

grenze. Allerdings läßt sich anhand des SOEP – wie bereits erwähnt – nicht eindeutig klären, wie viele abhängig Beschäftigte unter die Bestimmungen des Entsendegesetzes fallen.

### **Fazit**

Der Anteil der abhängig Beschäftigten, die weniger als 7,50 Euro je Stunde verdienen, ist in arbeitsintensiven Branchen wie beispielsweise dem Einzelhandel und den wirtschaftsnahen Dienstleistern besonders hoch, während er in weniger arbeitsintensiven Branchen wie im Verarbeitenden Gewerbe vergleichsweise klein ist. In Branchen mit einem niedrigen Anteil von Geringverdienern

dürfte die Einführung eines gesetzlichen Mindestlohns von geringer Bedeutung sein.

Hingegen könnte in Branchen mit einem hohen Anteil von Geringverdienern die Einführung eines Mindestlohns Arbeitsplätze in Gefahr bringen. Ob gerade die wirtschaftsnahen Dienstleister betroffen wären, hängt davon ab, inwieweit die niedrigen Löhne ausschlaggebend für den vor allem in Ostdeutschland beobachteten Beschäftigungsaufbau in den vergangenen Jahren waren.

*Hans-Ulrich Brautzsch  
(Ulrich.Brautzsch@iwh-halle.de)  
Birgit Schultz  
(Birgit.Schultz@iwh-halle.de)*

## **Das europäische CO<sub>2</sub>-Emissionshandelssystem: Was haben wir bisher gelernt?**

Mit dem Kyoto-Protokoll wurde 1997 ein internationales Abkommen mit der Zielsetzung, die globalen Treibhausgasemissionen zu senken, beschlossen. Im Rahmen des Protokolls verpflichtete sich Europa, seine Emissionen zwischen 2008 und 2012 gegenüber dem Basisjahr 1990 um 8% zu reduzieren. Die EU-Mitgliedsstaaten verständigten sich im Juni 1998 im Rahmen des Übereinkommens zum Lastenausgleich (sogenanntes *burden sharing*) auf unterschiedlich große Anteile am Minderungsziel für die einzelnen Mitgliedsstaaten. Deutschland erklärte sich bereit, seine Emissionen um 21% zu senken.

Im Kyoto-Protokoll sind drei Instrumente zur Reduktion des Treibhausgasausstoßes vorgesehen. Erstens finanzieren Industrienationen<sup>6</sup> im Rahmen des Mechanismus für umweltverträgliche Entwicklung (Clean Development Mechanism, CDM) treibhausgasmindernde Projekte in Entwicklungsländern und erwerben so „carbon-credits“, die auf die eigene Reduktionsverpflichtung angerechnet werden können. Zweitens investieren Industrienationen bei der gemeinsamen Umsetzung (Joint Implementation, JI) in treibhausgasmindernde Projekte anderer Industrienationen und erwerben so zusätzliche Emissionsrechte für die heimische Schadstoffproduktion. Das dritte Instrument bildet die Grundlage für den Emissionshandel in Europa. Durch den Handel mit Emissionszertifikaten soll die Reduk-

tion von Treibhausgasemissionen dort erfolgen, wo sie am kosteneffizientesten ist.<sup>7</sup> Die Erfahrungen mit diesem Instrument sind Gegenstand dieser Untersuchung.

### **Der Verfall der Zertifikatepreise in der ersten Handelsperiode**

Wissenschaftliche Studien sagten im Vorfeld des Emissionshandels einen Zertifikatspreis zwischen fünf und zehn Euro voraus.<sup>8</sup> Entgegen den Erwartungen kletterte der Preis pro Zertifikat am Spotmarkt der Leipziger Energiebörse (EEX) von rund zehn Euro im März 2005 bis auf knapp 29 Euro im Juni 2005, pendelte sich dann zwischen 20 und 25 Euro ein und stieg bis 19. April 2006 erneut auf knapp 30 Euro.

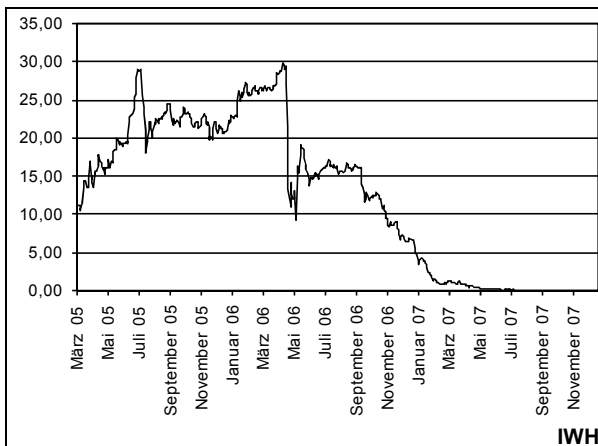
Die Höhe der Zertifikatspreise bis Mitte Mai 2006 erscheint zunächst überraschend, da die Ko-

