



FORSCHUNGSSTELLE FÜR UMWELTPOLITIK

Freie Universität Berlin

Fachbereich Politik- und Sozialwissenschaften

Otto-Suhr-Institut für Politikwissenschaft

# Forschungsstelle für Umweltpolitik

**ffu**

FFU-report 01-04

**Ansätze und Erfahrungen mit  
Mengensteuerungssystemen in  
der Energie- und Umweltpolitik  
in den USA, den Niederlanden,  
Dänemark und Großbritannien**

Dr. Lutz Mez  
Annette Piening

*Gutachten im Auftrag des Öko-Instituts  
17. Oktober 2000.*



FORSCHUNGSSTELLE FÜR UMWELTPOLITIK

Freie Universität Berlin

Fachbereich Politik- und Sozialwissenschaften

Otto-Suhr-Institut für Politikwissenschaft

Ihnestr. 22

14195 Berlin

telefon +49-30-838 566 87  
fax +49-30-838 566 85  
email [ffu@zedat.fu-berlin.de](mailto:ffu@zedat.fu-berlin.de)  
internet [www.fu-berlin.de/ffu/](http://www.fu-berlin.de/ffu/)

## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung</b> .....	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>USA: SO<sub>2</sub> Allowance Trading</b> .....	<b>2</b>
2.1	Implementationsaufwand.....	4
2.2	Entwicklung und Funktionalität des Zertifikatmarktes .....	4
2.2.1	Teilnehmerzahl, Liquidität und Volatilität des Marktes, Unsicherheiten .....	4
2.2.2	Transaktionskosten .....	7
2.3	Ökonomische Effizienz .....	8
2.4	Ökologische Treffsicherheit .....	11
2.5	Schlussfolgerungen.....	12
<b>3</b>	<b>Niederlande</b> .....	<b>13</b>
3.1	Hintergrund und rechtliche Rahmenbedingungen .....	13
3.2	Gegenstand und institutionelle Einbettung.....	15
3.3	Weitere Mengensteuerungssysteme.....	15
3.4	Das Renewable Energy Certification Scheme (RECS) .....	16
<b>4</b>	<b>Dänemark</b> .....	<b>17</b>
4.1	Hintergrund und gesetzlicher Rahmen .....	17
4.2	Übergangsregelung und Einführung des Zertifikatshandels.....	18
4.3	Gestaltung des Zertifikatsmarktes .....	20
4.4	Quotensteuerung des Zertifikatsmarktes .....	21
4.5	Weitere Mengensteuerungssysteme in der dänischen Umweltpolitik .....	22
4.6	Übersetzung relevanter Passagen aus der politischen Vereinbarung vom 3.3.1999 .....	22
<b>5</b>	<b>Großbritannien: Emissions Trading Scheme für Klimagase</b> .....	<b>25</b>
5.1	Hintergrund und gesetzliche Einbettung.....	25
5.2	Gegenstand und institutionelle Einbindung.....	26
5.3	Gestaltung des Zertifikathandels .....	28
<b>6</b>	<b>Kriterien für die Gestaltung von Mengensteuerungssystemen</b> .....	<b>29</b>
6.1	Ökologische Treffsicherheit .....	29
6.1.1	Das Problem der Zielsetzung.....	29
6.1.2	Gewährleistung der dynamischen Anreizwirkung.....	30
6.1.3	Gestaltungskriterien.....	31
6.2	Administration, Implementation und Vorlaufzeiten.....	32
6.3	Ökonomische Effizienz und wirksames Handelssystem .....	33
<b>7</b>	<b>Literatur</b> .....	<b>35</b>



## 1 Einleitung

Das Bundeskabinett hat am 26. Juli 2000 den vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit vorgelegten Zwischenbericht zum nationalen Klimaschutzprogramm verabschiedet und seine Absicht bekundet, die Förderung der Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK) gesetzlich zu regeln. Bis Ende 2000 will die Bundesregierung Eckpunkte einer Quotenregelung zum Ausbau der KWK vorlegen. Ziel ist eine Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen in einer Größenordnung von 10 Mio. Tonnen bis 2005 bzw. 23 Mio. Tonnen bis 2010. Das Gesetzgebungsverfahren soll spätestens Mitte 2001 abgeschlossen werden. Derzeit sind Entwürfe in Vorbereitung, die ein Fördermodell auf der Basis eines Zertifikatshandels aufbauen sollen. Damit soll ein marktorientiertes Instrument zur Mengensteuerung in der Umweltpolitik aufgegriffen werden, das aus einer intensiven akademischen Debatte hervorgegangen und in jüngster Zeit bereits häufiger praktisch angewendet worden ist. International bestehende Erfahrungen und zahlreiche detaillierte Entwürfe zu geplanten Modellen legen es nahe, diese für die Gestaltung der rechtlichen und institutionellen Verankerung eines KWK-Zertifikatmodells nutzbar zu machen. Aus ihnen lassen sich Rückschlüsse auf die Erfolgsbedingungen eines funktionsfähigen Handelssystems ziehen, und wichtige Hinweise auf Detailfragen der Gesetzesgestaltung und Implementation sowie die Rahmengestaltung des Handelsmarktes ableiten.

Die Modelle des Zertifikatshandels finden in unterschiedlichen Politikfeldern Anwendung. Sie betreffen u.a. die Regulierung klassischer Luftschadstoffe über Emissionsrechtehandel, der mit großen Variationen auf regionaler und nationaler Ebene und am ausgeprägtesten in den USA anzutreffen ist. Aber auch internationale Wirkungsbereiche sind in der Diskussion: gegenwärtig wird u.a. von Großbritannien ein Zertifikatsystem für Treibhausgasemissionen ausgearbeitet, das mittelfristig den Handel über die Grenzen hinweg vorsieht. Grundlage dieser Systeme ist jeweils eine festgelegte Emissionsobergrenze, über die hinaus keine Zertifikate in Umlauf gebracht werden. Funktion des Zertifikatsmarktes ist jeweils die effizienteste Verteilung dieser Höchstmenge unter den Emittenten (Höchstmengensteuerungsmodell oder engl. „*cap and trade*“).

Ein weiterer Anwendungsbereich ist der Stromsektor, wo sich aufgrund der Liberalisierung der Märkte traditionelle Preissteuerungsansätze zur umweltpolitisch gewünschten Förderung von emissionsarmen Erzeugungstechniken (oder zur Verwirklichung sozialpolitischer Ziele) nicht mehr im gewohnten Umfang weiterführen oder durchsetzen lassen. Deshalb sollen die notwendigen Zusatzkosten nicht mehr über feste Einspeisevergütungen sondern durch handelbare Zertifikate, etwa für grünen oder KWK-Strom, gedeckt werden. Indem Stromverbraucher oder Verteiler zum Erwerb einer festgesetzten Anzahl an Zertifikaten verpflichtet werden, soll ein Mindestanteil der regulierten Energieträger an der Stromerzeugung gesichert werden (Mindestmengensteuerung).

Die vorliegende Untersuchung beschränkt sich auf vier Zertifikathandelsmodelle: den SO<sub>2</sub>-Emissionshandel in den USA,<sup>1</sup> das Handelsmodell für Klimagasemissionen, das ab April 2001 in Großbritannien beginnen soll<sup>1</sup> sowie die Handelssysteme für grünen Strom, die in den Niederlanden<sup>2</sup> und Dänemark<sup>2</sup> etabliert bzw. durch das Parlament verabschiedet wurden. Die Darstellung gibt jeweils einen zusammenfassenden Überblick über die Grundzüge der Modelle. In den sich anschließenden analytischen Teilen werden einzelne Aspekte genauer beleuchtet. Der Schwerpunkt liegt dabei auf der Frühphase der Implementation, auf der Gestaltung des Zertifikatshandels sowie auf einer Bewertung der ökonomischen Effizienz und ökologischen Treffsicherheit des Systems insgesamt. Auf dieser Grundlage sollen in einem letzten Kapitel Kriterien für die Ausgestaltung von Mengensteuerungssystemen abgeleitet werden.

## 2 USA: SO<sub>2</sub> Allowance Trading

Das Handelssystem für SO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate in den USA ist im Kontext einer Untersuchung von Umweltzertifikatehandel von besonderem Interesse, da mit dem „*Allowance Trading System*“ das erste Mal diese Form marktorientierter Regulierung als Instrument der Umweltpolitik in großem, nationalem Maßstab umgesetzt wurde. Das System wurde mit dem Änderungsgesetz zum Clean Air Act 1990 (CAA 1990) beschlossen und war Teil einer Initiative der Bush-Administration, die nationale Luftreinhaltepolitik nach einer Reihe von Misserfolgen auf einer neuen Basis zu stellen. Während die meisten Vorläufersubstanzen des sauren Regens durch ein verschärftes Genehmigungsrecht begrenzt wurden, wurde für SO<sub>2</sub> ein Höchstmengensteuerungssystem (*cap and trade*) mit dem Ziel eingeführt, die jährlichen SO<sub>2</sub>-Emissionen aus Kraftwerken bis zum Jahr 2000 auf insgesamt 8,90 Mio. Tonnen zu begrenzen und damit bezogen auf 1980 zu halbieren. Dies entspricht einer Minderung um 10 Mio. Tonnen, die in zwei Stufen (Phase I: 1995-1999, Phase II: 2000-2009) erreicht werden sollte.

Über den grundsätzlichen Ansatz dieser ökonomischen Regulierung konnte im amerikanischen Kongress ein Konsens hergestellt werden. Auch Teile der Umweltorganisationen stimmten zu. Allerdings setzten sich im Gesetzgebungsverfahren Teile der betroffenen Industriezweige mit ihren Interessen durch, so dass bei der Allokation von konkreten Emissionsrechten für Phase I weitreichende Zugeständnisse an regionale Interessen in Form von Sonderzuweisungen gemacht wurden. Insgesamt geht die Regelungstiefe des Gesetzes weit über das gewöhnliche Maß hinaus. Dieser Umstand wird dem Bestreben des Kongresses zugeschrieben, der *Environmental Protection Agency* (EPA) verpflichtende Ausführungsmandate zu geben, deren Implementation, anders als während der Reagan-Administration häufig der Fall, nicht verschleppt oder durch administrative Order aus dem Weißen Haus verhindert werden kann (Bryner 1993, S. 123-147).

---

<sup>1</sup> Bearbeiterin: Annette Piening, Forschungsstelle für Umweltpolitik, Freie Universität Berlin

<sup>2</sup> Bearbeiter: Dr. Lutz Mez, Forschungsstelle für Umweltpolitik, Freie Universität Berlin

Das Zertifikatssystem wird von der Acid Rain Division der EPA verwaltet und kontrolliert. Die EPA ist zuständig für die Erarbeitung der ausführenden Verordnungen<sup>3</sup> etwa zur Basiszertifizierung und Zuteilung der entsprechenden Zertifikatsmenge. Ihr obliegt auch die Kontrolle und Verifizierung der Emissionen und Zertifikatsnachweise. Das Kontrollsystem selbst ist weitgehend automatisiert und stützt sich auf standardisierte Monitoring-Protokolle, die kontinuierlich gemessene Daten aus fest installierten und lizenzierten Messinstrumenten zusammenfassen.

In der ersten Phase (1995-1999) waren lediglich die 110 größten Kohlekraftwerke zum Nachweis von Zertifikaten gesetzlich verpflichtet, allerdings sind über 300 zusätzliche Anlagen als sog. Kompensations- oder Ersatzanlagen aufgenommen worden. Pro Tonne zugestandener SO<sub>2</sub>-Emissionen pro Jahr erhielten sie ein Zertifikat, die sog. *allowances*. In Phase II (ab 2000) fallen alle Kraftwerke ab 25 MW, d.h. insgesamt über 2000 Anlagen, unter das Gesetz. Dabei erhielten Altanlagen alle benötigten Zertifikate nach dem Prinzip des sog. „*Grandfathering*“ in kostenlosen Allokationen für die Jahre ab 1995 (Phase I) bzw. ab 2000 (Phase II). Die Zuteilung richtete sich nach dem Primärenergiebedarf der Kraftwerke, der aufgrund des durchschnittlichen Verbrauchs der Jahre 1985-87 oder, bei neueren Anlagen, entsprechend späterer Jahre bestimmt wurde.

In Phase I betrug der Richtwert 2,5 Pfund SO<sub>2</sub>/mmBtu Primärenergieverbrauch („*heat input*“), in Phase II 1,2 Pfund/mmBtu.<sup>4</sup> Der Nachweis erfolgt mit einer Karenzzeit von 30 Tagen am Ende jeden Jahres durch Vorlage einer den Emissionen entsprechenden Menge an Zertifikaten. Sollten die Emissionen nicht über die alloziierte Menge gedeckt sein, können Zertifikate unternehmensintern von anderen Anlagen übertragen oder auf dem Markt erworben werden. Überschüssige Zertifikate eines Jahres können uneingeschränkt auf folgende Jahre übertragen oder verkauft werden. Zusätzlich werden Zertifikate aus limitierten Reserven zugeteilt, wenn ein Unternehmen qualifizierende Technik (u.a. Emissionsreduzierung mind. 90%, Clean Coal Technology) installiert bzw. REG- und/oder REN-Projekte durchführt.<sup>5</sup> Betreiber von Anlagen ab Baujahr 1996 sind verpflichtet, den wesentlich strengeren New Source Performance Standard zu erfüllen und müssen alle benötigten Zertifikate auf dem Markt erstehen.

Der Teilnahme am Zertifikathandel stehen über die gebührenfreie Registrierung als Kontoinhaber im *Allowance Tracking System* hinaus keinerlei Beschränkungen entgegen. Neben den nachweispflichtigen Unternehmen sind daher vor allem Broker und Händler, aber auch Institutionen wie Umweltschutzorganisationen am Handel beteiligt. Einmal jährlich findet eine Auktion der EPA statt (durchgeführt vom Chicago Board of Trade), auf der ein kleiner Anteil der jährlichen Zuteilungsmenge sowie ein Teil der in jeweils sieben Jahren Gültigkeit erlangenden Charge („*advance auction*“) versteigert

---

<sup>3</sup> Die Ausführungsverordnungen werden nach den für sog. „*rule making*“ geltenden Regeln unter Beteiligung der Öffentlichkeit aufgestellt.

<sup>4</sup> 1,2 Pfund SO<sub>2</sub>/mmBtu *heat input* entspricht einem Wert von ca. 1400 mg/m<sup>3</sup>. Der NSPS für SO<sub>2</sub> liegt bei 0,3 Pfund/mmBtu, was ca. 350 mg/m<sup>3</sup> entspricht. Der Grenzwert der GFAVO liegt bei 400 mg/m<sup>3</sup>.

<sup>5</sup> Von den 300.000 Zertifikate die im Rahmen der Conservation and Renewable Energy Reserve bis Juni 1999 verteilt werden konnten, wurden jedoch nur zu 12% ausgeschöpft (EPA 2000).

wird. Die Erlöse werden anteilig an die Altanlagenbetreiber verteilt. Damit sollen Betreibern von Neuanlagen der Zugang zu Zertifikaten und damit Planungssicherheit gewährleistet werden. Allerdings wurden die Zertifikate in der Praxis vielfach auch von Altanlagenbetreibern gekauft. Alle Transfers von Zertifikaten von einer Anlage bzw. Eigentümer auf andere werden der EPA als Administrator des elektronischen Dokumentationssystems (*Allowance Tracking System - ATS*) in Standardformularen gemeldet und sind dort aufgrund der Seriennummern der Zertifikate – auch für die Öffentlichkeit – nachvollziehbar vermerkt. Preise werden nicht veröffentlicht.

Im folgenden werden die Erfahrungen mit dem *SO<sub>2</sub> Allowance Trading* analysiert und einer kursorischen Bewertung unterzogen.

