nur umverteilt werden. Das insgesamt vorgesehene Emissionsvolumen bleibt konstant.

Da durch § 10 ZuG 2007 kein zusätzlicher ökologischer Nutzen geschaffen wird, entfällt gleichzeitig die Begründung für die dadurch hervorgerufenen Wettbewerbsverfälschungen. Aus ökonomischer Sicht ist die Beihilfe damit unbegründet.

6.3.3 Wettbewerbseffekte des §15 ZuG 2007

Nach §15 ZuG 2007 sieht der deutsche Gesetzgeber eine Sonderzuteilung von Emissionsrechten an die Betreiber von stillzulegenden KKW vor. Der Grundgedanke dieser Sonderregelung ist die Gewährleistung eines diskriminierungsfreien Kernenergieausstiegs. Hierzu hat sich der Gesetzgeber in der Vereinbarung zum Kernenergieausstieg vom 14. Juni 2000 verpflichtet.

Die Gefahr einer Wettbewerbsverzerrung zulasten einzelner KKW-Betreiber besteht, weil bei der Stilllegung von KKW-Kapazitäten eine entsprechende Mehrproduktion in konventionellen, in Betrieb befindlichen Kraftwerken erforderlich wird. Diese Ersatzproduktion ist zwangsläufig mit zusätzlichen CO₂-Emissionen verbunden, die sich mit der Einführung des Emissionshandels in erhöhten Kosten niederschlagen. Damit durch die gesetzlich vorgeschriebene Stilllegung von KKW keine Wettbewerbsverfälschungen entstehen, müssen die betroffenen Kraftwerksbetreiber für die entstehenden Emissionskosten entschädigt werden.

Der Zwang zur Stilllegung und die damit verbundene Notwendigkeit einer Ersatzproduktion in konventionellen Anlagen betrifft im Zeitraum 2005 bis 2007 die Betreiber der KKW in Obrigheim und Stade.¹³ Im KKW Stade wurde die Produktion bereits am 14.11.2003 eingestellt. Das KKW Obrigheim wird plangemäß im November 2005 vom Netz gehen.

Die von den Betreibern der KKW Obrigheim und Stade im Zeitraum 2005 bis 2007 zu ersetzenden Produktionsmengen zeigt Tabelle 6.6. Ausgehend von der durchschnittlichen Stromerzeugung in den Jahren 2000 bis 2003 ergibt sich ein geschätzter Produktionsausfall von 7.300 GWh für Obrigheim bzw. 13.800 GWh für Stade (Lexington/Manning/Bode 2004).

¹³ Die AKW Obrigheim GmbH ist ein vollkonsolidiertes Tochterunternehmen der EnBW AG. Die Beteiligungen an der AKW Stade GmbH halten die HEW bzw. Vattenfall Europe (33%) und die E.On Kraftwerke GmbH (66,7%).

Tabelle 6.6: Mehremissionen und Rechtezuteilung für einzelne KKW- Betreiber

KKW	Produktionsausfall 2005-2007 (GWh)	Mehremissionen (t CO₂)	Zuteilung gemäß §15 ZuG 2007
Obrigheim	7.298	6.568.200	1.575.000
Stade	13.794	12.414.600	2.925.000

Quellen: Eigene Berechnungen, ZuG 2007

Geht man davon aus, dass für die Ersatzproduktion des in den KKW produzierten Grundlaststroms Braunkohleanlagen mit einer Emissionsintensität von ca. 900 g CO₂/kWh eingesetzt werden, dann ergibt sich durch die Stilllegung ein zusätzlicher Ausstoß von ca. 6,6 Mio. t CO₂ für Obrigheim bzw. 12,4 Mio. t CO₂ für Stade (vgl. Lexington/Manning/Bode 2004).