<sup>7</sup> Bereits Anfang der 90er Jahre wurde die Einführung einer EU-weiten CO<sub>2</sub>-Steuer diskutiert (vgl. COMMISSION OF THE EUROPEAN COMMUNITIES: Proposal for a Council Directive Introducing a Tax on Carbon Dioxide Emissions and Energy. COM(92) 226 final, 1992). Diese scheiterte jedoch spätestens im Dezember 1994 am Widerstand einiger Mitgliedsstaaten, Kompetenzen in der nationalen Steuergestaltung an die EU abzutreten, sowie aufgrund massiver Lobbyarbeiten (vgl. COLLIER, U.: The European Union's Climate Change Policy: Limiting Emissions or Limiting Powers?, Journal of European Public Policy 3:1 March 1996, p. 128).

<sup>8</sup> Vgl. MATTHES, F. C. et al.: Auswirkungen des europäischen Emissionshandelssystems auf die deutsche Industrie. Endbericht, 2003, S. 109.

<sup>6</sup> Vgl. Kyoto-Protokoll, Anhang B.

Abbildung 1:  
Kursverlauf Emissionszertifikate an der EEX



Quelle: Darstellung des IWH.

sten für die Vermeidung einer Tonne CO<sub>2</sub> allgemein als geringer angesehen wurden. Eine mögliche Erklärung für die Kursentwicklung ist Spekulation. Die andere folgt aus dem Sachverhalt, daß die Einsparung von CO<sub>2</sub>-Emissionen kurzfristig vor allem durch die Substitution von Brennstoffen erfolgen kann. Bei hohen Emissionspreisen könnte so die Leistungsabgabe von Braunkohlekraftwerken verringert und die Nutzung von Gaskraftwerken dafür verstärkt worden sein. Da der Preis für Erdgas im ersten Handelsjahr stark gestiegen war,<sup>9</sup> lohnte der Brennstoffwechsel häufig nicht. So stieg die Nachfrage nach Emissionszertifikaten und damit der Preis. Weiter könnten Unsicherheiten über die zukünftigen Klimaziele im Rahmen des Emissionshandels ein Grund gewesen sein, um Investitionen mit längerfristigem Planungshorizont in emissionsärmere Technologien oder Effizienzsteigerungen zu unterlassen. Stattdessen dürften Zertifikate auf Vorrat gehalten worden sein.

Zusätzlich könnte die Nachfrage aus Großbritannien, Spanien, Irland und Italien für gestiegene Preise verantwortlich gewesen sein. Diese Staaten hatten weniger Zertifikate ausgegeben, als benötigt worden wären. So kaufte im Jahr 2005 z. B. Großbritannien 33 Mio. Zertifikate am europäischen Markt.

Nachdem bereits acht Länder ihre Emissionsdaten vor deren offizieller Veröffentlichung durch die europäische Kommission bekanntgaben und durch ein Sicherheitsloch im europäischen Zentralregister bekannt wurde, daß die tatsächlichen Emissionen 2005 um etwa 70 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> nied-

riger lagen, als Zertifikate zugeteilt worden waren, rutschte der Kurs am 12. Mai 2006 auf rund zehn Euro ab. In der Folgezeit wurde deutlich, daß fast alle Mitgliedsländer mehr Zertifikate zugeteilt hatten, als emittiert wurde. Lediglich Spanien, Irland, Großbritannien, Slowenien, Italien und Österreich hatten weniger Berechtigungen ausgegeben, als benötigt wurden.

Zwar erholte sich der Kurs in der Folgezeit bei 15 bis 18 Euro etwas, begann aber ab Ende September 2006 kontinuierlich zu fallen. Im Februar 2007 unterschritt er die Ein-Euro-Marke. Ende 2007 war ein Emissionszertifikat einen Eurocent wert. Analysten sprachen von einer „anhaltenden Flut“ an überschüssigen EU-Allowances als dem Hauptgrund für den Preisverfall. Ein weiterer Faktor ist die Tatsache, daß überzählige Emissionszertifikate nicht in die Handelsperiode 2008/2012 übertragbar waren. Futures auf Zertifikate der zweiten Handelsperiode 2008 bis 2012 wurden währenddessen unbeeindruckt zwischen 15 Euro und 23 Euro gehandelt.

### ***Europäischer Emissionshandel in der ersten Handelsperiode als Lernphase konzipiert***

In Deutschland sind rund 54% der Emissionen durch das Emissionshandelssystem erfaßt. Bei der DEHSt wurden für die erste Handelsperiode Zuteilungsanträge für 2 060 Anlagen gestellt. Die DEHSt geht davon aus, daß ein Teil der Antragsteller verbindlich negative Bescheide erwirken wollte, um eine Teilnahmepflicht auszuschließen. Von 1 849 in Deutschland teilnehmenden Anlagen sind 1 234 Anlagen der Energiewirtschaft zuzurechnen.