## **2.1 Implementationsaufwand**

Das *SO<sub>2</sub>*-Zertifikathandelssystem basiert weitgehend auf der Funktionsfähigkeit des *Allowance Tracking System*. In dieser Datenbank sind nicht nur sämtliche Zertifikate und ihre Eigentümer gespeichert. Sie ist auch Voraussetzung dafür, dass Übertragungen von einem Konto auf das andere vermerkt werden und damit stattfinden können. Das *ATS* war jedoch erst etwa ein Jahr nach Handelsbeginn fehlerfrei installiert. Dies hat nicht nur die Entstehung eines nennenswerten Marktvolumens verzögert, sondern auch für erhebliche Verunsicherung bei den Beteiligten gesorgt. Der administrative Aufwand nach abgeschlossenem Systemaufbau ist dagegen sehr gering und beansprucht 12 Mio. US-Dollar jährlich. In der Verwaltungsstelle sind etwa 100 Mitarbeiter beschäftigt, die allerdings teilweise auch für die Kontrolle anderer Emissionen zuständig sind. Das *ATS* selbst wird von 5 Mitarbeitern betreut (Schwarze/Zapfel 1998, S. 14).

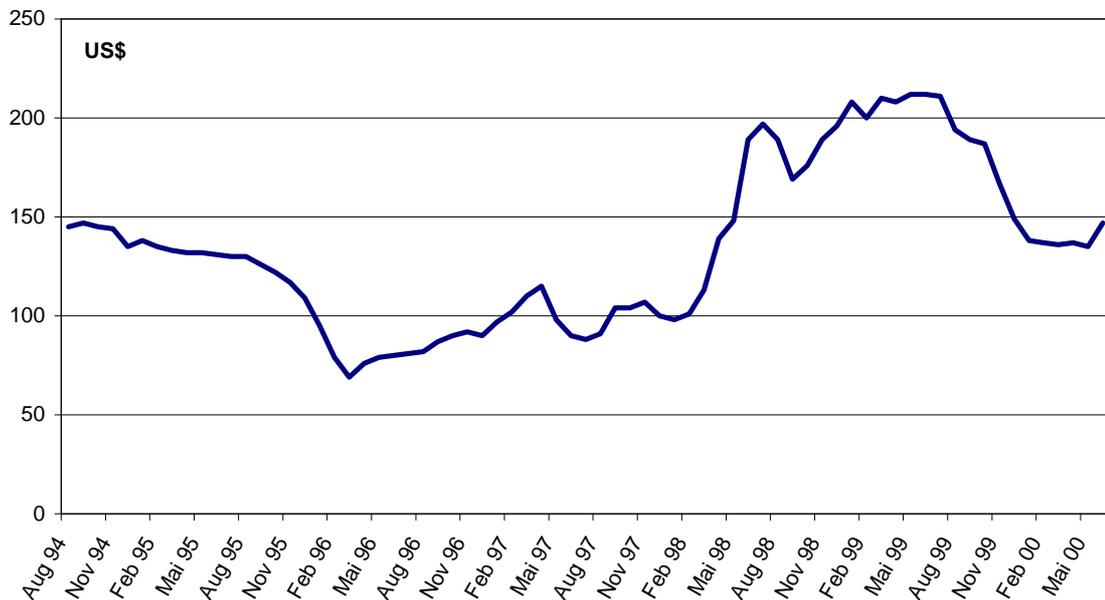
## **2.2 Entwicklung und Funktionalität des Zertifikatmarktes**

### **2.2.1 Teilnehmerzahl, Liquidität und Volatilität des Marktes, Unsicherheiten**

Experten und Handelsteilnehmer ziehen hinsichtlich des Zertifikatmarktes insgesamt eine positive Bilanz. Die Einschätzung überwiegt, dass sich der Markt nach Überwindung der stockenden Anfangsphase gut entwickelt hat und stabil ist. Sowohl das Handelsvolumen, als auch das breite Spektrum der Teilnehmer und Handelsplätze deuten auf einen gut etablierten und funktionierenden Markt hin. Es gibt zudem Belege, dass auch der Übergang in Phase II problemlos verläuft (Coggins, 1997; OECD 1999).

Der offizielle Handel begann im März 1993 mit der ersten der jährlichen EPA Auktionen. Zu diesem Zeitpunkt war die Basiszertifizierung und Erstzuteilung großenteils bereits abgeschlossen. Schon davor war durch einen bilateralen Handel deutlich geworden, dass die erzielten Preise weit unterhalb der Erwartungen bei etwa \$ 150 je Zertifikat lagen. Ohne nennenswerte Abweichungen verzeichnen die Börsenreports bis März 1993 einen kontinuierlichen Wertverlust auf ein Tief von unter \$ 70, bald darauf pendelte sich der Preis bei ca. \$100 ein und stieg im Vorfeld des Beginns von Phase II für einige Monate über die \$ 200 Marke (vgl. Abbildung 1).

Abbildung 1 Monatliche Durchschnittspreise der SO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise nach Cantor Fitzgerald EBS

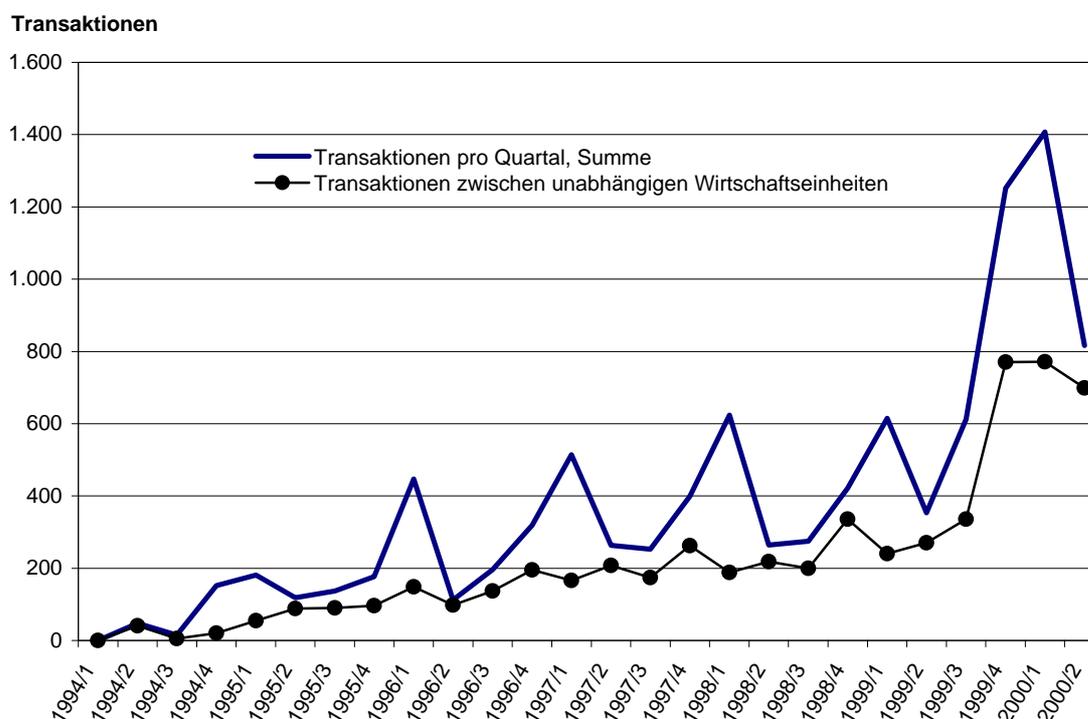


Quellen: EPA Acid Rain Programme Overview, Allowance Price Data Table, <http://www.epa.gov/acidrain/ats/pricetbl.html>, 23.08.2000

Das Handelsvolumen entwickelte sich wie bereits erwähnt anfangs nur stockend. Es lag in den ersten Jahren bei etwa 3 %, später bei ca. 6-10 % der ausgegebenen Zertifikate. Auffallend ist auch, dass unternehmensinterne Transfers den überwiegenden Anteil ausmachen (bis März 1996 90 %, Schwarze 1996), der vor allem am Ende der Verpflichtungsperioden ins Gewicht fällt (vgl. Abbildung 2 und Abbildung 3). Daraus lässt sich ableiten, dass der Handel unter unabhängigen Wirtschaftseinheiten weniger dem Ausgleich fehlender Zertifikate als dem Ansparen von Zertifikaten für Phase II dient. Marktbeobachter gehen davon aus, dass gegen Ende von Phase I etwa 80 % des externen Handels über Broker abgewickelt wurden, und der anfänglich überwiegende bilaterale Handel an Bedeutung verloren hat.

Der Teilnehmerkreis schließt neben den Unternehmen und Brokern auch Händler und NGO<sup>6</sup> ein sowie Brennstoffhändler, die z.B. stark schwefelhaltige Kohle im Paket mit den notwendigen Zertifikaten anbieten. Neben der EPA Auktion haben sich Broker betriebene Börsen etabliert (OECD 1999, S. 34). Darüber hinaus werden breite Portfolios angeboten, die auch Produkte wie Futures und andere Derivate zur Eingrenzung der Unsicherheiten von Märkten enthalten.

<sup>6</sup> Als Teil der *retirement movement* kaufen z.B. Umweltorganisationen Zertifikate, um sie zum Wohle der Umwelt aus dem Verkehr zu ziehen. Dies hat rein quantitativ eine geringe Wirkung gehabt (von 1994 bis 1997 wurden 934 allowances für ca. \$100/St. von Umweltgruppen aufgekauft). Allerdings hat es nach einhelliger Einschätzung die öffentliche Akzeptanz des Emissionshandels erhöht und zum öffentlichen Bewußtsein über die Umweltproblematik beigetragen.

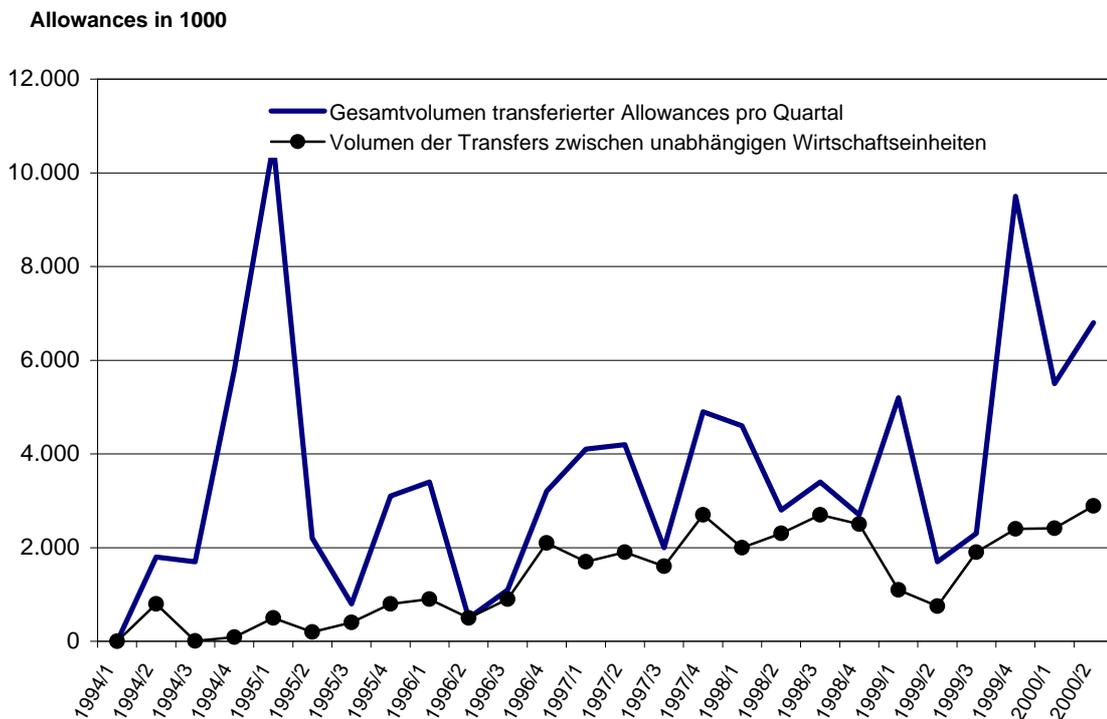
Abbildung 2 Anzahl der Transaktionen von SO<sub>2</sub>-Zertifikaten pro Quartal (1994-2000)

Quellen: EPA Acid Rain Program Overview, Trading Activity Summary Table,  
<http://www.epa.gov/acidrain/ats/cumchart.html>

Als Gründe für den schwachen Handelsbeginn werden mehrere Faktoren genannt:

- als Hauptursache werden die Probleme bei der Inbetriebnahme des *Allowance Trading System* genannt, ohne das Transaktionen nicht verifizierbar sind;
- ein zweites entscheidendes Manko war das Fehlen von verlässlichen Preisinformationen. Diese sind insbesondere zu Beginn des Handels jedoch von großer Bedeutung. Preise wurden zunächst nur über die jährliche EPA Auktion transparent gemacht. Nach Ansicht von Experten wäre der Handel jedoch zügiger in Gang gekommen, wenn zusätzliche und kontinuierlichere Quellen bestanden hätten. Heute wird diese Aufgabe vorwiegend von Brokern, Marktindizes und privaten Börsen wahrgenommen, so dass die Auktionen ihre ursprüngliche Funktion verloren haben. Eine aktuelle Analyse geht sogar davon aus, dass sich die Auktionspreise inzwischen an den Preisen im bilateralen Handel orientieren (OECD 1999, S. 34);
- weitere Ursachen für den schleppenden Handelsbeginn werden in der traditionell konservativ-unflexiblen Haltung des Managements von EVU gesehen, die anders als andere Branchen großenteils über geringe Handelserfahrung verfügten. Mit dem Aufbau von Handelsabteilungen ist dieses Defizit inzwischen ausgeglichen (Nussbaum 2000);

Abbildung 3 Anzahl der transferierten Zertifikate pro Quartal (1994-2000)



Quellen: EPA Acid Rain Program Overview, Trading Activity Summary Table, <http://www.epa.gov/acidrain/ats/cumchart.html>

- andere Beobachter gehen davon aus, dass der Handelsmarkt, der sich zunächst im wesentlichen auf die Emissionen aus Altanlagen beschränkte, zu klein war und deshalb nur stockend in Schwung gekommen sei.

Zu der Frage, wie sich die mittlerweile stark gestiegene Zahl der Verpflichteten, viele unter ihnen Betreiber kleinerer Anlagen, langfristig auf den Handel auswirken wird (z.B. in Form verstärkter Pool-Bildung), lassen sich bisher noch keine endgültigen Aussagen machen.

### 2.2.2 Transaktionskosten

Der größte Teil der Transaktionskosten erwächst aus den Anforderungen an Monitoring und Kontrolle. Für die Unternehmen ist der Transaktionsaufwand in den Anfangsjahren am größten, da die Installation der für Kohlekraftwerke vorgeschriebenen Messtechnik mit durchschnittlich 120.000 US-\$ pro Schornstein zu Buche schlägt. Allerdings fallen bei anderen Emissionskontrollsystemen ebenfalls Kosten für Messtechnik an. Öl- und Gaskraftwerke dürfen kostengünstigere Alternativen einsetzen. Zudem muss, wenn auch nur in geringer Anzahl, Fachpersonal (für Monitoring und Handel) gefunden werden. Nach Abschreibung der Messtechnik sind die verbleibenden Kosten minimal. Auch die Kosten, die den Unternehmen für die Teilnahme am Handel entstehen, sind gering. Vermittelnde Broker berechnen nur ca. 0,25 \$/t (Nussbaum 2000). Bonitätsprüfungen und anderen Absicherungen (insbesondere über die tatsächliche Verfügbarkeit der angebote-

nen Zertifikate) stehen Dank der sicheren Informationen, die mit dem ATS und durch herkömmlichen Rating Agenturen gewährleistet sind, kein großer Aufwand gegenüber.

Aufgrund der hohen Anfangskosten sind die Transaktionskosten insgesamt nicht unerheblich. Da sie jedoch elementar für das allgemeine Vertrauen in die Wirksamkeit des Systems sind (sowohl auf Seiten der Industrie als auch z.B. bei Umweltverbänden), werden sie von allen Beteiligten als vertretbar erachtet. Wie allerdings die geringe Zahl der freiwilligen Teilnehmer aus anderen Industriebranchen andeutet, wirken die hohen Anfangskosten (in Kombination mit den niedrigen Zertifikatspreisen) als Barriere für eine breitere Teilnahme am Handel (OECD 1999, S. 35/36).