Nach §15 ZuG 2007 sind für Sonderzuteilungen an die Betreiber von stillgelegten KKW im Betrachtungszeitraum insgesamt Zertifikate im Umfang von 4,5 Mio. t CO₂ vorgesehen.¹⁴ Nimmt man an, dass diese Zertifikate im Verhältnis zur installierten Leistung der betroffenen Anlagen verteilt werden, dann resultiert eine Rechtevergabe von ca. 1,6 Mio. t CO₂ an Obrigheim und 2,9 Mio. t CO₂ an Stade.

Vergleicht man den Umfang der zugeteilten Emissionsrechte mit den zu erwartenden Mehremissionen, dann ergibt sich für die KKW-Betreiber eine Unterausstattung in Höhe von ca. 5,0 Mio. t CO₂ (Obrigheim) bzw. 9,5 Mio. t CO₂ (Stade). Die KKW-Betreiber wären in diesem Fall gezwungen, Emissionszertifikate in einem entsprechenden Umfang nachzukaufen. Bei einem Zertifikatspreis von 10 Euro ergeben sich hieraus Zusatzkosten in Höhe von ca. 50 Mio. Euro für Obrigheim und 95 Mio. Euro für Stade (vgl. Tabelle 6.7).

Tabelle 6.7: Unterausstattung und Zusatzkosten für einzelne KKW-Betreiber

KKW	Unterausstattung (t CO₂)	Zusatzkosten (Euro)	Zusatzkosten (Euro/MWh)
Obrigheim	4.993.200	49.932.000	6,84
Stade	9.489.600	94.896.000	6,88

Quelle: Eigene Berechnungen

¹⁴ Der Gesetzgeber spricht in §15, Abs. 1 ZuG 2007 wörtlich von „Berechtigungen in einem Wert von insgesamt 1,5 Millionen Tonnen Kohlendioxidäquivalenten jährlich“. Da die Zertifikate jedoch innerhalb des Gesamtzeitraums zeitlich übertragen werden können, ist das gesamte Volumen zu betrachten.

Der Wettbewerbsnachteil, der den betroffenen Kraftwerksbetreibern durch die unzureichende Kompensation für den KKW-Ausstieg entsteht, wird besonders deutlich, wenn man die zusätzlichen Emissionskosten auf die zu ersetzende Produktionsmenge bezieht. Dies ist durchaus zweckmäßig, da die Emissionskosten gerade durch diese Produktionsmenge verursacht werden.

Danach fallen bei den KKW-Betreibern für jede in einer bestehenden Anlage ersetzten MWh zusätzliche Emissionskosten in Höhe von ca. 6,80 Euro an.¹⁵ In Anbetracht der aktuellen Grundlastpreise von ca. 30 Euro pro MWh (vgl. EEX, November 2004) ergibt sich damit für die betroffenen Akteure ein erheblicher Nachteil gegenüber der Konkurrenz. Dazu zählen alle anderen Grundlastanbieter, d.h. neben Braunkohlekraftwerken insbesondere auch KKW-Betreiber, die bis 2007 nicht vom Stilllegungszwang betroffen sind.

Diese Benachteiligung einzelner KKW-Betreiber widerspricht der Zusage eines diskriminierungsfreien Kernenergieausstiegs, zu dem sich die Bundesregierung in ihrer Vereinbarung mit den Energieversorgungsunternehmen verpflichtet hat. Darüber hinaus verstößt diese Regel gegen den Gleichheitsgrundsatz des Art. 3 GG (Gleiss/Lutz 2004).

6.4 Zusammenfassung der Wettbewerbsanalyse

Das Ziel der vorangegangenen Analyse war es, die Auswirkungen des Zuteilungsgesetzes (ZuG 2007) auf den Wettbewerb in der Stromerzeugung zu bestimmen. Dabei wurden zwei ausgewählte Zuteilungsregeln aus dem ZuG 2007 betrachtet, nämlich die Vergaberegulierung für Ersatzinvestitionen (Übertragungsregel) und die Sonderregel für Betreiber von stillzulegenden Kernkraftwerken (Kompensationsregel).