Das Emissionsbudget für die deutsche Industrie lag in der Handelsperiode 2005 bis 2007 bei 1 485 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub>, also 495 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub>/Jahr. Davon wurden der Energiewirtschaft insgesamt 1 170,28 Mio. Tonnen zugeteilt – rund 80%. Für neue Anlagen war eine Reserve von drei Mio. Zertifikaten vorgesehen. Für bereits bestehende Anlagen konnten Zertifikate für vor dem 1. Januar 1994 erbrachte Emissionsminderungen eingefordert werden (sogenannte early actions).

Für die erste Handelsperiode mußten nach der Emissionshandelsrichtlinie mindestens 95% der Zertifikate kostenfrei vergeben werden. In Deutschland wurden 100% kostenfrei zugeteilt. Die Zuteilung wurde für bereits bestehende Anlagen aufgrund bisheriger Emissionsmengen vorgenommen (sogenanntes Grandfathering).<sup>10</sup> Neuanlagen erhiel-

<sup>9</sup> 2005 um rd. 30% und 2006 um rd. 15%. Quelle: Eurostat.

<sup>10</sup> §7, §8 ZuG 2007 und §10, §11 ZuV 2007.

Kasten:

## Der europäische Emissionsrechtehandel

Zum 1. Januar 2005 hat die Europäische Union ein Handelssystem mit Emissionszertifikaten (Emission Trading System; EU ETS) gestartet. Es untergliedert sich in zwei Handelsperioden: einer ersten Testphase von 2005 bis 2007 („Vor-Kyoto-Periode“) und der sogenannten „Kyoto-Phase“ von 2008 bis 2012. Das EU ETS ist als Vorstufe zu einem internationalen Emissionsrechtehandel (IET) gedacht. Während im EU ETS nur das Treibhausgas CO<sub>2</sub> gehandelt wird, sollen im IET die sechs im Kyoto-Protokoll genannten Treibhausgase<sup>a</sup> gehandelt werden.

Alle Unternehmen, die dem Handelssystem unterliegen, erhalten für die jeweilige Handelsperiode ein bestimmtes, kostenfrei zugeteiltes Emissionsbudget in Form von Zertifikaten (European Allowance Units, EAU). Dabei erlaubt jedes Zertifikat die Emission von einer Tonne CO<sub>2</sub>. Emittiert ein Unternehmen weniger Kohlendioxid, als ihm Zertifikate zugeteilt worden sind, kann es die überschüssigen Zertifikate verkaufen. Übersteigen die Emissionen eines Unternehmens sein Budget, muß es Zertifikate zukaufen.

Das EU ETS deckt über 10 000 CO<sub>2</sub>-emittierende Anlagen in Europa ab (vgl. Tabelle), die für fast die Hälfte der CO<sub>2</sub>-Emissionen verantwortlich sind. In Deutschland unterlagen in der ersten Handelsperiode 1 075 Unternehmen mit 1 849 Anlagen dem Handelssystem. In der zweiten Periode sind 1 625 Anlagen vom Emissionshandel betroffen.

Die EU-Emissionshandelsrichtlinie 2003/87/EG legt fest, daß strom- und wärmeerzeugende Anlagen mit mehr als 20 Megawatt Leistung sowie Anlagen der Eisenmetall-, Zement-, Glas-, Keramik- und Papierproduktion, also hauptsächlich Industriezweige mit energieintensiven Feuerungsanlagen, vom ETS betroffen sind. Die Verteilung der Berechtigungen auf die einzelnen Anlagen wurde auf nationaler Ebene den einzelnen Mitgliedsstaaten überlassen. Dazu wurden nationale Zuteilungspläne (Nationaler Allokationsplan, NAP) erstellt und der Europäischen Kommission zur Prüfung auf Konformität vorgelegt.

Um am ETS teilnehmen zu können, muß jedes Mitgliedsland ein nationales Emissionsregister führen. Die Konten im Register der deutschen Emissionshandelsstelle (DEHSt) können öffentlich eingesehen werden. Jeder Anlagenbetreiber unterhält dort ein Anlagenkonto. Die Zuteilung der Zertifikate erfolgt jeweils bis zum 28. Februar für das laufende Kalenderjahr. Anhand einer Identifikationsnummer ist verzeichnet, wer welches Zertifikat besitzt. Jede Transaktion im deutschen Register muß vom europäischen Zentralregister (CITL) überprüft und bestätigt werden.