### 2.3 Ökonomische Effizienz

Aus ökonomischer Sicht war das zentrale Motiv des SO<sub>2</sub>-Programms - wie bei allen Mengensteuerungssystemen - die SO<sub>2</sub>-Emissionsminderungen zu volks- und betriebswirtschaftlich minimalen Kosten zu erreichen. Dem Zertifikatspreis, der theoretisch mit den Grenzvermeidungskosten identisch ist, kommt dabei die Funktion zu, Informationen über die jeweils kostengünstigste Vermeidungsstrategie zu vermitteln. Diese Erwartungen werden jedoch in der Praxis des SO<sub>2</sub>-Zertifikatshandels nicht im erhofften Maße erfüllt.

Der Markt war schon zu Beginn des Handels durch ein Überangebot an Zertifikaten gekennzeichnet und der Preis lag weit unterhalb des erwarteten Niveaus. Da die Emissionen schon im ersten Jahr von Phase I sehr viel drastischer als notwendig und erwartet zurückgingen, wurde eine weit geringere Anzahl an Zertifikaten eingelöst. 1999 lag der Überschuss bei 25-30 %, was in etwa 11-13 Mio. t SO<sub>2</sub> entspricht. Die Kostenschätzungen für Vermeidungsmaßnahmen, insbesondere für die Rauchgasreinigung, lagen 1990 bei 500-700 \$/t. Entsprechend hoch waren die Preiserwartungen für den Handel, sie lagen in Studien von 1989 bei \$750 bis zu \$1000.<sup>7</sup> Wie oben aufgeführt lag der Zertifikatspreis jedoch weit darunter. Gleichzeitig sanken schon 1996 die Vermeidungskosten, allerdings nicht in selbem Maße, auf 240 \$/t ab. Rückblickend werden die durchschnittlichen Vermeidungskosten für Anlagen in Phase I auf ca. \$60/t geschätzt, während für Phase II Vermeidungskosten von \$384/t prognostiziert wurden (Burtraw et al. 1997). Aber auch diese Kosten spiegelten sich nicht in den Marktpreisen wider: vor Beginn von Phase II wurden kurzzeitig Preise von \$212 notiert, und im Juni 2000 lagen sie wieder bei \$147 (EPA 2000). Anders als nach der ökonomischen Theorie ist folglich nicht davon auszugehen, dass die Zertifikatspreise die tatsächlichen Vermeidungskosten widerspiegeln (Schwarze 1996:6-7). In der Literatur wird eine Reihe von Faktoren genannt, die verzerrend auf die Markt- und Wettbewerbssituation wirkten und Erklärungen

---

<sup>7</sup> Die hohen Erwartungen spiegeln sich auch in der EPA-Festpreisreserve für Neuanlagen wider, deren Preis auf \$1500 begrenzt wurde. Mit dieser Reserve wurde Neuanlagen für den Fall hoher Zertifikatskosten über den Zeitraum von 30 Jahren Zugang zu Zertifikaten garantiert, sie wurde jedoch 1996 mangels Nachfrage aufgelöst.

für die niedrigen Preise bzw. das Überangebot an Zertifikaten liefern. Zu den wichtigsten zählen:

- *fehlerhafte Kostenprojektionen:* Im Rückblick zeigte sich klar, dass den hohen Kostenprojektionen vor Beginn des Handels fehlerhafte Prognosen, z.B. für den Einsatz schwefelarmer Kohle aber auch von Filtertechnologien, zugrunde lagen. So hatte sich infolge der Deregulierung des Transportwesens in den USA der Beschaffungspreis für schwefelarme Kohle erheblich reduziert, so dass Brennstoffwechsel zu einer favorisierten Vermeidungsstrategie wurde. Letztlich wurden in weit größerem Umfang Minderungsmaßnahmen anstelle von Zertifikatskauf eingeplant<sup>8</sup> als erwartet. Nach einer anderen, gegensätzlichen Interpretation waren es gerade die ursprünglich hohen Preiserwartungen für Zertifikate, die zur großen Bereitschaft zu Minderungsmaßnahmen führten. Begründet wird dies mit dem langen Vorlauf der Investitionsplanungen der Unternehmen<sup>9</sup> und der Tatsache, dass diese Option trotz der anfänglich höher geschätzten Vermeidungskosten immer noch kostengünstiger als der Erwerb von Zertifikaten war;
- *gegenläufige Tarifregulierung in Einzelstaaten:* in der Regel hat die Energieaufsicht der einzelstaatlichen Regulierungsbehörden nicht zugelassen, dass die Unternehmen Gewinne, die aus dem Zertifikathandel erzielt wurden, in einer für die Unternehmensbilanz wirksamen Form realisieren konnten. Statt dessen sind diese Gewinne fast überall bei der Tarifgestaltung als kostenmindernd bewertet worden. In der Folge sind anstelle des möglicherweise kostengünstigen Handels regulierungssichere Vollzugsstrategien selbst dann gewählt worden, wenn sie teurer waren. Dazu zählten teilweise der Brennstoffwechsel, vor allem aber auch Rauchgasreinigungstechnologien (Schwarze 1996, S. 12). Letztlich ist dadurch der Freiraum für Wirtschaftlichkeitserwägungen, auf die das Zertifikathandelssystem gerade abzielte, wieder eingeschränkt worden.<sup>10</sup> Gleichzeitig wurde das Überangebot verstärkt, mit ökologisch positiven Nebeneffekten;
- *überlagernde Emissionsregulierungspolitik:* das nationale SO<sub>2</sub>-Programm ist zum einen durch die Regulierung anderer Luftschadstoffe überlagert, vor allem die Regulierung von Staub oder NO<sub>x</sub>, deren Vermeidung sich auch positiv auf die SO<sub>2</sub>-Emissionen auswirkt. Zum anderen wird es teilweise durch die strengeren SO<sub>2</sub>-Standards einzelner Bundesstaaten unterlaufen, die eine Reduzierung der SO<sub>2</sub>-

---

<sup>8</sup> Als Teil der Genehmigungsverfahren („*permitting*„) bzw. Basiszertifizierung, die vor Beginn von Phase I (bzw. II) das Volumen der Emissionen festlegt, mußten die Unternehmen auch einen „*compliance plan*“ vorlegen, in dem für den gesamten Zeitraum von fünf Jahren (bzw. 10 Jahren in Phase II) die Zusammensetzung der geplanten Maßnahmen (Emissionsreduzierungen, Kompensationsmaßnahmen, Zertifikatskauf) aufgeführt und genehmigt wurde. Zwar konnte von diesen Plänen auf Antrag abgewichen werden, die grundsätzliche Marschroute war damit jedoch festgelegt.

<sup>9</sup> Der lange Planungshorizont des Stromsektors wurde zudem durch die Anforderungen der in Least-Cost-Planning involvierten Energieaufsichtsbehörden bestärkt.

<sup>10</sup> Da in vielen US-Staaten der Strommarkt inzwischen weitgehend dereguliert wurde und die Stromerzeugung fast überall dem Wettbewerb ausgesetzt ist, dürfte dieses Problem inzwischen keinen Einfluß mehr haben.

Emissionen weit unterhalb des Basiswertes von Phase II obligatorisch machen. Beides machte in einem Teil der Kraftwerke die Installation moderner Rauchgasreinigungsanlagen technisch und wirtschaftlich sinnvoll, so dass die Emissionen weit unter die Zielmarke absanken und überschüssige Zertifikate generiert wurden;

- *Zertifikatsüberangebot*: die vielleicht entscheidende Ursache für die niedrigen Zertifikatspreise ist die großzügige Zuteilung von Zertifikaten an Altanlagen in Phase I. Die Summe der ausgegebenen Zertifikate ist aufgrund der regional geltenden Sonderregelungen, primär aber durch die breite Aufnahme von Kompensations- und Ersatzanlagen in Phase I gewachsen. Da jedoch die aufgenommenen Anlagen in der Regel weit unterhalb des Grenzwertes liegende Emissionswerte aufwiesen oder kurz vor der Stilllegung standen, musste ein Großteil der Zertifikate nicht eingelöst werden und überschwemmte den Markt. Dieses Phänomen wird sich möglicherweise durch natürliche Emissionsrückgänge verschärfen, wenn im Zuge von Phase II etliche Alt-Anlagen ihre technische Altersgrenze erreichen. Nach Schätzungen von 1996 wird 2005 allein aufgrund von endgültigen Stilllegungen ein Überangebot von Zertifikaten im Wert von mind. 1 Mio. t (d.h. über 10 % der Jahreszuteilungen in Phase II) bestehen.<sup>11</sup> Da die Zertifikate zudem in der überwiegenden Mehrheit kostenlos ausgegeben wurden, wird der Marktpreis zusätzlich gedrückt. Insgesamt wurde bei der Konzeption des Grandfatheringmodells offenbar vor allem den Interessen starker Lobbies nachgegeben, während mittelfristige technisch-ökonomische Entwicklungen und veränderte Marktbedingungen nur geringe Berücksichtigung fanden;
- *EPA-Auktionen*: möglicherweise ist zudem von den EPA-Auktionen und dem dort praktizierten Bieterverfahren, das Anreize zu strategisch niedrigen Geboten enthält, Druck auf die Preise ausgegangen.<sup>12</sup> Allerdings besteht keine Einigkeit darüber, ob die Auktionen wirklich einen entscheidenden Einfluss auf die Preisentwicklung haben (Bohi/Burtraw 1997);
- *Einfluss des Ansparens („Banking“)*: Die Möglichkeit des uneingeschränkten Banking hat viele Unternehmen dazu veranlasst, Reserven für Phase II anzusparen, und deshalb wurden weitere Reduktionsmaßnahmen aufgeschoben. Dies ist mit Blick auf die ökonomische Effizienz grundsätzlich die beabsichtigte Funktion des Banking. Auf dem Zertifikatmarkt kann diese Praxis allerdings negative Preissignale entwickeln, da die vollen Vermeidungskosten für Phase II gegenwärtig noch gar nicht in Ansatz gebracht werden, sondern stark diskontiert als zukünftige Kosten erscheinen.

Die genannten Faktoren legen den Schluss nahe, dass der Zertifikathandel an sich und die Preissignale, die von ihm ausgingen, einen geringeren Einfluss auf die Wahl der (Vermeidungs-)Maßnahmen hatte, als dies der Grundkonzeption des Mengensteue-

---

<sup>11</sup> In Anbetracht der aktuell hohen Spotmarktpreise für Strom könnte der Anteil stillgelegter Anlagen aber auch weit geringer sein.

<sup>12</sup> Nach dem gewählten Verfahren werden die höchsten Gebote den niedrigsten Angeboten zugeordnet bis alle Zertifikate vergeben sind oder der Angebotspreis die Gebote übersteigt.

nungssystems entsprochen hätte. Demgegenüber hatte der Einfluss überlagernder Regulierung (insb. auf Einzelstaatenebene) eine weit deutlichere und nicht unerhebliche Anreizwirkung für den Wechsel zu emissionsmindernden Technologien. Diese Interpretation wird auch durch das zunächst sehr geringe Volumen des Zertifikatshandels und die weit größere Bedeutung unternehmensinterner Kompensationspläne gestützt.

Dennoch schließen evaluierende Studien für Phase II auf hohe gesamtwirtschaftliche Kostenersparnisse im Vergleich zu traditionellen ordnungsrechtlichen Ansätzen. Während frühere Studien noch von einem höheren Gesamtniveau ausgingen, wurden die Ansätze für ordnungsrechtliche Maßnahmen und Zertifikatshandel in späteren Studien um über die Hälfte zurückgenommen. Bohi und Burtraw (1997) gehen von einem Effekt in Höhe von 40-60 % oder mind. 1 Mrd. US-Dollar aus. Eine andere Studie (Ellerman et al. 1997) schätzt etwas vorsichtiger, dass sich Einsparungen von 25-34 % der Vermeidungskosten bewirken lassen.

Insgesamt scheint die Gefahr gegeben, dass Marktpreise vor Beginn des Handels zu hoch geschätzt und folglich falsche Preissignale gegeben werden. Die Erfahrungen aus dem SO<sub>2</sub>-Programm verdeutlichen, dass die Marktkräfte auf dem SO<sub>2</sub>-Markt nicht isoliert von der Regulierung anderer Schadstoffe und/oder technischen Entwicklungen wirken, so dass ökonomisch betrachtet unter ungünstigen Umständen kein Marktgleichgewicht entstehen kann. Im Falle des Allowance trading stand dies jedoch offenbar dem Handel an sich und einem ökonomischen Effizienzgewinn durch den Handel nicht entgegen, obgleich dieser nicht voll ausgeschöpft werden konnte.

Eine abschließende Bewertung des SO<sub>2</sub> Allowance Trading ist jedoch allein schon deshalb schwierig, weil die zweite Implementationsphase gerade erst begonnen hat und es derzeit gegensätzliche Einschätzungen über die weitere Entwicklung des Zertifikatsmarktes gibt. Diese haben insbesondere für die ökologische Treffsicherheit des Programms entscheidende Konsequenzen.

## **2.4 Ökologische Treffsicherheit**

Aus Sicht der Administration und der Beteiligten hat das SO<sub>2</sub> Allowance Trading System seine ökologische Treffsicherheit bewiesen. Wie aus den o.g. ökonomischen Daten zu entnehmen war, sind deutliche Erfolge zu verzeichnen: die erreichte Emissionsminderung in Phase I, die ausschließlich Altanlagen einbezog, ging um 40 % über die Prognose und Zielsetzung hinaus, so dass sich die Gesamtemissionen aus den betroffenen Anlagen von 1990 bis 1995 fast halbierten. Und aufgrund des verbreiteten Ausnutzens des Banking waren Ende 1999 25-30 % der genehmigten Emissionen von ca. 11-13 Mio. t SO<sub>2</sub> noch nicht emittiert (Schwarze/Zapfel 1998:8).

Wie sich die Emissionssituation in Phase II entwickeln wird, lässt sich zum jetzigen Zeitpunkt nicht voraus sagen. Zwar ist zu erwarten, dass die Einlösung angesparter Zertifikate aus Phase I die Emissionen zunächst nicht auf die Zielmarke von 8,9 Mio. Ton-

nen absinken lassen werden. Andererseits ist aufgrund von Stilllegungen<sup>13</sup> und überlagernder Regulierung ein weiterhin niedriges Emissionsniveau wahrscheinlich. Weiterer Unsicherheitsfaktor ist die zukünftige Marktentwicklung. Die Prognosen stehen sich zum Teil diametral gegenüber. Sie reichen von starkem Preisanstieg, falls die angespannte Stromversorgungssituation in den USA den Neubau von Kohlekraftwerken wirtschaftliche attraktiv machen sollte, bis hin zu einem totalen Zusammenbruch des Marktes aufgrund unverminderten Überangebots infolge weiterhin verschärfter Umweltstandards (Wojick 2000).

Bewertet man das SO<sub>2</sub>-Programm und die faktisch erreichten Reduzierungen an der Meßplatte der im Programm verankerten ökologischen Ziele, so ist insgesamt ein Erfolg zu konstatieren. Allerdings relativiert sich dieser Erfolg, wenn das Reduktionsziel von 10 Mio. Tonnen SO<sub>2</sub> in den Kontext des technisch und wirtschaftlich Erreichbaren gestellt wird. Im Vergleich zu den Standards für Neuanlagen liegen die Zielwerte für Altanlagen selbst in Phase II um den Faktor vier höher. Die große Anzahl der angesparten Zertifikate belegt, dass die Regeln des *Grandfathering* mit seinen 29 Ausnahmetatbeständen zu großzügig angelegt waren. Dafür spricht auch eine aktuelle Kostenanalyse von strengeren Umweltstandards für Altanlagen (Ackermann et al. 1999). Sie kommt zu dem Ergebnis, dass unter den gegenwärtigen Konkurrenzbedingungen nur wenige Kohlekraftwerke unwirtschaftlich würden, wenn die Standards für Neuanlagen (NSPS) eingehalten werden müssten. Gleichzeitig ließen sich dadurch die Emissionen um weitere ca. 7 Mio. t/a reduzieren.