Aus ersten Vorüberlegungen ergaben sich zwei Arbeitshypothesen:

1. Durch die Übertragungsregel entstehen signifikante Wettbewerbsverzerrungen zulasten potenzieller Neuanbieter aus dem In- und Ausland.
2. Die Kompensationsregel für stillgelegte KKW führt bei unzureichender Zertifikatsausstattung zu einem Wettbewerbsnachteil der betroffenen KKW-Betreiber.

Die Wettbewerbsanalyse kommt zu folgenden Ergebnissen:

¹⁵ Der Grund für die marginale Differenz der Zusatzkosten liegt in der Zuordnung der Sonderrechte auf Basis der Kapazitäten einerseits und dem davon leicht abweichenden Verhältnis der Produktionsmengen andererseits.

Zu Arbeitshypothese 1

- Durch die Übertragungsregel erhalten Altemittenten, die eine Anlage durch Neuinvestition ersetzen, für vier Jahre mehr Zertifikate als ein „echter“ Neuanbieter, der eine identische Investition tätigt.
- Ein Altemittent erhält beim Ersatz eines typischen Kraftwerks gleichen Brennstoffs durch den Verkauf der zusätzlich erhaltenen Zertifikate Zusatzeinnahmen zwischen 108 Mio. Euro (Braunkohle) und 16,8 Mio. Euro (Gas).
- Der Altanbieter hat dadurch einen signifikanten Kostenvorteil: Seine Kapitalkosten pro MWh sind über die gesamte Anlagennutzungsdauer um ca. 11% (Braunkohle) bzw. 5% (Steinkohle und Gas) niedriger als die Kosten eines Newcomers. Im Fall eines Brennstoffwechsels von Steinkohle zu Gas liegt der Kapitalkostenvorteil pro MWh bei 22%.
- Ein weiterer Nachteil zulasten der Neuanbieter ist durch die im Vergleich zum Altemittenten frühere Absenkung des Erfüllungsfaktors zu erwarten. Speziell für neue Braunkohlekraftwerke entsteht ferner ein Nachteil auf Grund des in § 11 ZuG 2007 festgelegten oberen Benchmarks von 750 g CO₂ / kWh.
- Durch diese Wettbewerbsverzerrung zulasten echter Neuanbieter werden die bereits vorhandenen Markteintrittsbarrieren für Neuanbieter noch erhöht.
- Aus ökonomischer Sicht verstößt die Übertragungsregel gegen das Beihilfeverbot des EG-Vertrags, da den Wettbewerbsverzerrungen keine positiven Auswirkungen auf das Gemeinwohl, z.B. in Form eines zusätzlichen ökologischen Effekts, gegenüber stehen.

Zu Arbeitshypothese 2

- Die für den Ersatz stillzulegender KKW vorgesehene Zertifikatmenge reicht nicht aus, um die Betreiber der KKW in Obrigheim und Stade für ihre Zusatzemissionen zu entschädigen.

- Den Betreibern dieser KKW entstehen dadurch bis 2007 Zusatzkosten in Höhe von ca. 50 Mio. Euro (Obrigheim) bzw. 95 Mio. Euro (Stade). Für jede zu ersetzende MWh betragen die zusätzlichen Kosten damit gut 6,80 Euro.
- Durch den unzureichenden Ausgleich für die gesetzlich erzwungene Stilllegung ihrer Anlagen werden die Betreiber der KKW Obrigheim und Stade gegenüber ihren Wettbewerbern benachteiligt.
- Diese Benachteiligung einzelner KKW-Betreiber ist ein Verstoß gegen das Diskriminierungsverbot und widerspricht den Vereinbarungen über den Kernenergieausstieg.