Nach Ablauf eines Kalenderjahres muß jeder Anlagenbetreiber bis Ende April des Folgejahres Zertifikate in Höhe seiner Emissionen zurückgeben. Besitzt ein Anlagenbetreiber zu wenig Zertifikate, ist je fehlendes Zertifikat eine Strafabgabe von 40 Euro zu entrichten. Ab 2008 wird der fällige Betrag auf 100 Euro angehoben. Zusätzlich müssen fehlende Zertifikate im Folgejahr nachgereicht werden. Zertifikate können von den Anlagenbetreibern verkauft oder innerhalb einer Handelsperiode zwischen den Jahren übertragen werden (sogenanntes banking and borrowing).

Bis Ende März eines Kalenderjahres muß ein Unternehmen in Deutschland die Emissionen des vorherigen Jahres ermittelt und in einem Emissionsbericht an die zuständigen Behörden weitergeleitet haben. Vor Abgabe muß der Bericht durch einen Sachverständigen geprüft werden.<sup>b</sup> Der Erfüllungsstatus jeder Anlage ist jeweils ab 15. Mai der Öffentlichkeit zugänglich.

Die tatsächlich emittierte Menge an CO<sub>2</sub> wird i. d. R. rechnerisch aus dem Rohstoffverbrauch oder dem Endprodukt ermittelt. Eine reale Messung der Emissionen ist zwar möglich, jedoch ist eine bessere Genauigkeit gegenüber rechnerischen Verfahren darzulegen.<sup>c</sup>

<sup>a</sup> Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>), Methan (CH<sub>4</sub>), Lachgas (Distickstoffmonoxid; N<sub>2</sub>O), teilhalogenierte Fluorkohlenwasserstoffe (H-FKW/HFC), perfluorierte Kohlenwasserstoffe (FKW/PFC) und Schwefelhexafluorid (SF<sub>6</sub>). – <sup>b</sup> Vgl. § 5 Abs. 3 TEHG. – <sup>c</sup> Vgl. § 9 ZuV 2007.

ten die Zuteilung nach dem Stand der Technik (sogenanntes Benchmarking).<sup>11</sup>

Die 2005 beantragte Menge an Emissionsberechtigungen lag um 2,8% über dem Maximalbudget von 1 485 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> für die Jahre 2005

bis 2007. Der Hauptgrund hierfür dürfte die sogenannte Optionsregel<sup>12</sup> gewesen sein, die es Betreibern bestehender Anlagen erlaubte, Berechtigungen auf Grundlage von Produktionsprognosen anstatt historischer Emissionen zu beantragen. Von

<sup>11</sup> § 10, § 11 ZuG 2007.

<sup>12</sup> § 7 Abs. 12 ZuG 2007.

dieser Regelung wurde häufiger Gebrauch gemacht als ursprünglich angenommen. Zur Einhaltung des Maximalbudgets erfolgte deshalb eine anteilige Kürzung bei einem Großteil der Zuteilungen. So bekamen fast alle emissionshandelspflichtigen Anlagenbetreiber weniger Zertifikate zugeteilt als beantragt.

Der erste deutsche Allokationsplan wurde teilweise von der EU-Kommission beanstandet. So wurden zunächst die sogenannten Ex-post-Anpassungen<sup>13</sup> untersagt. Diese Entscheidung hatte Auswirkungen auf die Zuteilungsvolumina der ersten Handelsperiode. Der deutsche Gesetzgeber wollte sich dieses Instrument zur nachträglichen Korrektur vorbehalten. Falls zu viele Berechtigungen ausgegeben werden, sollte durch nachträglichen Widerruf der Zuteilungsentscheidung und Einziehung überschüssiger Zertifikate verhindert werden, daß zu viele Zertifikate im Umlauf sind. Im September 2004 klagte daraufhin die Bundesrepublik Deutschland. Erst im November 2007 entschied das Europäische Gericht erster Instanz (EuG), daß die nachträgliche Kürzung bei Zertifikaten nach Europarecht doch zulässig ist.

Nach anfänglichen technischen Schwierigkeiten wurden bis Anfang Juni 2006 knapp 3 000 Transaktionen im deutschen Emissionsregister vollzogen, wovon rund die Hälfte nationale Transaktionen waren. Etwa ein Viertel der Transaktionen ging ins Ausland, ein weiteres kam aus dem Ausland. Insgesamt wurden 2005 etwa 90 Mio. Emissionsberechtigungen übertragen. 2006 wurden rund 210 Mio. Zertifikate umgesetzt. Bis Ende 2007 betrug das Handelsvolumen insgesamt 530 Mio. Zertifikate – etwas mehr als ein Jahresbudget Deutschlands.

Im Jahr 2005 wurden insgesamt 473,7 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> von handelspflichtigen Anlagen emittiert – etwa 4% weniger als mit 495 Mio. Tonnen im Budget veranschlagt. 2006 wurden 477,3 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> ausgestoßen – ca. 3,6 Mio. Tonnen mehr als 2006.