Insgesamt ist zu konstatieren, dass das Niveau der im CAA 1990 fest geschriebenen Emissionen eindeutig von der technisch-wirtschaftlichen Entwicklung überholt ist, und die Zielsetzungen des Gesetzes weit hinter den wirtschaftlich vertretbaren Möglichkeiten zurück bleiben. Vergewenigt man sich die Tatsache, dass Titel IV des Clean Air Act vor allem die Umweltbelastungen aus Kohle befeuerten Altanlagen minimieren sollte, bleibt festzustellen, dass das Ziel bei weitem noch nicht erreicht ist. Hingegen lässt sich schwer abschätzen, mit welcher Kraftwerksstruktur und damit verbundenen Emissionsstruktur umweltpolitische Entscheidungsträger zum Zeitpunkt der Erreichung der Zielmarke des SO<sub>2</sub>-Programms im Jahr 2010 konfrontiert sein werden und inwieweit diese dauerhaft niedrige SO<sub>2</sub>-Emissionen garantiert - welche langfristigen, strukturverändernden Anreize also von dem Programm ausgehen.

## 2.5 Schlussfolgerungen

Als wohl wichtigste Erfahrung aus dem SO<sub>2</sub>-Programm der USA ist herauszustreichen, dass gravierende Probleme bei der Festlegung der Allokationsmechanismen entstehen können, nicht zuletzt deshalb, weil hier politische Interessen regelmäßig versuchen werden sich durchzusetzen. Da aber die Regulierungssicherheit einen hohen Stellenwert hat,

---

<sup>13</sup> Aufgrund von altersbedingten Stilllegungen wird nach Schätzungen von 1996 im Jahre 2005 ein Überangebot von mind. 1 Mio. t (d.h. über 10% der Jahreszuteilungen in Phase II) bestehen (Schwarze 1996, S. 15/16).

lassen sich in aller Regel Zuteilungen, die einmal gesetzlich verbrieft sind, nur sehr schwer wieder ändern. D.h. nach Zuteilung einer Quote oder von Emissionsrechten werden diese schnell als Status quo verstanden, der zu einem Hemmnis für weitere Verschärfungen (z.B. der Emissionsstandards) oder auch grundsätzliche politische Strategieänderungen werden. Diese können mittelbar Marktverzerrungen und Markteintrittsbarrieren nach sich ziehen, im vorliegenden Fall auf dem US-Kraftwerks- und Strommarkt (vgl. auch Ackerman et al. 1999, S. 938-39).

Als Empfehlung ist aus dieser Erfahrung abzuleiten, dass Allokationsmechanismen zwar über einen hinreichend langen Zeitraum fixiert sein sollten, um Planungssicherheit zu gewährleisten. Gleichzeitig könnte den die dynamische Anreizwirkung schwächenden Faktoren entgegen gesteuert werden, indem die Mechanismen in festgesetzten Revisionsintervallen entsprechend der veränderten wirtschaftlichen und technischen Rahmenbedingungen nach weitgehend festgelegten und kalkulierbaren Kriterien neu bewertet werden und Allokationen dementsprechend angepasst werden. Auf diesem Wege könnte die Gefahr gemindert werden, dass es aufgrund des Zertifikatshandels in einem Teilmarkt zu Wettbewerbsverzerrungen mit negativen Auswirkungen auf den Gesamtmarkt und zu negativen Umwelteffekten kommt.

Ein weiterer wichtiger Aspekt betrifft die Funktionsfähigkeit des Zertifikatsmarktes. Diese hängt - neben den inzwischen voll etablierten institutionellen Grundstrukturen - maßgeblich von den Einwirkungen paralleler Zertifikat-Märkte und verwandter Regulierungen ab, die zu Überlappungen und Parallelverpflichtungen führen und die bei einer isolierten Betrachtung eines Teilmarktes nicht in Erscheinung treten.

### **3 Niederlande**

#### **3.1 Hintergrund und rechtliche Rahmenbedingungen**

In den Niederlanden gibt es seit 1998 Zertifikate für grünen Strom (Niermeijer 1998). Basis ist eine freiwillige Vereinbarung der Stromwirtschaft mit der Regierung, die bis Ende 2000 gilt. Als Nachfolgeregelung ab 2001 setzen die Niederlande auf das *Renewable Energy Certification Scheme* (RECS), das auch in anderen europäischen Ländern eingeführt wird (s.u. 3.4).

Die Umweltziele der niederländischen Regierung lauten: Klimaschutz, Abbau der sauren Emissionen und Energieeffizienz (keine oder weniger fossile oder nukleare Energie bzw. mehr Kraft-Wärme-Kopplung). Laut Energiebericht des Wirtschaftsministeriums sind als Mengenziel 10 % REG-Strom im Jahr 2020 angestrebt (Ministerie van Economische Zaken 1999b).

Ziel der freiwilligen Vereinbarung war es, in den Niederlanden im Jahr 2000 insgesamt 1.700 GWh aus grünem Strom zu erzeugen, was einem Anteil von 3,2 % am gesamten Stromaufkommen entspräche. Dieses Ziel wird nicht ganz erreicht.

Im ersten Jahr der Vereinbarung wurden nur 150 GWh grüner Strom erzeugt. 1999 waren es rund 500 GWh. Im Jahr 2000 werden nach vorliegenden Schätzungen rund 1.200 GWh grüner Strom in den Niederlanden erzeugt. Damit wird das Ziel um 500 GWh verfehlt. Der Hauptgrund dafür waren durch Genehmigungsprobleme verursachte Verzögerungen beim Bau von Windkraftwerken in den Niederlanden.

Gesetzliche Grundlage für den zukünftigen Handel mit grünen Stromzertifikaten ist das Stromgesetz. Aber eine Verpflichtung der Verbraucher, Zertifikate bzw. grünen Strom zu kaufen, ist im Gesetz nicht vorgesehen. Die Regierung geht nämlich davon aus, dass die Nachfrage nach grünem Strom aufgrund der Befreiung von der Ökosteuer ab 2001 deutlich zunehmen wird. Diese Erwartung ist nicht unbegründet, da die Ökosteuer im Jahr 2001 für private Haushalte deutlich angehoben wird. Die Entwicklung der Ökosteuer für Gas und Strom ist Tabelle 1 zu entnehmen.

Die niederländische Ökosteuer (Regulative Energiesteuer) ist seit 1997 von 2,95 ct/kWh stetig angestiegen. Für Haushalte mit einem jährlichen Stromverbrauch von 800-10.000 kWh beträgt sie derzeit 8,2 ct/kWh. Zum 1.1.2001 wird sie auf 12,11 ct/kWh angehoben. Dies gilt auch für die bisher befreite Gruppe von Stromkunden, die jährlich weniger als 800 kWh verbraucht.

*Tabelle 1: Entwicklung der Regulativen Energiesteuer in den Niederlanden seit 1996*

	1996	1997	1998	1999	2000	2001
<b>Erdgas (ct/m<sup>3</sup>)</b>						
0-800 m <sup>3</sup>	0	0	0	0	0	26,5
800-5.000 m <sup>3</sup>	3,2	6,4	9,53	15,98	20,82	26,5
5.000-170.000 m <sup>3</sup>	3,2	6,4	9,53	10,44	11,44	12,38
170.000- 1 Mio. m <sup>3</sup>	0	0	0	0,71	1,54	2,3
>1 Mio. m <sup>3</sup>	0	0	0	0	0	0
<b>Elektrizität (ct/kWh)</b>						
0-800 kWh	0	0	0	0	0	12,85
800-10.000 kWh	2,95	2,95	2,95	4,95	8,20	12,85
10.000-50.000 kWh	2,95	2,95	2,95	3,23	3,54	4,27
50.000-10 Mio. kWh	0	0	0	0,22	0,48	1,31
>10 Mio. kWh	0	0	0	0	0	0

*Quellen: Ministerie van Economische Zaken, Energierapport 1999, S. 29;  
Ministerie van Financien für 2001*

Ab dem 1. Januar 2001 wirkt sich die Befreiung von grünem Strom von der Ökosteuer für die Stromkunden so aus, dass für REG-Strom keine regulative Energiesteuer mehr gezahlt werden muss. Damit wird grüner Strom vor allem im Kundensegment der privaten Haushalte deutlich preiswerter als Strom aus herkömmlichen Kraftwerken.

### 3.2 Gegenstand und institutionelle Einbettung

Die Implementation des freiwilligen Zertifikatsmodells hat drei Elemente: 1) Definition von erneuerbarer Energie, 2) das grüne Zertifikatssystem an sich und 3) die Registrierung der grünen Zertifikate.

Die Definition von erneuerbarer Energie ist in den Niederlanden durch das Ökosteuer-Gesetz erfolgt. Danach wird REG-Strom aus Windkraft, Wasserkraft (kleiner als 15 MW), Photovoltaik, in biomasse- und biogasgefeuerten Heizkraftwerken und aus Nutzung von sekundären nicht-fossilen Energieträgern erzeugt. Da grüner Strom von der Ökosteuer befreit ist, folgt das System folgenden Schritten. Erst zahlen alle Stromkunden die Ökosteuer an die Stromverteilungsunternehmen, die diese an die Finanzämter weiterleiten und somit als Steuereinnahmer agieren. Dann wird die gemäß Tabelle 1 erhobene Ökosteuer von den Stromverteilungsunternehmen an die Produzenten von REG-Strom wieder ausgezahlt. Auf diese Weise zahlt die Regierung den REG-Produzenten einen Zuschuss pro kWh. Für die Stromverteiler ist dieses Arrangement neutral. Das grüne Zertifikat – das von den Stromverteilungsunternehmen ausgestellt wird – ist an den Punkt im System gekoppelt, wo die Ökosteuer vom Verteiler an die Produzenten überwiesen wird.

Nach dem bis Ende 2000 geltenden System, wird für je 10.000 kWh monatlich vom Verband der Energieunternehmen in den Niederlanden, EnergieNed, ein Zertifikat ausgegeben. Als Agenten fungieren die Netzgesellschaften. Der Zähler wird für EnergieNed beim Erzeuger abgelesen. Die CMO (Central Monitoring Office) gibt für 10 MWh eine Nummer heraus. Diese Informationen werden in einer Datenbank gespeichert. Register und Monitoring obliegen KEMA, dem Forschungsinstitut der Stromwirtschaft. Jedes Zertifikat hat eine individuelle Nummer (Landescode, Ausgabejahr, ausstellender Agent, Energiequelle, Seriennummer). Die Zertifikate werden von den Energieversorgern eingelöst, die die Verpflichtung zum Verkauf von grünem Strom haben. Gegenüber einem System ohne Zertifikate werden für das Jahr 2000 Kosteneinsparungen in Höhe von EUR 22 Mio. erwartet. Die Transaktionskosten des Zertifikatssystems betragen rund 120.000 HFL/Jahr, das sind 2-3 HFL für ein 10.000 kWh-Zertifikat.

### 3.3 Weitere Mengensteuerungssysteme

Neben dem freiwilligen Zertifikatsmodell für grünen Strom setzt die niederländische Regierung auch in anderen Bereichen des Umweltschutzes auf Mengensteuerungssysteme. So ist zum Beispiel für NO<sub>x</sub>-Emissionen ein Gesetz in Vorbereitung, das auf der Basis einer „*standard performance rate*“ für die betroffene Industrie handelbare Zertifikate vorschreibt.

Im August 2000 hat der niederländische Umweltminister einen Ausschuss (Fortländer-Kommission) ernannt, der die Regierung bei der Umsetzung von nationalen Mengengrenzungen für CO<sub>2</sub>-Emissionen für Haushalte und die Wirtschaft beraten soll. Nach

Meinung des Ministeriums sind Mengenbegrenzungen für den Emissionshandel nach dem Kyoto-Protokoll erforderlich. Der Ausschuss, der seinen Bericht im Oktober 2001 vorlegen soll, wird nach Wegen suchen, wie Quoten für Haushalte und das sog. „geschützte Gewerbe“ eingeführt werden können. Das geschützte Gewerbe besteht aus Teilen des Dienstleistungssektors, dem Großhandel und dem öffentlichen Transportsektor. Nach Ansicht des Umweltministeriums sollen diese Branchen für CO<sub>2</sub>-Emissionen zahlen, ohne dass die Wettbewerbsfähigkeit beeinträchtigt wird. Es wird dagegen nicht erwartet, dass Haushalte sofort in den Emissionshandel einbezogen werden. Der Ausschuss soll für Haushalte Quoten vorschlagen, damit es möglich wird, diese mit Emissions-Handelssystemen anderer EU-Staaten zu verbinden (Pressemitteilung VROM v. 28.8.2000).

### 3.4 Das Renewable Energy Certification Scheme (RECS)

Ab dem 1. Januar 2001 wird in den Niederlanden das freiwillige Zertifikatsmodell für grünen Strom durch das *Renewable Energy Certification Scheme* (RECS) abgelöst. RECS ist ein Forum für die internationale Harmonisierung von Zertifikaten für grünen Strom. Beteiligt sind nationale Teams aus Dänemark, Deutschland, den Niederlanden, Frankreich, Italien, Belgien (Flandern) und Norwegen (<http://www.recs.org/>). Interesse zeigen ferner Teams in Schweden, Finnland, Österreich und Großbritannien. Neben den Niederlanden wollen die Teams aus Deutschland, Frankreich, Italien und Norwegen am 1.1.2001 mit der Implementationsphase beginnen.

RECS baut im wesentlichen auf die Erfahrungen mit grünen Zertifikaten in den Niederlanden auf. Bereits 1999 wurde beschlossen, unter dem Namen „Testphase“ ein Pilotprojekt durchzuführen. Eine Leitungsgruppe wurde eingesetzt, die zunächst eine *fact-finding-study* durchführte. Diese Studie mit dem Titel „Test Phase Outlines“ wurde am 30.3.2000 in Hamburg auf einem regulären RECS-Treffen vorgestellt und der Orientierungsprozess der Testphase abgeschlossen.

Der Orientierungsphase folgte die Designphase, in der folgende Elemente eingerichtet wurden: das Management Committee (MC), Project Manager und Project Groups. Die drei Projektgruppen sind: Issuing Bodies (IB), Trade, PR and communications.

Innerhalb der IB gibt es verschiedene *task forces*:

- Basic Commitment
- Registration Software
- Statutes of Association of Issuing Bodies (AIB)
- Verification of national systems
- Protocol Issuing Bodies.

Am 22. September 2000 wurde mit einem Treffen in Stavanger die Designphase abgeschlossen. Die Vorarbeiten für die Implementationsphase sollen bis zum 31.12.2000

abgeschlossen sein, damit die Implementationsphase wie geplant im Jahr 2001 stattfinden kann. Ab dem 1.1.2002 beginnt die „*operational phase*“. Dieses Vorgehen auf freiwilliger Basis hat den Vorteil, dass von der EU keine Direktive erlassen werden muss, um in Europa ein Zertifikatssystem für grünen Strom zu etablieren.

## **4 Dänemark**

### **4.1 Hintergrund und gesetzlicher Rahmen**

Dänemark will im Zuge der Stromreform ab dem Jahr 2002 einen Zertifikatsmarkt mit Quoten für grünen Strom etablieren. Grundlage für diese Entwicklung ist eine politische Vereinbarung über die Stromreform, die am 3. März 1999 zwischen den Regierungsparteien (Sozialdemokraten und Radikale Venstre) und den Oppositionsparteien (Venstre, Konservative, Sozialistische Volkspartei und Christliche Volkspartei) getroffen wurde (s. auszugsweise Übersetzung unten). Für Strom aus erneuerbaren Energien soll die geltende Zuschussregelung durch einen Zertifikatsmarkt ersetzt bzw. ergänzt werden. Da ein steigender Anteil des Stromaufkommens zukünftig aus erneuerbaren Energiequellen (REG) stammen soll, war es ein Ziel der Regierung, „dass der zukünftige Strommarkt Wettbewerbsmechanismen nutzt, die einen kosteneffektiven Ausbau der REG-Produktion sichern können“ (Vereinbarung v. 3.3.1999). Für den Handel mit REG-Strom sollen schrittweise Marktmechanismen eingeführt und eine Übergangsordnung zum jetzigen System errichtet werden. Die im Detail ausgeführten Inhalte der Vereinbarung flossen in das Gesetz über die Stromversorgung (Gesetz Nr. 375 vom 2. Juni 1999) ein. In der Vereinbarung wurde ferner festgelegt, dass der grüne Strommarkt spätestens im Jahr 2003 voll funktionstüchtig sein soll.