7 ZUSAMMENFASSUNG DER ERGEBNISSE

Zu den ökologischen und wettbewerblichen Wirkungen der Übertragungs- und der Kompensationsregel des Zuteilungsgesetzes 2007 auf die Stromerzeugung sind folgende Ergebnisse festzuhalten:

- Die Laufzeit des ZuG 2007 ist mit den durchschnittlichen Planungs- und Ausführungszeiträumen im Kraftwerksbau nicht bzw. nur bedingt kompatibel.
- Geht man von realistischen Reaktionszeiten der Unternehmen aus, dann sind die intendierten vorgezogenen Investitionseffekte der Übertragungsregel bei Braunkohleanlagen allein schon wegen der erforderlichen Planungs-, Genehmigungs- und Errichtungszeiträume technisch ausgeschlossen. In diesem Fall resultieren aus der Regel bis 2007 nur Mitnahmeeffekte. Bei Steinkohle- und Gaskraftwerken wäre eine fristgerechte Reaktion nur denkbar, wenn alle Planungs-, Genehmigungs- und Bauphasen optimal verliefen.
- In Fällen, bei denen eine Standortgenehmigung für den Kraftwerksbau beantragt werden muss, verlängern sich die Reaktionszeiten erheblich, so dass innerhalb der Laufzeit mit keinem Kraftwerkstyp reagiert werden kann.
- In der bisherigen Wirkungsgradentwicklung neuer Kraftwerke zeigt sich ein stetiger Effizienzanstieg. Bei Neuinvestitionen versuchen die Unternehmen auch in Abwesenheit von klimapolitischen Anreizen, den verfügbaren Stand der Technik zu nutzen, da Neuanlagen im Regelfall über mehrere Jahrzehnte eingesetzt werden und Wirkungsgradsteigerungen auf die Produktionskosten durchschlagen.
- Theoretische Überlegungen zum unternehmerischen Investitionsverhalten bestätigen, dass es durch die Wettbewerbskräfte auch in Abwesenheit klimapolitischer Maßnahmen zu autonomen Wirkungsgradsteigerungen kommt.
- Bei Einführung eines Emissionshandels werden alte, emissionsintensive Kraftwerke tendenziell früher ersetzt, da die CO₂-Kosten dieser Anlagen überproportional zu den Kosten neuerer Kraftwerke ansteigen.
- Durch die Übertragungsregel erhalten Betreiber fossil befeuerter Kraftwerke, die ihre Anlagen ohnehin ersetzen, zusätzliche Emissionsrechte. Je länger die Übertragungsregel gilt, desto größer ist dieser Mitnahmeeffekt.
- Substanzielle, induzierte Wirkungsgradsteigerungen durch die Übertragungsregel sind denkbar, jedoch nicht wahrscheinlich, da die technischen Möglichkeiten beim Kraftwerksneubau bereits in hohem Maße ausgeschöpft werden. Weitergehende Effizienzsteigerungen sind technisch nur begrenzt möglich und aufgrund überproportional steigender Investitionskosten ökonomisch nur bedingt sinnvoll.