Nach Daten der DEHSt sind große Teile des Überschusses auf die rege Verwendung der Optionsregel zurückzuführen. Sie wurde für die erste Handelsperiode für 514 bestehende Anlagen zur Anwendung gebracht. Etwa 22% der Zertifikate gehen auf die Anwendung der Early-action-Regel zurück. Der Großteil hiervon ging nach Ostdeutschland, was auf dortige Anlagenstilllegung und Modernisierung in den 90er Jahren zurückzuführen ist.

Als problematisch kann die Anlagenverteilung bezeichnet werden. Einerseits sind 1 200 der 1 849 Anlagenbetreiber Kleinstemittenten, die zusammen lediglich 3% der Emissionen verursachen. Diese können nur einen geringen Beitrag zur Minderung der Emissionen leisten, haben aber einen relativ hohen Verwaltungsaufwand zu verkraften. Auf der anderen Seite sind die sechs größten Kraftwerke in Deutschland für 25% der Emissionen verantwortlich. 90% der Zuteilungsmenge entfallen auf 278 Anlagen.

Bis Ende 2005 wurden von emissionspflichtigen Anlagen gegenüber dem Durchschnitt der Basisperiode 2000 bis 2002 von 474,5 Mio. Tonnen die CO<sub>2</sub>-Emissionen um 0,8 Mio. Tonnen gesenkt. Zum Jahresende 2006 war gegenüber dem Durchschnitt der Basisperiode keine Reduktion mehr zu verzeichnen.

Das auffälligste Marktergebnis des Emissionshandels in der ersten Handelsperiode waren die sogenannten windfall-profits der Energiewirtschaft. Die Emissionszertifikate wurden kostenlos an die Unternehmen verteilt. Gleichzeitig konnten die Stromerzeuger den Wert der Zertifikate als Opportunitätskosten auf den Marktpreis für Strom aufschlagen.<sup>14</sup> Betriebswirtschaftlich gesehen ist dies korrekt, da die Zertifikate einen Wert haben und auch am Markt hätten verkauft werden können. Das Verhalten der Stromkonzerne stellt allerdings einen Indikator für die geringe Wettbewerbsintensität im Energiesektor dar.<sup>15</sup>

Letztendlich hat die kostenlose Zuteilung der Emissionszertifikate dazu geführt, daß die Stromkunden die finanzielle Hauptlast zu tragen hatten. Dies war nach dem Verursacherprinzip auch gewünscht.<sup>16</sup> Auffällig ist, daß gleichzeitig die Stromkonzerne massiv profitiert haben, was auch zu politischen Diskussionen in Form von Bundestagsanfragen und Plenarsitzungen führte. Ob die Stromversorger unter diesen Voraussetzungen einen Anreiz hatten, in die Effizienz ihrer Anlagen zu investieren, kann als fraglich bezeichnet werden.

<sup>13</sup> §8 Abs 4. ZuG 2007.

<sup>14</sup> Bis zu 1,5 ct pro kWh. Vgl. DONNER, S.; STRATMANN, A.: Erfahrungen nach dem ersten Jahr des europäischen Emissionshandels, Deutscher Bundestag – Wissenschaftlicher Dienst, INFO-BRIEF WD 8 – 169/06, 2006, S. 15.

<sup>15</sup> Die adversen Effekte auf den Wettbewerb und die Veränderung der strategischen Optionen durch den Emissionshandel sollen in diesem Artikel thematisch nicht weiter vertieft werden.

<sup>16</sup> HEYMANN, E.: EU-Emissionshandel. Verteilungskämpfe werden härter. Deutsche Bank Research. Aktuelle Themen 377, 2007, S. 2.

Tabelle:

## Zertifikate im Zeitraum 2005 bis 2006, geprüfte Emissionen und Zuteilung für die zweite Handelsperiode

	Geprüfte Emissionen (Mio. t)		Jährliche Zuteilungen Durchschnitt 2005-2007 (Mio. t)	Anzahl der Anlagen		Jährliche Zuteilung 2008-2012 (Mio. t)
	2005	2006		2005	2006	
Österreich	33,4	32,4	32,9	199	197	30,7
Belgien	55,4	54,8	62,1	309	309	58,5
Zypern	5,1	5,3	5,7	13	13	5,5
Tschechische Republik	82,5	83,6	97,3	395	405	86,8
Deutschland	474,6	477,6	498,4	1 842	1 851	453,1
Dänemark	26,5	34,2	33,5	380	388	24,5
Estland	12,6	12,1	19,0	43	47	12,7
Spanien	183,6	178,6	178,8	800	944	152,3
Finnland	33,1	44,6	45,5	578	589	37,6
Frankreich	131,3	123,3	154,9	1 084	1 089	132,8
Griechenland	71,3	70,0	74,4	140	152	69,1
Ungarn	26,0	25,8	31,7	229	239	26,9
Irland	22,4	21,7	22,3	109	114	22,3
Italien	225,9	227,1	223,1	943	996	195,8
Litauen	6,6	6,5	12,3	93	99	8,8
Luxemburg	2,6	2,7	3,4	15	15	2,5
Lettland	2,9	2,9	4,6	93	101	3,4
Malta	n. a.	n. a.	0,8	n. a.	n. a.	2,1
Niederlande	80,4	76,7	88,9	210	211	85,8
Polen	202,3	208,6	237,8	817	817	208,5
Portugal	36,4	33,1	38,2	243	254	34,8
Schweden	19,4	19,9	23,2	705	730	22,8
Slowenien	8,7	8,8	8,7	98	98	8,3
Slowakei	25,2	25,5	30,5	175	173	32,6
Großbritannien	242,5	251,1	224,8	769	774	246,2
Bulgarien	n. a.	n. a.	42,3	n. a.	n. a.	42,3
Rumänien	n. a.	n. a.	74,8	n. a.	n. a.	75,9
Insgesamt	2 010,6	2 027,0	2 269,8	10 282	10 605	2 082,6

Quelle: EU Kommission; Darstellung des IWH.

Der Hauptkritikpunkt an der ersten Handelsperiode resultiert daraus, daß die nationalen Allokationspläne zu großzügig ausgefallen sind. Ehrgeizige Klimaschutzziele waren so schwer zu erreichen. Die Beeinträchtigung des Systems durch eine Überausstattung mit Emissionsberechtigungen ist eine der wichtigsten Lehren dieser Periode. Als ein weiteres Manko wurde die mangelnde Transparenz durch Sonderregelungen bei der Aufstellung der Allokationspläne in den einzelnen Mitgliedsstaaten bezeichnet.

Von verschiedenen Seiten bemängelt wurde die kostenfreie Vergabe der Lizenzen.<sup>17</sup> Vor allem staat-

liche Stellen, Nichtregierungsorganisationen und Börsenhändler hätten eine Versteigerung der Zertifikate begrüßt, während sich Unternehmen und Interessenverbände eher für eine kostenlose Verteilung einsetzten.<sup>18</sup> Eine Versteigerung wäre vorteilhaft gewesen: Der Marktmechanismus hätte schon im Vergabeprozess seine Kraft entfalten können, um eine effiziente Allokation herbeizuführen. Im theoretischen Idealfall entspricht der Auktionspreis den Grenzvermeidungskosten. Das System würde vereinfacht, da die anlagenbezogenen Mengenpläne

der Emissionsrechte vorgeschrieben. In der zweiten Handelsperiode werden mindestens 90% kostenfrei zugeteilt.

<sup>17</sup> Nach Artikel 10 der EU-Emissionshandelsrichtlinie ist in der ersten Handelsperiode eine kostenlose Verteilung von 95%

<sup>18</sup> EUROPEAN COMMISSION – DG ENVIRONMENT, MCKINSEY & COMPANY, ECOFYS: Review of EU Emissions Trading Scheme, 2005, p. 3.

und deren Koordination entfallen. Außerdem würde der Einfluß von Lobbygruppen reduziert, die versuchen könnten, die Vergabe von Zertifikaten zu ihren Gunsten zu beeinflussen.

Trotz aller Schwierigkeiten wurde der Start des Emissionshandels auf europäischer Ebene insgesamt als Erfolg gewertet.<sup>19</sup> Die erste Handelsphase war als Lernphase konzipiert. Das System ist in seiner Größe und Komplexität eine weltweite Neuheit. Eine große Herausforderung war es, in sehr kurzer Zeit sehr viele verschiedene Interessen miteinander in Einklang zu bringen.

Jedoch mußten Lehren aus der ersten Handelsperiode gezogen werden, die auch in die Leitlinien zur Erstellung der neuen Allokationspläne eingeflossen sind. Viele Allokationspläne der ersten Handelsperiode waren zu komplex und undurchsichtig.<sup>20</sup> Dies erzeugte Unsicherheit sowohl bei den Firmen als auch bei anderen Akteuren. Zukünftig sollten die Regeln und Zuteilungsmethoden vereinfacht werden.

Die europäische Kommission hat aus den Fehlern der ersten Periode ihre Lehren gezogen und für die zweite Handelsperiode angekündigt, strenger mit den Allokationsplänen zu verfahren. So werden den EU-Mitgliedsstaaten für die kommenden fünf Jahre nur noch rund 2 083 Mio. Lizenzen zugeteilt – 187 Mio. oder ca. 8% weniger als bisher (vgl. Tabelle). Deutschland muß beispielsweise mit einem Minus von fast 10% leben. Weiter forderte die Kommission, verstärkt Versteigerungen für maximal 10% der Berechtigungen vorzunehmen. Ex-post-Korrekturen sollten nicht mehr zugelassen werden, um eine verlässliche und stabile Zuteilung zu gewähren.