Das Stromaufkommen besteht in Dänemark derzeit zur Hälfte aus KWK-Strom (Strom aus Heizkraftwerken) und zu 10 % aus REG-Strom, vor allem aus Windkraftwerken. Da diese Formen der Stromproduktion in Dänemark aus Gründen des Umweltschutzes Vorrang haben und für Strom aus diesen Anlagen vorerst keine Marktpreise gezahlt werden müssen, ist der „freie“ Strommarkt bereits heute auf 40 % begrenzt. Nach dem dänischen Energieplan „Energie 21“ sollen in den nächsten Jahren sowohl der Anteil des KWK-Stroms als auch der des REG-Stroms noch erhöht werden, so dass der Umfang des „freien“ Strommarktes auf 20 % schrumpfen würde. Eine solche Entwicklung widerspräche der Intention der EU-Binnenmarkt-Richtlinie für Elektrizität. Aus diesem Grund hat die dänische Regierung für REG-Strom ein Modell entwickelt, bei dem Anreize für den weiteren Ausbau gesetzt werden, indem für eine Übergangszeit die Zuschußregelungen beibehalten, ein Quotenmarkt für grünen Strom eingeführt und mittelfristig Marktpreise realisiert werden.

Das dänische Modell kombiniert eine Einspeisevergütung mit einem Quotenmarkt und handelbaren Zertifikaten. Für Strom aus Windenergie sowie aus biomasse- und biogasgefeuerten Heizkraftwerken wird zehn Jahre lang eine feste Einspeisevergütung gezahlt. Zusätzlich sollen die Betreiber für jeweils 1.000 kWh produzierte Strommenge handel-

bare Zertifikate erhalten, die auf dem Markt verkauft werden können. Die Energiebehörde hat im Januar 2000 dem Parlament einen Bericht zu diesem Thema vorgelegt (Energistyrelsen 1999). Der Bericht beschreibt den Zertifikatsmarkt für grünen Strom, die Organisation des Handels mit den Zertifikaten und wie für die Akteure auf diesem Gebiet ein stabiler Rahmen gesichert werden kann. Die Nachfrage auf dem Zertifikatsmarkt soll durch Quoten für grünen Strom gesichert werden. Die Quoten werden von Umwelt- und Energieminister festgesetzt und müssen von allen Stromverbrauchern erfüllt werden. In der politischen Vereinbarung vom 3.3.1999 war die Quote für 2003 mit mindestens 20 % beziffert worden. Es wird erwartet, dass die Betreiber von Windkraftanlagen ihren Zertifikatehandel über Verträge mit langen Laufzeiten abwickeln, wobei die Stromverteiler die Abnehmer sind.

#### **4.2 Übergangsregelung und Einführung des Zertifikatshandels**

Die dänischen Verbraucher sollen einen Teil ihres Stromverbrauchs aus Windkraftwerken oder anderen erneuerbaren Energiequellen beziehen. Der Bericht der Energiebehörde bestätigt, dass die notwendigen administrativen Voraussetzungen für das System, wie Registrierung der Produzenten von grünem Strom, Ausstellung der Zertifikate, Errichtung einer grünen Strombörse und das Monitoring im Laufe des Jahres 2000 etabliert werden können, so dass der grüne Zertifikatsmarkt bereits ab 2001 funktionstüchtig sein könnte. Gleichzeitig weist der Bericht aber darauf hin, dass der Markt für grünen Strom – wegen der Übergangsregelungen für bestehende private REG-Anlagen gemäß Stromreform - im Jahr 2001 begrenzt sei. Frühestens im Laufe des Jahres 2002 sei die Menge der grünen Zertifikate ausreichend, um die Transaktionskosten des Systems zu decken. Deshalb wurde empfohlen, den Handel mit grünem Strom erst im Jahr 2002 zu beginnen (Energistyrelsen 1999, S. 5). Bis dahin werden die bestehenden Zuschussregelungen fortgeführt und modifiziert. Dies wurde in einer weiteren politischen Vereinbarung zur Fortsetzung der Energiereform am 22. März 2000 festgelegt. Die EU-Kommission hat am 20. September 2000 das neue Gesetz über die Stromversorgung und die Zuschussregeln genehmigt (Miljø & Energiministeriet, Pressemitteilung v. 20.9.2000). Die Abrechnungsregeln für grünen Strom sind in Tabelle 2 zusammengestellt.

Tabelle 2: Abrechnungsregeln für grünen Strom in Dänemark

Anlagentyp	Einspeisevergütung DKK/kWh	REG-Zuschuss 0,27 DKK/kWh	grüne Zertifikate 0,10-0,27 DKK/kWh
<b>Existierende Windkraftwerke</b>			
Private Anlagen <100 kW	0,33 bis die Anlage 10 Jahre alt ist (auf jeden Fall bis Ende 2002)	für 25.000 Volllaststunden	nach 25.000 Volllaststunden
Private Anlagen 100-200 kW	0,33 bis die Anlage 10 Jahre alt ist (auf jeden Fall bis Ende 2002)	für 25.000 Volllaststunden	nach 25.000 Volllaststunden
Private Anlagen 201-599 kW	0,33 bis die Anlage 10 Jahre alt ist (auf jeden Fall bis Ende 2002)	für 15.000 Volllaststunden	nach 15.000 Volllaststunden
Private Anlagen >600 kW	0,33 bis die Anlage 10 Jahre alt ist (auf jeden Fall bis Ende 2002)	für 12.000 Volllaststunden	nach 12.000 Volllaststunden
Anlagen der Strom- wirtschaft, die nach bestehenden Regeln finanziert wurden	keine	keine	keine
<b>Neue Windkraftwerke</b>			
Anlagen in 2000, 2001, 2002 gebaut	0,33 für 10 Jahre	keine	ja
<b>Existierende Biomasse-Anlagen</b>			
Biogas-Anlagen	0,33	für eine Übergangsperiode	nach der Übergangsperiode
Biomasse-Anlagen	0,27-0,33	für eine Übergangsperiode	nach der Übergangsperiode
<b>Neue Biomasse-Anlagen</b>			
Biogas- / Biomasse- Anlagen in 2000, 2001, 2002 gebaut	0,50 für 10 Jahre	keine	ja
<b>REG-Anlagen, nach 2002 gebaut</b>	Marktpreis	keine	ja

Quelle: Energistyrelsen

Nach Einführung des grünen Strommarktes werden vor allem neue Windkraftanlagen und Biomasse-Anlagen – letztere mit einem erhöhten Einspeisevergütung – zertifizierten REG-Strom liefern. Existierende Windkraftwerke werden nach und nach für den grünen Strommarkt produzieren, wenn die Übergangsperiode mit Garantiepreisen für diese Anlagen ausgelaufen ist. Existierende Windkraftwerke erhalten zehn Jahre lang bzw. bis Ende 2002 eine Einspeisevergütung in Höhe von 33 Öre/kWh. Kleinere Anlagen (bis 200 kW) erhalten außerdem für 25.000 Volllaststunden 27 Öre/kWh REG-Zuschuss. Für mittelgroße Windkraftanlagen (201-599 kW) wird der REG-Zuschuss für 15.000 Volllaststunden gezahlt. Größere Windkraftwerke (>600 kW) werden insgesamt 12.000 Volllaststunden bezuschusst.

Neue Windkraftwerke, die in den Jahren 2000, 2001 und 2002 in Betrieb gehen, erhalten zehn Jahre lang eine Einspeisevergütung in Höhe von 33 Öre/kWh sowie Zertifikate. In der Zeit bis der Handel mit den Zertifikaten beginnt, erhalten diese Anlagen einen Zuschuss von 10 Öre/kWh. Das entspricht der CO<sub>2</sub>-Abgabe auf Strom, die für REG-Strom erstattet wird. Dies gilt auch für bestehende Windkraftwerke, die bereits ihre Volllaststunden-Ration produziert haben.

Die bestehenden biomasse- und biogasgefeuerten Heizkraftwerke erhalten 27 bzw. 33 Öre/kWh Einspeisevergütung und werden nach Ablauf einer Übergangsperiode ebenfalls in den grünen Strommarkt integriert. Neue Biogas- und Biomasseanlagen, die in den Jahren 2000, 2001 und 2002 in Betrieb gehen, erhalten 10 Jahre lang 50 Öre/kWh Einspeisevergütung sowie Zertifikate.

Alle REG-Anlagen, die nach dem Jahr 2002 gebaut werden, erhalten keine feste Einspeisevergütung und auch keinen Zuschuss für grünen Strom. Der Erlös besteht aus zwei Komponenten, dem Marktpreis und dem Verkaufserlös für die REG-Zertifikate.

### **4.3 Gestaltung des Zertifikatsmarktes**

In der politischen Vereinbarung vom 3.3.1999 wurde bereits festgelegt, dass die Verbraucher bzw. die versorgungspflichtigen Gesellschaften eine Preiszulage von mindestens 10 Öre/kWh als Bezahlung für ein REG-Zertifikat zahlen sollen. Bei fehlender Erfüllung der Kaufverpflichtung muss der Verbraucher für den fehlenden Kauf 27 Öre/kWh an die systemverantwortliche Gesellschaft zahlen. Der Zertifikatspreis bewegt sich also zwischen mindestens 10 und maximal 27 Öre/kWh. Damit soll eine gewisse Stabilität für die Preise hergestellt werden.

Die Produzenten von REG-Strom erhalten Zertifikate für die Menge Strom, die sie in das Netz einspeisen. Die systemverantwortliche Gesellschaft (in Zusammenarbeit mit dem lokalen Netzbetreiber) misst die Stromproduktion und stellt dem Produzenten elektronisch die Zertifikate aus. Für jeweils 1.000 kWh wird ein Zertifikat ausgestellt. Die Regeln und Umweltstandards für die Anerkennung der REG-Produzenten sollen noch festgelegt werden.

Außerdem wird ein Register für REG-Zertifikate eingerichtet. Das Register erhält kontinuierliche Daten von der systemverantwortlichen Gesellschaft über die Stromerzeugung

der Anlagen, die als Empfänger von REG-Zertifikaten anerkannt sind. Alle gültigen Zertifikate werden im Register registriert. Jeder durchgeführte Handel muss dem Register gemeldet werden, das entsprechende Buchungen auf den Konten vornimmt. Gleichzeitig mit der elektronischen Umbuchung der REG-Zertifikate im Register bezahlt der Käufer den vereinbarten Preis an den Verkäufer. Die Laufzeit eines REG-Zertifikates endet, wenn die Quote für REG-Strom erfüllt ist. Auch für den Mehrverbrauch von grünen Zertifikaten, d.h. wenn mehr REG-Zertifikate als für die Erfüllung der Quote erforderlich verkauft werden, sollen Regeln noch festgelegt werden. Die Entwicklung des Registrierungssystems erfordert einen gewissen organisatorischen Einsatz auf dem Gebiet der EDV. Im Zusammenhang mit der Etablierung des Registers soll über den rechtlichen Status der REG-Zertifikate entschieden werden.

Als Marktplatz für die REG-Zertifikate sind NordPool, die Kopenhagener Fondsbörse und Skandinavisk Kraftmægling im Gespräch. Eine Entscheidung ist noch gefallen, obwohl der Spothandel zum Jahreswechsel 2001 aufgenommen werden soll.

Der Bericht der Energiebehörde geht davon aus, dass die Transaktionskosten in den ersten Jahren relativ hoch sein werden. Daher wird für realistisch gehalten, dass sich die REG-Zertifikatsbörse als Großhandelsmarkt primär an große Akteure richtet. Der kleine Stromverbraucher wird kaum an der REG-Zertifikatsbörse handeln, sondern statt dessen bei den Stromgesellschaften oder anderen Maklern. Damit besteht ebenfalls die Möglichkeit zwischen verschiedenen Lieferanten von REG-Zertifikaten zu wählen.

#### **4.4 Quotensteuerung des Zertifikatsmarktes**

Laut der politischen Vereinbarung über die Stromreform soll der Anteil des REG-Stroms im Jahr 2003 20 % des Stromaufkommens betragen. Um dieses Ziel zu erreichen, wird eine Quote festgesetzt, die alle Stromverbraucher dazu verpflichtet, im Verhältnis zu ihrem Stromverbrauch REG-Zertifikate zu kaufen.

Die Quote setzt die Nachfrage nach REG-Zertifikaten fest und ist damit eine wesentliche Voraussetzung für zukünftige Investitionen in erneuerbare Energien. Eine langfristige Stabilität bei den Quoten ist erforderlich, damit das notwendige Kapital für den weiteren Ausbau von REG-Anlagen zur Verfügung steht. Der Umwelt- und Energieminister wird deshalb feste Quoten für eine Periode von mindestens 6 bis 8 Jahre veröffentlichen (Energistyrelsen 1999, S. 12).

Falls sich wesentliche Veränderungen bei den Voraussetzungen für die Quote ergeben – z.B. das deutlich weniger Offshore-Windkraftanlagen als geplant gebaut werden, und damit das Angebot an REG-Zertifikaten wesentlich geringer ausfällt – kann die Quote verringert werden. Bei kleineren Variationen im Angebot an REG-Zertifikaten kann der Verbraucher mit einer Strafe von 27 Öre pro kWh wegen fehlendem Kauf von REG-Strom belastet werden.

Alle Verbraucher sind dazu verpflichtet, den selben Anteil an REG-Zertifikaten zu kaufen. Das Gesetz regelt jedoch nicht, wie diese Verpflichtung kontrolliert wird. Das Kontrollsystem muss berücksichtigen, dass im Takt mit der schrittweisen Öffnung des dani-

schen Strommarktes mehr und mehr Verbraucher ihren Stromlieferanten frei wählen können. Ab dem Jahr 2003 sind in Dänemark alle Verbraucher, auch die privaten Haushalte, frei in der Wahl ihres Stromlieferanten.

Um die Kontrolle der Quotenverpflichtung bei Verbrauchern mit verschiedenen Lieferanten von Strom und REG-Zertifikaten zu sichern, wird erwartet, dass die größeren Verbraucher intelligente, fernablesbare Stromzähler installieren. Diese Lösung ist für private Haushalte jedoch zu teuer. Welche Institution die Quotenerfüllung kontrollieren soll, ist bisher noch nicht entschieden.

Ferner wird ein REG-Fonds eingerichtet, der vom Umwelt- und Energieminister verwaltet wird. In Jahren, in denen die Kaufverpflichtung landesweit nicht erfüllt wird, soll der Fonds die notwendige Anzahl REG-Zertifikate aufkaufen. Darüber hinaus hat der Fonds den Zweck, Windkraftanlagen zu übernehmen, die finanziell in Schwierigkeiten geraten sind.

#### **4.5 Weitere Mengensteuerungssysteme in der dänischen Umweltpolitik**

In Dänemark wurden bereits Mengensteuerungssysteme in der Energie- und Umweltpolitik eingesetzt. Positive Erfahrungen mit Reduktionsquoten wurden seit Mitte der 80er Jahre bei der Minderung der SO<sub>2</sub>- und NO<sub>x</sub>-Emissionen aus zentralen Kraftwerken gemacht. Die Reduktionsquoten werden in Vereinbarungen mit der Stromwirtschaft festgelegt und von dieser umgesetzt. Durch das Mengensteuerungssystem wurden die SO<sub>2</sub>-Emissionen im Zeitraum 1987 bis 1999 von 163.000 auf 34.000 Tonnen und bei NO<sub>x</sub> von 129.000 auf 42.000 Tonnen reduziert. Für die SO<sub>2</sub> und NO<sub>x</sub>-Quoten werden Periodenlängen von 4 + 4 Jahren benutzt. Die letzte Quotenzuteilung vom Juni 2000 bedeutet, dass die zentralen Kraftwerke ihre Emissionen bis 2008 auf jeweils 22.000 Tonnen SO<sub>2</sub> bzw. NO<sub>x</sub> absenken müssen.