- Hinsichtlich des Investitionszeitpunktes ist bei einer unbefristeten Laufzeit der Übertragungsregel kein Vorzieheffekt zu erwarten. Je nach Rate des technischen Fortschritts sind sogar Verzögerungen von Neuinvestitionen möglich.
- Bei einer zeitlichen Befristung der Übertragungsregel kann es dagegen zu einem einmaligen Vorzieheffekt bei Ersatzinvestitionen kommen. Allerdings ist zu erwarten, dass in diesem Fall vornehmlich alte Anlagen stillgelegt werden, die kurz darauf ohnehin abgeschaltet worden wären. Bei technischem Fortschritt können Verzögerungen auch bei zeitlicher Befristung auftreten.
- Auf gesamtwirtschaftlicher Ebene hat die Übertragungsregel keine ökologische Auswirkung, da die Gesamtmenge an Emissionsberechtigungen im ZuG 2007 festgelegt ist. Selbst wenn es zu zusätzlichen oder vorzeitigen Emissionsminderungen einzelner Anlagenbetreiber kommt, werden die überschüssigen Emissionsrechte auf dem Zertifikatemarkt nur umverteilt, so dass andere Betreiber entsprechend mehr CO₂ emittieren.
- Die Übertragungsregel verringert die Effizienz des marktlich organisierten Emissionshandels.
- Das ZuG 2007 führt zu signifikanten Wettbewerbsverzerrungen im Bereich der Stromerzeugung.
- Die Übertragungsregel führt zu Kosten- und damit Wettbewerbsvorteilen für die Altemittenten. Diese erhalten eine Überausstattung an Zertifikaten. Durch Verkauf der überschüssigen Rechte erzielen die Altemittenten Zusatzeinnahmen, die ihre Entscheidungsspielräume vergrößern. Die Markteintrittsbedingungen für Newcomer, die von der Übertragungsregel ausgeschlossen sind, verschlechtern sich entsprechend.
- Da die selektive Begünstigung von Altanbietern aus einer staatlichen Zuteilungsentscheidung resultiert, handelt es sich hierbei aus ökonomischer Sicht um eine staatliche Beihilfe.
- Diese Beihilfe ist ökonomisch unbegründet, da den Wettbewerbsverzerrungen kein zusätzlicher ökologischer Nutzen und keine entsprechende Verbesserung des Gemeinwohls gegenüberstehen.
- Die Kompensationsregel führt zu Wettbewerbsnachteilen für KKW-Betreiber, die nach der Ausstiegsvereinbarung ihre Anlagen stilllegen müssen. Die vorgesehene Zuteilungsmenge für den Ersatz stillgelegter KKW ist unzureichend, so dass den Betroffenen im Vergleich zu anderen Wettbewerbern hohe Zusatzkosten entstehen. Dies ist ein Verstoß gegen das Diskriminierungsverbot (Art. III, Abs.1 GG) und widerspricht den Vereinbarungen über den Kernenergieausstieg.

Insgesamt ist festzuhalten, dass die Übertragungsregel auf gesamtwirtschaftlicher Ebene keinen ökologischen Nutzen stiftet und den Wettbewerb zwischen vorhandenen Betreibern fossil befeuerter Anlagen und Neueinsteigern deutlich verzerrt. Die Kompensationsregel verfälscht den Wettbewerb zwischen den Kernkraftwerksbetreibern, die in der ersten Handelsperiode stilllegen müssen, auf der einen Seite, und ihrer Konkurrenz auf der anderen Seite. Das Zuteilungsgesetz führt in diesen Punkten zu einer ökonomisch nicht begründbaren Beeinflussung des Wettbewerbs.