### ***Die zweite Handelsperiode aus deutscher Sicht***

Im Sommer 2006 wurde der nationale Allokationsplan Deutschlands für die zweite Handelsperiode (NAP2) der EU-Kommission vorgelegt. Wurden nach dem NAP1 noch 495 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub>-Emissionen pro Jahr zugeteilt, so waren im ursprünglichen NAP2 482 Mio. Tonnen vorgesehen. Später verschärfte das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) seinen

Klimaschutzplan auf 465 Mio. Tonnen. Hintergrund ist die weitere Datenerhebung zu den tatsächlichen Emissionen. Diese fielen geringer aus als zunächst angenommen. Die EU-Kommission schloß im November 2006 ihre Bewertung ab und forderte erhebliche Nachbesserungen. Allen voran sollte Deutschland sein Emissionsziel auf 453,1 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr reduzieren. Laut EU-Kommission kann Deutschland mit dem ursprünglich vorgelegten NAP2 sein Kyoto-Emissionsziel nicht erreichen. Die Reduktionspotentiale seien höher als angenommen.

So enthält der deutsche Allokationsplan und das zugehörige Zuteilungsgesetz für die zweite Handelsperiode (ZuG 2012) einige Veränderungen im Vergleich zu früheren Regelungen. Für die Anlagen des Produzierenden Gewerbes und für die Energiewirtschaft gibt es nun unterschiedliche Erfüllungsfaktoren. Gegenüber dem Durchschnitt der Jahre 2000 bis 2005 soll das Produzierende Gewerbe seine Emissionen um 1,25%, die Energiewirtschaft die ihrigen um 15% reduzieren. Die Begründung liegt im internationalen Wettbewerb und im hohen Anteil der prozeßbedingten Emissionen in der Industrie als auch in den „windfall-profits“ der Energieversorger. Der höhere Erfüllungsfaktor für die Stromwirtschaft soll einen Anreiz darstellen, in neue, energieeffizientere Kraftwerke zu investieren. Eine Malusregel sollte diesen Anreiz unterstützen: Für besonders alte und ineffiziente Kraftwerke war zeitweise eine um nochmals 15% gekürzte Zuteilung vorgesehen.

Eine zentrale Neuerung im Zuge des zweiten nationalen Allokationsplans ist die Umstellung des Zuteilungssystems für Energieanlagen auf ein Benchmark-System. Die Zuteilung erfolgt nun nicht mehr auf Grundlage historischer Emissionen, sondern anhand von Produktionsmenge und Brennstoff. Maßstab für die Zuteilung bei neuen Kraftwerken ist die jeweils modernste verfügbare Kraftwerkstechnologie innerhalb einer bestimmten Brennstoffklasse. Somit liegt ein brennstoffabhängiger Benchmark vor, der dazu führt, daß bei gleicher Stromerzeugungsleistung Kohlekraftwerke mehr Emissionsrechte erhalten als z. B. Gaskraftwerke. So ist bei der Verwendung gasförmiger Brennstoffe ein Emissionswert von 365 g CO<sub>2</sub> je kWh angesetzt, bei der Verwendung von anderen Brennstoffen (z. B. Kohle) ein Emissionswert von 750 g CO<sub>2</sub> pro kWh.<sup>21</sup> Die effektiven Anreize, bei der in den nächsten Jahren anstehenden Erneuerung des Kraft-

<sup>19</sup> DIMAS, S.: Developing the European Climate Change Programme, SPEECH/05/635, Brussels, 24 October 2005, p. 2.

<sup>20</sup> Vgl. KOMMISSION DER EUROPÄISCHEN GEMEINSCHAFTEN: Mitteilung der Kommission: Neue Hinweise zu den Zuteilungsplänen für den Handelszeitraum 2008-2012 des Systems für den EU-Emissionshandel, KOM(2005) 703 endgültig, 2005, S. 4.

<sup>21</sup> Anhang 3, Teil A ZuG 2012.

werkparks auf emissionsärmere Energieformen umzustellen, könnten sich somit konstruktionsbedingt als geringer erweisen als angenommen.