In der Klimaschutzpolitik wurde zur Realisierung einer weiteren Reduktionsquote für CO<sub>2</sub> jedoch ein rechtliches Instrument gewählt. Für die Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen aus Großkraftwerken ist am 2. Juni 1999 ein Gesetz (Lov om CO<sub>2</sub>-kvoter for elproduktion) verabschiedet worden, das 2001 in Kraft tritt und drei Jahre lang Reduktionsquoten vorschreibt. Die Großkraftwerke stoßen derzeit über 40 % der gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen in Höhe von 56 Mio. Tonnen (1999) aus. Die Quote wird von 23 Mio. Tonnen (2000) jährlich um 1 Mio. Tonnen auf 20 Mio. Tonnen (2003) gesenkt.

#### **4.6 Übersetzung relevanter Passagen aus der politischen Vereinbarung vom 3.3.1999**

##### *5. Förderung der umweltfreundlichen Stromproduktion*

*Ein steigender Anteil des Stromverbrauchs wird zukünftig aus REG erzeugt werden. Deshalb ist es wesentlich, dass der zukünftige Strommarkt Wettbewerbsmechanismen nutzt, die einen kosteneffektiven Ausbau der REG-Produktion sichern können.*

*Es werden schrittweise Marktmechanismen für den Handel mit REG eingeführt und eine Übergangsordnung im Verhältnis zum jetzigen System nach folgenden Prinzipien errichtet:*

- *Es wird eine Zertifizierung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen (REG-Zertifikate) eingeführt, die die Grundlage für eine schrittweise Entwicklung eines Marktes für REG-Strom schafft. Das System wird Strom, der in Windmühlen produziert wird, umfassen, verschiedene Formen von Biomasse, Biogas, Solarzellen, geothermische Anlagen sowie Wasserkraftwerke (kleiner als 10 MW) und neue REG-Technologien.*
- *Das Prinzip im Gesetz Nr. 486 vom 12. Juni 1996 zur Änderung des Gesetzes zur Stromversorgung (Zugang zum Stromversorgungsnetz u.a.), wonach alle Stromverbraucher in Dänemark die Pflicht haben, Strom aus Vorrang-Anlagen abzunehmen, wird beibehalten. In Zukunft werden REG-Quoten bekannt gegeben, und alle Stromverbraucher sind verpflichtet, einen steigenden Anteil Strom aus erneuerbarer Energie zu kaufen. Im ersten Schritt wird eine Quote festgelegt, die bedeutet, dass 20 % des Stromverbrauchs bei Ende der Vereinbarungsperiode (Ende 2003 – Anm. LM) durch erneuerbare Energie abgedeckt werden. Die Kaufverpflichtung, die in der Vereinbarungsperiode maximal 20 % betragen kann, wird in Hinblick darauf festgelegt, dass schrittweise ein System eingeführt wird, in dem der Marktpreis von REG-Zertifikaten zur Sicherung einer stabilen Nachfrage nach REG und damit ein gleichmäßiges Ansteigen der REG-Produktion in der Periode erfolgt. Falls der faktische Ausbau in einem einzelnen Jahr entgegen der Erwartung nicht mit der unterstellten Nachfrage übereinstimmt, besteht Einigkeit darüber, dass die Pflichtabnahme entsprechend reguliert wird. Die Parteien sind frei gestellt mit Hinblick auf die Rahmen für einen zusätzlichen REG-Ausbau in der Periode nach 2003. Die Parteien sind sich jedoch einig, dass die Abnahmeverpflichtung der Verbraucher auch in der Periode nach 2003 dazu beitragen soll, dass vernünftige Bedingungen für die Investitionen, die bis zu diesem Zeitpunkt vorgenommen worden sind, gesichert bleiben.*
- *Private existierende REG-Anlagen erhalten vernünftige Abschreibungsbedingungen für bereits getätigte Investitionen. Private Windmühlen, die vor Ende 1999 mit verbindlichen Verträgen gekauft wurden und für die die erforderlichen Genehmigungen vorliegen, gelten als existierende Windmühlen.*
- *Für Windmühlen wird ein Abrechnungspreis von 33 Öre/kWh (entsprechend dem Durchschnitt der gegenwärtigen 85 % Regel) festgelegt, bis ein funktionierender REG-Markt etabliert ist. Außerdem werden Windmühlen weiterhin einen Zuschlag von 10 Öre/kWh (CO<sub>2</sub> 10-Öre) erhalten.*
- *Einen weiteren Zuschlag von 17 Öre erhalten Windmühlen mit einer Kapazität bis 200 kW für eine Produktion entsprechend der ersten 25.000 Vollaststunden. Für Windmühlen mit einer Kapazität zwischen 201 und 599 kW wird die 17 Öre-Zulage für eine Produktion entsprechend den ersten 15.000 Vollaststunden gezahlt. Für 600 kW-Windmühlen und größer endet die 17-Öre-Zulage zum 31. Dezember 1999, allerdings erst wenn die Mühle 12.000 Vollaststunden produziert hat.*

- *Sofern diese Änderungen in den Zulagen für Windmühlen dazu führen, dass die Eigentümer von Windmühlen die Kredite für die Investitionen in Windmühlen nicht tilgen können, wird der Staat auf Antrag von den Windmühleneigentümern garantieren, dass der Systemverantwortliche die Windmühle und die Zahlung der Restschuld des Darlehens übernimmt, das vor Verabschiedung des Gesetzes zur Finanzierung des Windmühlenkaufs aufgenommen wurde.*
- *Andere private REG-Anlagen erhalten eine 17-Öre-Zulage sowie eine Zulage von 10 Öre/kWh. Die Abrechnungsregeln für Biogasanlagen werden so festgelegt, dass Biogasanlagen mindestens einen Preis von 33 Öre/kWh erzielen, entsprechend dem Preis für Wind. Im übrigen sollen die Abrechnungsregeln für kleine Biomasseanlagen hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen genauer untersucht werden, damit eine fortschreitende Technologieentwicklung auf diesem Gebiet gesichert wird.*
- *Neue REG-Produktionsanlagen, die in der Periode bis Ende 2002 errichtet werden, können einen regulierten Abrechnungspreis erhalten. Neue Windmühlen werden den oben erwähnten Abrechnungspreis von 33 Öre/kWh für 10 Jahre erhalten. Andere REG-Anlagen werden einen Abrechnungspreis von 50 Öre/kWh für 10 Jahre erhalten.*
- *Die Verbraucher/die versorgungspflichtigen Gesellschaften sollen darüber hinaus eine Preiszulage von mindestens 10 Öre/kWh als Bezahlung für ein REG-Zertifikat zahlen, das bei der Produktion in der neuen Anlage ausgestellt wird. Bei fehlender Erfüllung der Kaufverpflichtung bezahlt der Verbraucher 27 Öre/kWh an die systemverantwortliche Gesellschaft für den fehlenden Kauf. Die systemverantwortliche Gesellschaft verwendet dieses Aufkommen für die Unterstützung des Baus neuer REG-Anlagen.*
- *Für den Ersatz von alten Mühlen unter 100 kW werden besondere Regeln eingeführt. Unter der Voraussetzung, dass die alten Mühlen verschrottet werden, kann der Eigentümer stattdessen Windmühlenanteile in eine neuen Gemeinschaftsmühle für eine Stromproduktion entsprechend dem Dreifachen der abgewrackten Mühle zu einem garantierten Abrechnungspreis von 60 Öre/kWh für eine Produktion entsprechend 12.000 Vollaststunden kaufen. Danach ist der Mühle ein Abrechnungspreis entsprechend den anderen neuen Mühlen gesichert.*
- *Für kleine Produzenten und andere kleine REG-Technologien (Solarzellen, „Hofmühlen“ usw.) werden besondere Regeln festgelegt. In diesem Zusammenhang wird geprüft, ob eine Ausweitung der Verordnung für die Abrechnung der Stromabgabe für Solarzellenstrom auf „Hofmühlen“ erfolgen soll.*
- *Windkraftanlagen und Biomasseanlagen usw. im Eigentum der Stromwirtschaft, die mit Zuschüssen während der geltenden Regelung finanziert wurden, werden keine REG-Zertifikate erhalten. Deren Stromproduktion wird zu gewöhnlichen Marktbedingungen in den Verkauf der Gesellschaften einfließen. Für die Produktion in neuen stromwirtschaftseigenen REG-Anlagen, hierunter die Anlagen, die in den kom-*

*menden Jahren als Offshore-Anlagen errichtet werden, gelten die neuen Regeln für REG-Produktion und es werden neue REG-Zertifikate ausgestellt. Es bedarf jedoch einer genaueren Klärung der wirtschaftlichen Situation der Kraftwerksgesellschaften beim Übergang zu den neuen Marktbedingungen, vgl. Abs. 6.*

- *Der Ausbau von Offshore-Anlagen über das vereinbarte Programm hinaus, den die Stromgesellschaften durchführen sollen, wird auf der Basis einer zentralen Ausschreibung erfolgen, bei der Private zu gleichen Bedingungen wie die öffentliche Stromwirtschaft bieten können. Die Genehmigung wird jenen Produzenten erteilt, die dem Staat die besten Bedingungen bei der Ausnutzung der Fläche anbieten. Die Ausschreibung erfolgt unter Berücksichtigung der Regeln des EU-Rechtes (...).*
- *Dezentrale und industrielle Kraft-Wärme-Anlagen, die nicht der Stromwirtschaft gehören, arbeiten bis auf weiteres mit den geltenden Abrechnungsregeln.*
- *Die besondere Kraft-Wärme-Garantie, die es bis 2006 ermöglicht, der Produktion aus zentralen Heizkraftwerken Vorrang einzuräumen, sofern diese in wirtschaftliche Schwierigkeiten geraten, wird weitergeführt.*

*Bis Ende 1999 wird ein Bericht und eine Bewertung erstellt, wie der Handel mit erneuerbarer Energie organisiert und effektiver gestaltet werden kann, damit u.a. ein stabiler Rahmen für die verschiedenen Akteure auf dem Markt hinsichtlich der notwendigen Programm- und Technologieentwicklung auf dem REG-Gebiet gesichert werden kann. Dazu gehören auch Überlegungen zum marktmäßigen Rahmen, der Preisschwankungen für Investoren auf dem REG-Gebiet reduzieren kann. Der Bericht wird unter Einbeziehung von Erfahrungen aus dem Ausland und im Dialog mit Interessenten auf dem Gebiet durchgeführt, einschließlich der Industrie, Fachexperten und Organisationen, die mit diesen Problemen arbeiten.*

*Es wird vorausgesetzt, dass im Jahr 2003 ein gut funktionierender Marktrahmen errichtet ist. Der Markt ermöglicht eine flexiblere Reaktion auf die Verbrauchernachfrage nach REG über die Mindestverpflichtung hinaus. Es kann erwartet werden, dass eine steigende Nachfrage auch ein Resultat von zunehmenden Umweltaforderungen und steigenden Produktionskosten der konventionellen Stromproduktion sowie eine Reduktion der Kosten der REG-Produktion bewirkt.*

## **5 Großbritannien: Emissions Trading Scheme für Klimagase**

### **5.1 Hintergrund und gesetzliche Einbettung**

Das britische *Emissions Trading Scheme* (UKETS) für CO<sub>2</sub> Zertifikate wird seit dem Sommer 1999 von einer akteursübergreifenden Arbeitsgruppe (der Emissions Trading Group) vorbereitet, die der britischen Regierung im März 2000 ihren zweiten detaillierten Vorschlag vorlegte (UKETG 2000). Die Beteiligten kommen mehrheitlich aus Industrieunternehmen, Ministerien, Wirtschaftsverbänden und Handelsagenturen, die der Confederation of British Industry (CBI) bzw. dem Advisory Committee on Business and

the Environment (ACBE) angehören. Das diskutierte Konzept kombiniert die zwei Prinzipien des „cap and trade“ und „baseline and credit“ mit dem Ziel, die Klimagasemissionen in Großbritannien entsprechend den Verpflichtungen aus dem Kyoto-Protokoll zu vermindern und das darüber hinaus gehende nationale Ziel zur CO<sub>2</sub>-Reduzierung zu erreichen.<sup>14</sup> Langfristig wird das ETS auch als Baustein auf dem Weg zu einer CO<sub>2</sub>-armen Wirtschaft (*low carbon economy*) gesehen. Zentrale Zielgruppe ist daher die britische Wirtschaft. Da die Teilnahme am ETS grundsätzlich freiwillig ist, sind Anreize für eine möglichst breite Beteiligung vorgesehen. Langfristig wird eine Ausweitung auf Aktivitäten im Ausland im Rahmen von CDM und JI angestrebt, soweit eine Einigung zu einem einheitlichen System auf internationaler Ebene erzielt werden kann.

Das Emission Trading Scheme (ETS) ist ein integraler Teil des klimapolitischen Reformprogramms, das im Oktober 1998 erstmals von der britischen Regierung zur Diskussion gestellt wurde. Es ist konzeptionell mit dem neuen Energiesteuermodell sowie den Anforderungen aus dem Pollution Prevention and Control Act von 1999 verknüpft.<sup>15</sup> Bereits im März 1999 erfolgte der Beschluss, mit Wirkung vom 1. April 2001 Teile der öffentlichen Hand und des Wirtschaftssektors mit der *Climate Change Levy* (CCL) zu belegen.<sup>16</sup> Um wirtschaftliche Härten abzufedern, wird energieintensiven Branchen eine 80 % Ermäßigung zugestanden, wenn sie sich in branchenübergreifenden „*negotiated agreements*“ zur Steigerung der produktionsspezifischen Energieeffizienz verpflichten (vgl. DETR 1998a; DETR 1998b, sowie nachfolgende Reports). Deren Verabschiedung erfolgte mit der regierungsinternen Maßgabe, den Industrieunternehmen Flexibilität bei der Erfüllung der neuen Anforderungen durch ein Emissionshandelssystem zu gewähren, wenn sie sich zu zusätzlichen Reduktionszielen verpflichten. Das ETS soll daher zusammen mit der CCL am 1. April 2001 wirksam werden.

## 5.2 Gegenstand und institutionelle Einbindung

Gegenstand des Handelssystems sind die sechs im Kyoto-Protokoll benannten Klimagase (CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, PFCs, HFCs, N<sub>2</sub>O, SF<sub>6</sub>), die in CO<sub>2</sub>-Äquivalenten berechnet werden. Die Zertifikate berechtigen zum Ausstoß jeweils einer Tonne CO<sub>2</sub> bzw. ihrer Äquivalente und werden von einer (voraussichtlich) staatlichen Behörde, der Emissions Trading Authority (ETA), ausgestellt und kontrolliert.

Als Grundprinzipien für die Ausgestaltung der ETA werden von allen Beteiligten folgende Punkte betont, die in eine Balance zueinander gebracht werden müssen:

---

<sup>14</sup> Aus dem EU Burden Sharing erwachsen Großbritannien Klimagasreduzierungsverpflichtungen von 12,5% für den Zeitraum 2008-2012. Das nationale Ziel strebt eine Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen um 20% bis 2010 an.

<sup>15</sup> Die Bestimmungen des Pollution Prevention and Control (PPC) Act 1999 setzen die Anforderungen der Integrated Pollution Prevention and Control (IPPC)-Directive der EU um.

<sup>16</sup> Die CCL ist eine aufkommensneutrale Energieverbrauchssteuer, deren Einnahmen zum einen zur Reduzierung der Sozialabgaben der Arbeitgeber (National Insurance Contributions), zum anderen zur Förderung von Energieeffizienzmaßnahmen und erneuerbaren Energien verwendet werden soll.