LITERATURVERZEICHNIS

- BMWI (2001): Nachhaltige Energiepolitik für eine zukunftsfähige Energieversorgung – Energiebericht, Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Bonn
- Bode, S. (2003): Abatement vs. Compliance Costs in Multi-Period Emissions Trading – The Firms’ Perspective, HWWA Discussion Paper No. 230, Hamburg
- Bode, S.; Butzengeiger, S. (2003): Zur kostenlosen Allokation von Emissionsrechten in Deutschland, in: Zeitschrift für Umweltpolitik & Umweltrecht, Heft 3, S. 287-308
- Bode, S. (2004): Multi-Period Emissions Trading in the Electricity Sector - Winners and Losers, in: Energy Policy (im Erscheinen)
- Brunekreeft, G. (2003): Regulation and Competition Policy in the Electricity Market – Economic Analysis and German Experience, Uni. Habil., Nomos, Baden-Baden
- Brunekreeft, G., Tweleemann, S. (2004): Institutionelle Reformen und Versorgungssicherheit: Status Quo und Perspektiven der deutschen Stromwirtschaft, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, 28, 3/2004, S. 163-174
- Drake, F.-D. (2003): Die BoA-Kraftwerkslinie - Stand und Ausblick, 7. Fachkongress Zukunftsenergien der Landesinitiative Zukunftsenergien NRW, E-world energy & water, Essen, 12. Februar 2003
- EU-Kommission (2004): Entscheidung der Kommission vom 7.7.2004 über den nationalen Plan zur Zuteilung von Zertifikaten, Brüssel
- Gleiss/Lutz (2004): Stellungnahme im Rahmen der Öffentlichkeitsbeteiligung zum nationalen Allokationsplan und zum Zuteilungsgesetz beim Bundesumweltministerium, Berlin
- Jopp, K. (2002): Schalenmodell für den Kraftwerksbau. Standardisierung zahlt sich aus, in: ew, 23/2002, S. 22-24
- Jopp, K. (2004): Referenzkraftwerk NRW: Höchste Effizienz bei der Steinkohleverbrennung angestrebt, in: ew, 11/2004, S. 40-42
- Lexington, Hrsg.: Manning, W., Bode, S. (2004): Gutachten „Auswirkungen des künftigen Emissionshandels auf die langfristige Wettbewerbsfähigkeit der EnBW“, Lexington Consulting, Berlin
- Mestmäcker, E.-J., Schweitzer, H. (2004): Europäisches Wettbewerbsrecht, Verlag C.H. Beck, München
- OECD (2004): Regulatory Reform in Germany – Electricity, Gas and Pharmacies, Part 1, OECD Reviews of Regulatory Reform, Paris

Peek, M., Bartels, M. u. Gatzert, C. (2004): Modellgestützte Analyse der Auswirkungen des CO₂-Zertifikathandels auf die deutsche Elektrizitätswirtschaft, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, 28, 1/2004, S. 65-73

Pfaffenberger, W., Hille, M. (2004): Investitionen im liberalisierten Energiemarkt: Optionen, Marktmechanismen, Rahmenbedingungen, Bremen

Tauchmann, H. (2004): Firing the Furnace – An Econometric Analysis of Utilities' Fuel Choice, RWI Discussion Paper No. 17, Essen

Tietenberg, T. H. (1985): Emissions Trading – An Exercise in Reforming Pollution Policy, Resources for the Future, Washington D.C.

UBS (2003): German Electricity Wholesale Market, UBS Investment Research

Weiden von der, S. (2004): Energiebranche scheut Kosten sauberen Stroms. Energie: Hocheffiziente Kohleverstromung ist technisch machbar, in: VDI Nachrichten vom 17. 9. 04

8 ANHANG

Definition *beste verfügbare Technologie*

Die IVU Richtlinie definiert die BVT als

"... den effizientesten und fortschrittlichsten Entwicklungsstand der Tätigkeiten und entsprechenden Betriebsmethoden, der spezielle Techniken als praktisch geeignet erscheinen lässt, grundsätzlich als Grundlage für die Emissionsgrenzwerte zu dienen, um Emissionen in und Auswirkungen auf die gesamte Umwelt allgemein zu vermeiden oder, wenn dies nicht möglich ist, zu vermindern;

"Techniken" sowohl die angewandte Technologie als auch die Art und Weise, wie die Anlage geplant, gebaut, gewartet, betrieben und stillgelegt wird;

"verfügbar" die Techniken, die in einem Maßstab entwickelt sind, der unter Berücksichtigung des Kosten/Nutzen-Verhältnisses die Anwendung unter in dem betreffenden industriellen Sektor wirtschaftlich und technisch vertretbaren Verhältnissen ermöglicht, gleich, ob diese Techniken innerhalb des betreffenden Mitgliedstaats verwendet oder hergestellt werden, sofern sie zu vertretbaren Bedingungen für den Betreiber zugänglich sind;

"beste" die Techniken, die am wirksamsten zur Erreichung eines allgemein hohen Schutzniveaus für die Umwelt insgesamt sind. "