Weiter wurden mit dem neuen Zuteilungsgesetz einige Sonderregelungen der ersten Handelsperiode abgeschafft, um die Transparenz zu erhöhen und die Vorhersagbarkeit des Verteilungsergebnisses zu verbessern. Während es in der ersten Handelsperiode noch 58 Kombinationen von Sonderregelungen bei der Beantragung von Zertifikaten gab, ist deren Anzahl nun deutlich geringer: So wurde die Optionsregel, die in der ersten Handelsperiode letztendlich zur anteiligen Kürzung führte, nicht in das neue ZuG 2012 übernommen. Auch Ex-post-Korrekturen und die Sonderregel für die Stilllegung von Kernkraftwerken gibt es künftig nicht mehr.

Schließlich wurde das Antragsverfahren für Kleinstemittenten vereinfacht. Kleinstemittenten unter 25 000 Tonnen CO<sub>2</sub>/Jahr sollen ihre notwendigen Zertifikate zu 100% kostenfrei zugeteilt bekom-

men. Ihnen wird ein Erfüllungsfaktor von eins zugewiesen, was bedeutet, daß sie praktisch keinen Reduktionsverpflichtungen unterliegen. Gutschriften von Emissionszertifikaten aus „early actions“ soll es zukünftig nicht mehr geben. Der deutsche NAP2 sieht zudem eine umfangreichere Nutzung der sogenannten flexiblen Mechanismen (JI und CDM) des Kyoto-Protokolls vor. Bis zu 20% der Minderungspflichten sollen durch Klimaschutzprojekte im Ausland erfüllbar sein. Die Reserve für Neuanlagen, die im NAP1 noch drei Mio. Zertifikate betrug, wurde auf insgesamt 17 Mio. Zertifikate aufgestockt. Auf eine Versteigerung der Zertifikate wurde bis 2010 verzichtet. Dafür sollen im Jahr 2008 erstmals 40 Mio. Zertifikate durch die KfW Bankengruppe verkauft werden.

Wilfried Ehrenfeld  
(Wilfried.Ehrenfeld@iwh-halle.de)

## Sind Theater reine Subventionsgüter? Eine ökonomische Betrachtung der fiskalischen Unterstützung von Theaterbetrieben

Ökonomen sehen die generelle Überlegenheit der Marktsteuerung gegenüber jeder Form von staatlicher Lenkung darin, daß unter Wahrung individueller Handlungsfreiheit ein Effizienzoptimum erreicht wird. Das Referenzmodell, anhand dessen die Effizienzüberlegenheit üblicherweise gezeigt wird und an dem bestehende bzw. geplante Allokations- oder Verteilungssysteme gemessen und beurteilt werden müssen, ist der vollkommene Markt. Dieser zeichnet sich unter anderem dadurch aus, daß alle Nutzenkomponenten den Nachfragern des Gutes zugerechnet werden können. Dies bedeutet insbesondere, daß keine externen Effekte auftreten. Eingriffe des Staats in die Kultur, entweder durch Subventionen oder staatliche Bereitstellung, werden häufig über jene externen Effekte begründet. Der vorliegende Beitrag soll zum einen diese externen Effekte aufschlüsseln, zum anderen untersuchen, ob Subventionen durch stärkere Eigenbeiträge der Theater gesenkt werden können. In einer Untersuchung des IWH am „neuen theater Halle“ (nt) und am „Anhaltischen Theater Dessau“ (ATD) wurden durch Besucherbefragungen im Frühjahr 2007 Preiselastizitäten der Nachfrage festgestellt, die Einnahmensteigerungen durch moderate Preiserhöhungen ermöglichen. Insgesamt betrug die

Höhe der Subventionen in der Spielzeit 2005/2006 am ATD 16,25 Mio. Euro und bei der gesamten Kulturinsel (KuI) in Halle 6,72 Mio. Euro bzw. 111 Euro (ATD) und rund 112 Euro (KuI) pro Karte (das neue theater stellt einen Teil der Kulturinsel dar).

### ***Bewertung von Kunst und Kultur erfordert differenzierte Betrachtung***

In ihrer „Allgemeinen Erklärung zur kulturellen Vielfalt“ hat die UNESCO gemäß Artikel 8 Kulturgüter und kulturelle Dienstleistungen als einzigartige Güter bezeichnet, die „[...] als Träger von Identitäten, Wertvorstellungen und Sinn nicht als einfache Waren oder Konsumgüter betrachtet werden dürfen“.<sup>22</sup> Um dennoch eine Einordnung vornehmen zu können, werden nachfolgend die Charakteristika des „Gutes“ Kultur dargestellt.

Anzunehmen ist, daß Kultur als Gut der Ökonomie dem Konsumenten ästhetische, nicht monetär meßbare Erlebnisse verschafft.<sup>23</sup> Diese Erkenntnis erschwert es, den Begriff in das Ver-

<sup>22</sup> MERKEL, C. M.: Übereinkommen über Schutz und Förderung, 2006, S.107.

<sup>23</sup> Vgl. EBKER, N.: Politische Ökonomie der Kulturförderung, 2000, S. 19.