- Die noch ausstehende legislative Verankerung des ETS soll dahingehend gestaltet werden, dass sich die Implementation nicht durch das Gesetzgebungsverfahren verzögert. Deshalb wurde erwogen, zunächst eine existierende Behörde (z.B. OFGEM) mit der Administration zu beauftragen, bis eine abschließende gesetzliche Regelung getroffen ist. Dafür bestehen zwei Alternativen: neues Gesetzgebungsverfahren für *primary legislation*, was jedoch mindestens ein Jahr in Anspruch nehmen würde, oder eine Verabschiedung aufgrund *secondary legislation*, deren gesetzliche Grundlage in Bestimmungen des PPC Act von 1999 enthalten ist.
- gegenüber der Regierung muss eine Rechenschaftspflicht gegeben sein. Daher sollen Sanktionen unabhängig von der rechtlichen Verankerung der ETA immer von staatlichen Behörden ausgesprochen und vollzogen werden;
- administrative Effizienz wird angestrebt. Dazu soll auch beitragen, das Monitoring privaten, zertifizierten Unternehmen zu übertragen;
- geringe Transaktionskosten;
- Transparenz und Glaubwürdigkeit, sowie nach außen ersichtliche Unabhängigkeit der ETA.

Das UKETS basiert auf der freiwilligen Teilnahme und Verpflichtung der Industrieunternehmen. Für die Unternehmen bestehen drei Möglichkeiten, Zertifikate zu erlangen und zum Handel zugelassen zu werden:

1. *cap and trade*: Ein Unternehmen verpflichtet sich zu festen jährlichen Emissionsreduktionen und erhält jährlich eine den zugelassenen Emissionsmengen entsprechende Anzahl Zertifikate. In einer Jahresperiode überschüssige Zertifikate können verkauft oder angespart, fehlende auf dem Markt erworben werden („*absolute sector*“);
2. *baseline and credit*: Unternehmen die an den „*negotiated agreements*“ im Rahmen der Climate Change Levy (CCL) teilnehmen und sich zu Energieeffizienzmaßnahmen mit festgesetzten jährlichen Minderungszielen verpflichtet haben, erhalten für zusätzlich erzielte Einsparungen Zertifikate. Verfehlte Einsparziele können durch erworbene Zertifikate ausgeglichen werden (Energieeinspareffekte werden dafür in CO<sub>2</sub> Reduzierungseinheiten umgerechnet) („*unit sector*“);
3. die Durchführung Klimagas reduzierender Projekte (z.B. KWK-Anlagen, die den Vorgaben des *CHP Quality Assurance Programme CHPQA* entsprechen, Einsatz erneuerbarer Energieträger) berechtigt ebenfalls zur Erteilung und zum Handel von Zertifikaten („*project sector*“).

Die konkreten Reduktionsziele, zu denen sich die teilnehmenden Unternehmen verpflichten müssen, sind noch nicht abschließend ausgehandelt. Fest steht jedoch, dass der Nachweis der Emissionen unternehmensübergreifend und nicht standortbezogen geführt werden muss. Die Basiszertifizierung erfolgt nach dem Prinzip des *Grandfathering* auf Grundlage der Emissionsdaten mindestens der letzten fünf Jahre. Sie soll im Jahre 2005 für die Periode nach 2012 neu bemessen werden, möglicherweise unter Anwendung des *rolling grandfathering* oder anderer flexiblerer Modelle.

### 5.3 Gestaltung des Zertifikathandels

Der Handel der Zertifikate ist grundsätzlich frei und für jeden (auch für einzelne Bürger) zugänglich; ausgenommen ist die *Emissions Trading Authority*, deren Neutralität gewahrt werden soll. Beschränkungen in Form eines „Gateway“ sind lediglich für den Verkauf von Zertifikaten an den „absoluten Sektor“ vorgesehen, um eine Unterwanderung der absoluten Reduktionsziele durch einströmende Emissionsrechte zu verhindern.

Als ein strukturelles Problem des UKETS wird gesehen, dass die Teilnahme der Unternehmen freiwillig ist. Für einen Teil der Unternehmen bestehen ausreichende Anreize zur Teilnahme in der vergünstigten Bemessung der CCL und Zugeständnissen bei den PPC-Anforderungen.<sup>17</sup> Schätzungen zufolge würden sich jedoch ohne zusätzliche Anreize an dem ETS nur eine begrenzte Anzahl weiterer Unternehmen am Handel beteiligen, so dass nur etwa 42 % der CO<sub>2</sub>-Emissionen des Industriesektors von 1998 einbezogen wären. Offenbar reichen die wirtschaftlichen Gewinnchancen durch den Handel nicht als Teilnahmemotiv aus. Um den Kreis der potentiellen Teilnehmer zu erweitern, sollen daher allen anderen Unternehmen zusätzliche finanzielle Vergünstigungen gewährt werden. Favorisiert wird in der Diskussion derzeit ein Performance Based Credit (kalkuliert als ein fester Betrag pro Tonne erreichter CO<sub>2</sub> Reduktionen), der bei Erfüllung der jährlichen Reduktionsziele eines Unternehmens gewährt würde (vgl. Emission Trading Group 2000, Annex 2.i)<sup>18</sup>. Zudem ist aus den Beratungen das klare Bemühen erkennbar, Fragen der Besteuerung und Regulierung (z.B. von Gewinnen) vor Handelsbeginn zu klären und auch damit die Anforderungen an klare, transparente Anreizstrukturen zu erfüllen.

Ogleich das auf Grundlage dieser Maßnahmen geschätzte Marktvolumen groß genug für ausreichende Liquidität wäre, können nicht alle Unsicherheiten ausgeräumt werden. So wird befürchtet, dass das Gateway für Übertragungen vom Unit in den absoluten Sektor zu einem Preisverfall für Zertifikate des Unit Sektors führen könnte, und de facto zwei Teilmärkte entstehen würden. Andererseits könnte dies auch positiv als Anreiz zur Beteiligung am absoluten Sektor wirken.

Transaktionskosten sollen u.a. dadurch niedrig gehalten werden, dass für das Monitoring ein breiteres Spektrum bereits erprobter Messtechniken zugelassen wird, also keine wesentlichen Entwicklungskosten entstehen werden. Möglichst sollen standardisierte Protokolle eingesetzt werden. Indem die Ausführung erfahrenen Unternehmen übertragen wird, sollen weitere Kosteneinsparungen ermöglicht werden.

---

<sup>17</sup> Die Teilnahme am UKETS soll als ausreichender Nachweis der Verpflichtungen zu Energieeffizienzmaßnahmen gemäß PPC Act gewertet werden. Da durch den Handel die Vorgaben der IPPC-Direktive im Einzelfall „unterlaufen“ werden können, muß nach EU-Beihilferecht die Zustimmung der EU Kommission erfolgen. Eine diesbezügliche Entscheidung steht noch aus.

<sup>18</sup> In dem zugrundeliegenden Gutachten wurden andere Anreizmodelle, wie die Gewährung von Steuererleichterungen, verworfen, u.a. weil sie zu intransparent und mit vergleichsweise hohem administrativen Aufwand verbunden seien.

Das vorgeschlagene Modell weist mehrere Grundzüge auf, die teilweise im Gegensatz zueinander stehen. Zum einen steht das Bestreben im Vordergrund, die Grundregeln des Systems so einfach und effektiv wie möglich zu gestalten (langfristig kalkulierbare Reduzierungspfade, Offenheit für breite Teilnahme und breites Spektrum an Maßnahmen, Berücksichtigung von Vorreiteraktivitäten, d.h. „baseline protection“). Gleichzeitig besteht der Wunsch, die ökonomische Attraktivität für die Unternehmen und damit eine möglichst breite Teilnahme zu garantieren, was bei einem freiwilligen System wie dem ETS vielfältige Formen von Anreizmechanismen notwendig macht. Diese allerdings erfordern in der Tendenz komplexere Regelungen, die der Markttransparenz entgegenwirken können, z.B. die Zweiteilung des Marktes in „absoluten“ und „unit Sektor“, Ausnahmen im Hinblick auf die CCL und IPPC Direktive. Diese Art nationaler Sonderregelungen können zudem dem Bestreben entgegenstehen, den Zertifikatehandel ohne Übergangsprobleme auf die internationale Ebene auszuweiten.

## **6 Kriterien für die Gestaltung von Mengensteuerungssystemen**

### **6.1 Ökologische Treffsicherheit**

Das Kriterium der ökologischen Treffsicherheit, das als Bewertungsmaßstab an ein Regulierungsmodell wie das Zertifikatshandel angelegt werden kann, läßt sich in mindestens zwei Aspekte aufschlüsseln: Ein Aspekt betrifft das unmittelbar gesteckte Ziel des Mengensteuerungssystems. Je nach Ausgangsfall ist es darauf gerichtet, dass Emissionen auf das gewünschte Maß zurückgehen oder der Stromanteil aus erneuerbaren Energien oder Kraft-Wärme-Kopplung dem festgelegten Pfad entsprechend ansteigt. Für eine Bewertung ist dabei zu beachten, ob die Veränderungen unmittelbar aus den Anreizen des Mengensteuerungssystems erwachsen oder auch auf externe Faktoren (z.B. überlagernde Regulierung) zurückzuführen sind. Als ein zweiter Aspekt der ökologischen Treffsicherheit ist die langfristig wirkende dynamische Anreizwirkung zu berücksichtigen, durch die ein Strukturwandel der Wirtschaft mit ökologisch positiven Effekten bewirkt oder auch behindert werden kann.

Ihre konkrete Verankerung finden die jeweils gesetzten Umweltziele vor allem in der jeweiligen Mengenbegrenzung des Regelungsgegenstandes bzw. in der Gestaltung des Veränderungspfades. Nicht weniger entscheidend sind die Mechanismen, die für die Basiszertifizierung der betroffenen Anlagen und für die Erstzuteilung der Zertifikate gewählt werden.

#### **6.1.1 Das Problem der Zielsetzung**

Wie die Analyse des SO<sub>2</sub>-Programms der USA verdeutlichte, war ein grundsätzliches Problem des Konzepts, dass die Grenz- und Zielwerte für SO<sub>2</sub>-Emissionen zu gering angesetzt wurden und kein Interventionsmechanismus vorgesehen wurde, diese entsprechend der tatsächlichen Markt- und Emissionsentwicklung (beeinflusst maßgeblich auch durch neue technisch-ökonomische Möglichkeiten) periodisch anzupassen. In der Folge

ist ein Zertifikatsüberschuß und Preisverfall zu beobachten, der die langfristige Funktionsfähigkeit des Zertifikatsmarktes in Frage stellt. Die niederländischen Erfahrungen mit Grünen Stromzertifikaten hingegen verdeutlichen, dass allein die Festsetzung ambitionierter Ziele keine hinreichende Bedingung für den Erfolg ist, wenn an anderer Stelle Restriktionen wie die Behinderung der Bauplanung von Windkraftanlagen fortbestehen.

Als Schlussfolgerung lässt sich aus diesen Erfahrungen ableiten, dass die Einführung eines Emissions Trading Systems nicht automatisch die volle ökologische Treffsicherheit nach sich ziehen wird. Dies wird vielmehr nur dann der Fall sein, wenn einerseits die angesetzten Ziele ausreichend ambitioniert sind, und es sich folglich für die Unternehmen lohnt, die Effizienzgewinne, die sich auf Basis der jeweiligen technisch-ökonomischen Bedingungen über den Markt einstellen lassen, auch voll auszuschöpfen. Andererseits, und das zeigt das Beispiel der Niederlande deutlich, kann ein Zertifikatshandelssystem jeweils nur ein Teil eines Policymixes sein, in dem der Zertifikatshandel ergänzend neben anderen umwelt- oder energiepolitischen Maßnahmen zum Einsatz kommt.

### **6.1.2 Gewährleistung der dynamischen Anreizwirkung**

Werden durch ein Zertifikatshandelssystem neue Pflichten wirksam, z.B. strengere Emissionsgrenzwerte, so muss aus rechtlichen aber häufig auch aus wirtschaftspolitischen Gründen - wie bei jeder anderen Form der Regulierung auch - Ansprüchen wie dem Bestandsschutz und Erhalt der (inter)nationalen Konkurrenzfähigkeit Rechnung getragen werden. In der Praxis versucht man diesen Ansprüchen durch das *Grandfathering* zu genügen, nach dem Altanlagen die von ihnen benötigte Menge Zertifikate kostenlos zugeteilt bekommen. Um die wirtschaftliche Planungsfähigkeit von Unternehmen durch das Handelssystem nicht zu beeinträchtigen, werden Zuteilungen zudem für längere Zeiträume (im Extremfall unbegrenzt) verbindlich gemacht.

Da jedoch eine Vielzahl von Modellen der Zuteilung denkbar sind und jedes mit oft unkalkulierbaren ökonomischen Konsequenzen für die betroffenen Parteien behaftet ist, ist die Basiszertifizierung einer der sensiblen Punkte im Design jeden Zertifikatsmodells. Letztlich zeigt sich an der Gestaltung der Erstzuteilung, ob den Verhandlungsführern eine geschickte Moderation zwischen den Interessen gelungen ist, oder ob es als Einfallstor für Einzelinteressen genutzt werden konnte. Diese äußern sich etwa in dem Anspruch auf Ausnahmeregelungen oder durch eine generelle Anhebung der Bemessungsgrundlage. Im schlimmsten Fall wird durch diesen Prozess die Höchstmenge (*cap*) in die Höhe getrieben, also die ökologische Zielsetzung verwässert. Aber auch wenn das vermieden wird, können negative Auswirkungen auf den regulierten Teilmarkt die Konsequenz sein.

Als gravierendste Folge unterdrückt ein unbegrenztes und langfristiges *Grandfathering* den Einfluss, den technische Innovationen und übergeordnete Marktveränderungen auf die Emissionsentwicklung haben. Letztlich werden damit an bestimmte Unternehmen Emissionslizenzen erteilt, die selbst bei einer „business as usual“-Entwicklung nicht in der Menge erforderlich gewesen wären. Dieses Problem entsteht besonders dann leicht,

wenn Zertifikate über den Zeitpunkt der Stilllegung einer Anlage hinaus erteilt werden. Das Argument für diese Praxis ist, dass einer ökologisch vorteilhaften Stilllegungsentcheidung nicht der Verlust der Emissionszertifikate entgegensteht und sich technisch-wirtschaftliche Innovationen ungehindert durchsetzen können. Dagegen spricht, dass bei einer pauschalen Zuteilungspraxis, wie sie im SO<sub>2</sub>-Programm der USA Anwendung fand, Faktoren wie die technische Lebensdauer einer Anlage und die „natürliche“ Verjüngung des Kraftwerksparks nicht berücksichtigt werden, und gerade jene Betreiber mit den ältesten und vermutlich ineffizienteren Anlagen einen Bonus erhalten, der sie beim Bau von Neuanlagen gegenüber Konkurrenten, insbesondere Newcomern, in eine besserer Position versetzt.

Letztlich besteht also die Gefahr, durch eine großzügige Gestaltung des *Grandfathering* die vorhandenen Potentiale für eine kosteneffiziente Gestaltung eines ökologischen Wandels der betreffenden Wirtschaftsstrukturen zu verschenken und folglich das Ziel der dynamischen Anreizwirkung zu verfehlen.

### 6.1.3 Gestaltungskriterien

Für die Gestaltung von Mengensteuerungssystemen lassen sich im Hinblick auf die ökologische Treffsicherheit folgende Empfehlungen aus den internationalen Erfahrungen ableiten:

- Eine möglichst sorgfältige wissenschaftliche Abschätzung der Mengenentwicklung und Begründung der Zielsetzung sollte der politischen Einigung auf einen Zielwert und Veränderungspfad voraus gehen. Da die Marktentwicklung dennoch mit Unsicherheiten behaftet sein wird, muß eine Revision der Zielwerte in langfristigen Intervallen und nach vorab festgelegten Kriterien möglich bleiben. Auf diese Weise kann die ökologische Wirksamkeit eines Mengensteuerungssystems an die technisch-ökonomische Entwicklung angepaßt werden, ohne die ökonomische Planungssicherheit der betroffenen Unternehmen zu gefährden. Dies gilt in besonderer Weise für die parallele Gestaltung von Zertifikatshandelsmodellen für KWK und CO<sub>2</sub>-Emissionen, da Wechselwirkungen zwischen diesen Teilmärkten zu erwarten sind. Diese werden eine präzise Prognose der Marktentwicklung und damit auch die Festsetzung von Verpflichtungsmengen erschweren. Auch dieser Aspekt spricht daher für eine flexible Gestaltung der Gesamtziele und Allokationsmechanismen etwa durch die Festlegung von Revisionszeiträumen und die Möglichkeiten von Anpassungsschritten, die vor allem in jenen Fällen greifen sollten, in denen sich die ökologische Treffsicherheit verbessern ließe.
- Im Hinblick auf die politische Vermittelbarkeit empfiehlt es sich gleichzeitig, die Zielsetzungen eines Mengensteuerungssystems klar und für alle politischen Akteure nachvollziehbar zu formulieren. Genauso sollten die Bedingungen, nach denen Zertifikate ausgegeben werden, klar und nachvollziehbar geregelt sein. Es erscheint zudem sinnvoll, auf Sonderregelungen, in denen sich Privilegien zementieren können, weitgehend zu verzichten, sondern die Verpflichtungsmengen dem angesteuerten ökologischen Ziel entsprechend abzustecken.

- Freiwillige Vereinbarungen mit den betroffenen Industriegruppen haben insbesondere dann positive Erfolgchancen, wenn über die grundsätzliche Zielrichtung Einigkeit erzielt werden konnte (Bsp. Niederlande und UKETG).
- Als eine weitere Option, mit der die Unsicherheit von Prognosen über die Marktentwicklung und technischen Wandel begrenzt werden kann, könnte die Basiszertifizierung zeitlich begrenzt (z.B. auf 10 Jahre) oder in anderer Weise flexibilisiert werden, wie im UKETG vorgesehen.

## 6.2 Administration, Implementation und Vorlaufzeiten

Die Frage der administrativen Verantwortung für das Mengensteuerungssystem berührt einerseits Kosten- und Effizienzaspekte, andererseits aber die Akzeptanz und Integrität der Handelssysteme, die massgeblich durch deren Administration vermittelt wird. Zwei Erfahrungen sind hier hervorzuheben:

- Unter der Prämisse, daß privatwirtschaftliche Unternehmen Verwaltungsaufgaben häufig kostengünstiger und effizienter erfüllen, bietet es sich an, auch die Administration des Handelssystems aus der öffentlichen Verwaltung auszugliedern. Am konsequentesten ist dies im Falle des niederländischen Marktes für grünen Strom geschehen, der im Rahmen der Selbstverpflichtung von Institutionen der Stromwirtschaft verwaltet wird. Allerdings wurde in gesetzlich fixierten Handelssystemen regelmäßig eine hauptverantwortliche öffentliche Behörde favorisiert, die anders als private Akteure mit der für notwendig befundenen hoheitlichen Autorität ausgestattet ist und damit eine wichtige Voraussetzung für das Vertrauen der Handelsteilnehmer darstellt. Zentrale Aufgaben wie die Ausstellung und Löschung von Zertifikaten und Kontrollabläufe sind so geregelt. Dagegen sprechen viele Erfahrungen dafür, einzelne dezentral anfallende Kontrollaufgaben (z.B. Prüfung der Meßvorrichtungen, Datenverarbeitung etc.) an private, dafür zertifizierte Unternehmen zu delegieren. Im Rahmen des UKETG wird auch erwogen, die Verwaltung der zentralen Datenbank Privaten zu übertragen.
- Die Verteilung der administrativen Kompetenzen auf mehrere Behörden (wie in Phase II des SO<sub>2</sub>-Programms in den USA) hat allerdings Abstimmungsschwierigkeiten und zusätzlichen Verwaltungsaufwand mit sich gebracht, was nicht unwesentlich von der teils ungenügenden fachlichen Kompetenz und Ausstattung einzelner Behörden beeinflusst war. Auch um ein einheitliches und transparentes Bild nach außen zu vermitteln, bietet es sich daher an, die Zahl der beteiligten Behörden zu minimieren.

Insbesondere in Anbetracht der Anlaufschwierigkeiten, die in fast allen untersuchten Handelssystemen zu erkennen waren, muss der Bedarf für angemessene Vorlaufzeiten betont werden. Eine gründliche und vollständige Vorbereitung der technischen und organisatorischen Voraussetzungen für den Handel, aber auch der konzeptionellen Grundlagen des Systems an sich, ist unentbehrlich. Denn die negative Signalwirkung, die von einem misslungenen Auftakt ausgeht, ist nicht zu unterschätzen. In der Konsequenz

spricht auch dieser Aspekt für ein System mit möglichst einfachen Grundregeln, die sich leicht in entsprechende Software und Antrags- und Zertifizierungsvorschriften umsetzen lassen. Die notwendigen privaten Handelsstrukturen hingegen stellen sich relativ schnell und reibungslos über den Markt bzw. bereits existierende Institutionen der Geld- und Aktienwirtschaft ein.

### 6.3 Ökonomische Effizienz und wirksames Handelssystem

Voraussetzung für eine maximale ökonomische Effizienz ist ein funktionierendes Handelssystem. Die Gestaltung des Zertifikatsystems und insbesondere der Rahmenbedingungen des Handels sollten darauf ausgerichtet sein. Ein zentraler Punkt ist das Ziel einer möglichst breiten Teilnahme, weil erst dadurch die Potentiale, Kostenersparnisse durch den Handel zu erzielen, mobilisiert werden. Aus den Erfahrungen in den untersuchten Ländern lassen sich eine Reihe von Faktoren ableiten, deren Beachtung der Entstehung von Handelshemmnissen entgegenwirken kann:

- das Volumen des abgesteckten Zertifikatsmarktes muss groß genug sein bzw. ein Mindestvolumen erreichen, da sonst keine ausreichenden Margen entstehen. Dies wurde als eines der ersten Probleme in Dänemark erkannt und trug maßgeblich zur Verschiebung der Implementation bei;
- eine klare Definition des Handelsgutes ist notwendig, die es allen Handelsteilnehmern gleichermaßen erlaubt, verlässliche Kalkulationen anzustellen. Die Erfahrungen des SO<sub>2</sub>-Programms, dessen Handelsvolumen durch die festgesetzte Obergrenze (*cap*) klar umrissen war, zeigen, wie dies gelingen kann. Erfahrungen mit *baseline and credit* Systemen in den USA sowie die Zweifel, die in der Debatte um den Unit Sektor des UKETG laut werden, deuten darauf hin, dass diese Systeme dann handelshemmend wirken, wenn die *baseline* nicht für alle Beteiligten klar ersichtlich ist und Unsicherheit über den erzielbaren Wert der Zertifikate aufkommt. In letzter Konsequenz wird sich dies negativ auf den Handel und die ökonomische Effizienz des Handelssystems auswirken. Ein Teil der Schwierigkeiten kann daher umgangen werden, wenn *cap and trade* Systemen der Vorzug gegeben wird;
- die obligatorische Anwendung von kostenträchtigen Messtechniken zur Erfüllung der Vorgaben des Monitoring erhöht die Transaktionskosten und wirkt als Teilnahmebarriere. Dies belegt auch die geringe Zahl von freiwilligen Teilnehmern am SO<sub>2</sub>-Programm. Flexibilität bei der Wahl der Messtechnik und einfache Gestaltung der Berechnungsformeln können insbesondere kleineren Unternehmen die Teilnahme erleichtern;
- die Preistransparenz muss gewährleistet sein. Diese herzustellen, ist eine zentrale Funktion der Auktionen. Nach Aufbau privater Handelsstrukturen werden sie, das verdeutlicht die Entwicklung des *SO<sub>2</sub> Allowance Trading*, zumindest teilweise überflüssig. Um den administrativen Aufwand zu minimieren, ist denkbar, öffentliche Auktionen als flexibles Instrument zu nutzen, das in den Anfangsjahren (z.B. bis sich ein stabiler Preis und akzeptables Handelsvolumen eingestellt hat) und später

lediglich als Interventionsinstrument (z.B. zum Verkauf von Reserven) eingesetzt wird.

- parallel wirksame Regulierungen (Tarifregulierung, Steuerrecht, etc) und die Überschneidung mit anderen Märkten können Verzerrungen verursachen, die eine Stabilisierung der Marktentwicklung erschweren. Auch Preisprognosen scheinen im Zweifelsfall ungenau zu sein, da es in der Praxis nur schwer gelingt, einen Teilmarkt vollständig von externen Preissignalen und anderen äußeren Einflüssen zu isolieren. Starke Diskrepanzen können die Marktentwicklung insbesondere in den Anfangsjahren erheblich hemmen oder, wie das Beispiel des *SO<sub>2</sub> allowance trading* zeigt, ein anhaltendes Überangebot nach sich ziehen;
- eine Flexibilisierung des Handels durch *Banking* hat den Vorteil, dass die Unternehmen Konjunkturschwankungen ausgleichen können, ohne dass dies auf den Zertifikatspreis durchschlagen würde. Zudem werden frühzeitige, über die Zielsetzung hinausgehende Reduktionen bzw. Zuwächse nicht bestraft. Zum Nachteil der Steuerungseffizienz kann das Ansparen aber auch ein Überangebot der Zertifikate nach sich ziehen, besonders wenn die Kriterien für die Basiszertifizierung sehr großzügig sind. Dies schwächt letztlich die dynamische Anreizwirkung, da die wirtschaftliche Entwicklung der vorhandenen Potentiale - und damit eine technisch-ökologische Modernisierung - zum Nachweis der Emissionsgrenze nicht mehr erforderlich ist. Als Ausweg bietet sich – neben einer Begrenzung der Laufzeit - die Abzinsung der angesparten Zertifikate an, z.B. um 1 % jährlich. In einem etablierten Markt können Futures und andere Derivate die Funktionen des Banking übernehmen.
- Klare Sanktions- und Kontrollmechanismen: Sanktionen wie Strafgebühren in beträchtlicher Höhe, die bei fehlendem Nachweis von Zertifikaten fällig werden, sind in allen untersuchten Systemen enthalten und begründen ihre Verbindlichkeit. Allerdings sind sie in der Praxis bisher selten zur Anwendung gekommen, wenn ein feinmaschiges und zugleich flexibles Kontrollsystem (vierteljährlicher automatisierter Datenabgleich und Karenzzeiten im Fall des *SO<sub>2</sub>*-Programms) dazu beiträgt, Nachweisdefizite zu verhindern oder frühzeitig zu erkennen. Auch wenn damit ein administrativer Aufwand verbunden ist, so trägt dieses Kontrollsystem entscheidend zum allgemeinen Vertrauen in das Handelssystem bei. In der Praxis muss eine Balance zwischen administrativem Aufwand, der insbesondere in den Anfangsjahren anfallen wird, und vertrauensbildenden Maßnahmen gefunden werden. Allerdings ist davon auszugehen, dass mit der zunehmenden praktischen Erfahrung mit handelsbasierten Mengensteuerungssystemen die administrativen Hürden der Implementation sinken werden, weil auf bereits entwickelte Kontroll- und Handelssysteme zurückgegriffen werden kann.

## 7 Literatur

- Ackerman, F. et al. 1999: Grandfathering and coal plant emissions: the cost of cleaning up the Clean Air Act, in: Energy Policy 27, pp. 929-940
- Bohi, D.R., Burtraw, D. 1997: SO<sub>2</sub> Allowance Trading: How Experience and Expectations Measure Up, Discussion Paper 97-24, Resources for the Future, New York, February
- Bryner, Gary C. 1993: Blue Skies, Green Politics, The Clean Air Act of 1990, Washington DC: Congressional Quarterly Press
- Coggins, J.S., 1997: Cleaner Air, Lower Costs Through Markets, in: Minnesota Agricultural Economist Newsletter, No. 689 Summer, Article 2, University of Minnesota,  
<http://www.extension.umn.edu/newsletters/ageconomist/components/ag237-689b.html>
- Danske Elværkers Forening 1999: Rammerne omkring markedet for VE-beviser, ref. 413-02-01-HEK/BD
- DETR (UK Department of the Environment, Transport and the Regions) 1998a: Draft Climate Change Programme: Consultation Paper, October
- DETR 1998b: Lord Marshall's report to the Chancellor, Economic Instruments and the Business Use of Energy, November 1998
- Ellerman, D., R. Schmalensee, P. Joskow, J.P. Montero, E. Bailey, 1997: Emissions Trading Under the US Acid Rain Programme: Evaluation of Compliance Costs and Allowance Market Performance, Cambridge, Mass., MIT Center for Energy and Environmental Policy Research.
- Emissions Trading Group 2000: UK ETG Outline Proposals – Second Edition March 2000, 132 pages (Datei: ETGproposal.doc)
- Energistyrelsen 1999: Udredning om VE-bevismarkedet, Copenhagen December 1999 (+ Bilag)
- EPA (Environmental Protection Agency) 2000: Acid Rain Program Overview, <http://www.epa.gov/acidrain/>
- Euroelectric 2000: Market Mechanisms for Supporting Renewable Energies: Tradable RES Certificats, Ref: 2000-118-0001, Brussels, June 2000
- KEMA 2000: The Dutch Greenlabel system. Achievements & lessons (Vortragsfolien).
- Kwant, K.W. & van Leenders, C. 1999: Development of green energy market in the Netherlands and the contribution of bioenergy, NOVEM
- Ministerie van Economische Zaken 1997: Duurzame energie in opmars. Actieprogramma 1997-2000, Den Haag, März 1997

- Ministerie van Economische Zaken 1999a: Duurzame energie in uitvoering. Voortgangsrapportage 1999, Den Haag, Juli 1999
- Ministerie van Economische Zaken 1999b: Energierapport 1999, Den Haag, November 1999
- Niermeijer, P. 1998: Renewable energy in the marketplace. The Dutch approach to the promotion of ,green‘ energy, (verf. Ms.) 21.9.1998
- Nussbaum, H. 2000: persönliches Interview, 31.08.2000
- NYFER 1999: Een keurmerk voor groene energie. Marktconforme middelen ter stimulering van duurzame energie, Breukelen, oktober 1999
- Odgaard, O. 2000: Danish Policy for Green Electricity Market (Ms. 2p)
- Odgaard, O. 2000a: Grønt elmarked fra 2002, in: Energinyt 1/2000, S. 19
- Odgaard, O. 2000b: Liberalisation of the Electricity Market for Renewable Energy in the EU and Denmark (Ms. 9 p)
- Odgaard, O. 2000c: The green electricity market in Denmark: Quotas, Certificates and International Trade (Ms. 8 p)
- PricewaterhouseCoopers 1999: Organisation of RE Market and Trading of Green Certificates, Hellerup October 1999
- Schwarze, R. 1996: SO<sub>2</sub> im Sonderangebot? Zur Entwicklung des US-Marktes für Schwefeldioxid-Lizenzen und den Perspektiven von Zertifikatsmodellen in der Luftreinhaltepolitik, Diskussionspapier 1996/19, TU Berlin, Wirtschaftswissenschaftliche Dokumentation, FB 14
- Schwarze, R., Zapfel P. 1998: Sulphur Allowance Trading and the Regional Clean Air Incentive Market: How Similar Are the Programs Really?, Diskussionspapier 1998/06, TU Berlin, Wirtschaftswissenschaftliche Dokumentation, FB 14
- Skotte, A. 2000: Gas- og varmereformen er i hus, in: Energinyt 2/2000, S. 4-7
- Wojick, D. 2000: Four Factors Suggest a Big Change in the SO<sub>2</sub> Allowance Market, in: The Emissions Trader, January,  
<http://www.emissions.org/newsletter/jan00/wojick.html>