

Einführung eines Systems handelbarer Zertifikate für Strom aus erneuerbaren Energieträgern in Österreich

Wissenschaftliches Gutachten im Auftrag des
Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit
der Republik Österreich



Endbericht

Mai 2001

Dr. REINHARD MADLENER

Dennlerstrasse 36
CH-8047 Zürich
Telefon: +41-1-493 1118
E-Fax: +49-89-2443-37302
E-mail: r.madlener@gmx.at

Über den Autor:

Der Verfasser arbeitet als Senior Energy Economist am

Centre for Energy Policy and Economics (CEPE)
Swiss Federal Institutes of Technology
ETH-Zentrum WEC C 12.1
CH-8092 Zürich
Tel. +41-1-632 06 52
Fax +41-1-632 10 50
e-mail: madlener@cepe.mavt.ethz.ch
WWW: www.cepe.ethz.ch bzw. www.cepe.ethz.ch/staff/reinhard.htm

und ist assoziiert mit dem

Sustainable Europe Research Institute (SERI)
Schwarzspanierstr. 4/8
A-1090 Wien
Tel. 01-969 07 28
Fax 01-969 07 28
e-mail: reinhard.madlener@seri.at
WWW: www.seri.at bzw. www.seri.at/rmad.htm

© 2001 Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit der Republik Österreich.
Alle Rechte vorbehalten.

Inhaltsverzeichnis

Tabellenverzeichnis	vii
Abbildungsverzeichnis	ix
Verwendete Abkürzungen und WWW Links	xi
1 Einleitung und Zielsetzung der Studie (Auftrag)	1
2 Kurzzusammenfassung	5
3 Politische und rechtliche Rahmenbedingungen	11
3.1 Einleitung	11
3.2 Binnenmarkt-Harmonisierungsbestrebungen der EU.....	12
3.2.1 Neue Rahmenbedingungen für die nationale Energiepolitik – Wettbewerb und Nachhaltigkeit	12
3.2.2 Staatliche Beihilfen	13
3.2.3 Integration des Umweltschutzes in die Wirtschaftspolitik.....	13
3.2.4 Zunehmende Zielkonflikte	14
3.3 Die geplante EU-Richtlinie zur Regenerativstrom-Förderung	16
3.4 Status internationaler Quotenmodelle.....	19
3.5 Der von Österreich beschrittene Weg.....	23
4 Theoretischer Hintergrund	25
4.1 Einleitung	25
4.2 Charakterisierung der wichtigsten Politikinstrumente zur Förderung der Erzeugung von Regenerativstrom.....	27
4.2.1 Quoten-/Zertifikathandelsregelungen	27
4.2.2 Garantierte Einspeisetarife.....	28
4.2.3 Ausschreibungsmodelle	29
4.3 Sonstige Förderinstrumente (Überblick)	33
4.3.1 Investitionskostenzuschüsse.....	33
4.3.2 Steuervergünstigungen	33
4.3.3 Zinsverbilligte Kredite.....	33
4.3.4 Energie- / CO ₂ -Steuern	34
4.3.5 Feste Prämien	34
4.4 Grundlagen eines Zertifikatmarktes für Regenerativstrom	35
4.4.1 Prinzipielle Funktionsweise	35
4.4.2 Elemente	37
4.4.3 Quotenmanagement	45
4.4.4 Schutz kleiner Anbieter	46

4.5	Marktorganisation und Preisbildung	47
4.5.1	Bilateraler Handel	47
4.5.2	Börslicher Handel	47
4.5.3	Risikomanagement	48
4.5.4	Preisbildung	48
4.5.5	Flexibilisierung des Zertifikatmarktes	49
4.5.6	Langfristiges (partiell) Konkurrenzgleichgewicht bei freiem Marktzugang	51
4.6	Systemerweiterungen.....	53
4.6.1	Einleitung.....	53
4.6.2	Erweiterung der Erzeugungstechnologien bzw. Energieträger	53
4.6.3	Quotenverpflichtungen im Wärmemarkt	54
4.6.4	Internationaler Zertifikathandel.....	56
	Exkurs Nr. 1: Aktuelle EU-Projekte zum Thema Zertifikathandel für Regenerativstrom.....	57
	Exkurs Nr. 2: RECerT und RECerT-sim	59
	Exkurs Nr. 3: Das "Renewable Energy Certificate System" (RECS).....	60
4.6.5	Verquickung mit Emissionszertifikaten.....	62
4.6.6	Förderung entsprechend der sozio-ökologisch-ökonomischen Wertigkeit	63
5	Praktische Umsetzung eines Zertifikathandelssystems in Österreich: Aspekte und Handlungsempfehlungen.....	65
5.1	Einleitung	65
5.2	Notwendige allgemeine Rahmenbedingungen	66
5.2.1	Kontinuität der Förderpolitik	66
5.2.2	Systemeffizienz.....	66
5.2.3	Vermeidung von Diskriminierung	67
5.3	Akteure in Österreich.....	67
5.3.1	Landesregierungen.....	68
5.3.2	Anlagenbetreiber	69
5.3.3	Quoten-Verpflichtete	69
5.3.4	(Verteil-)Netzbetreiber.....	70
5.3.5	Bilanzgruppenverantwortliche	70
5.3.6	Bilanzgruppenkoordinatoren	71
5.3.7	Regulator	71
5.3.8	Register-Betreiber.....	71
5.3.9	Betreiber Internet-Handelsplattform	72
5.4	Abnahmegarantie vs. Selbstvermarktung	72
5.5	Zertifizierung	73
5.5.1	Zertifizierung der KWKs.....	73
5.5.2	Zertifizierung der Erzeugung von Regenerativstrom	73
5.5.3	Merkmale	74
5.6	Quotenmanagement.....	75
5.6.1	Höhe der Quotenverpflichtung	75
5.6.2	Anpassung der Quote	78
5.7	Marktorganisation und Preisbildung	80
5.7.1	Bilateraler Handel	80

5.7.2	Börslicher Handel	81
5.7.3	Risikomanagement	82
5.7.4	Preisbildung	82
5.8	Kontrolle	86
5.9	Sanktionen bei Nichterfüllung der Quote	88
5.9.1	Gestaltung der Ausgleichsabgabe	88
5.9.2	Verwendung der Mittel aus dem Ökofonds	102
5.10	Systemerweiterungen.....	104
5.10.1	Einbeziehung weiterer Technologien bzw. Energieträger.....	104
5.10.2	Internationaler Handel (bilateral, multinational)	104
5.10.3	Verquickung mit Emissionszertifikaten	107
5.10.4	Quotenverpflichtung im Wärmemarkt und KWK-Quotenregelungen.....	109
5.11	Handlungsempfehlungen.....	110
6	Fazit und Ausblick	113
	Verwendete Literatur	115
	Anhang	123

Tabellenverzeichnis

<i>Nr.</i>	<i>Titel</i>	<i>Seite(n)</i>
Tabelle 1	Übersicht über die in Europa eingeführten bzw. geplanten Zertifikathandelsregelungen für Regenerativstrom (Stand: März 2001)	20–22
Tabelle 2	Vor- und Nachteile verschiedener Fördersysteme für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern	32
Tabelle 3	CO ₂ -Gesamtemissionsbilanzen und -einsparpotentiale für Stromerzeugung aus Wind-, Wasser- und Photovoltaikanlagen (in g / kWh)	62
Tabelle 4a	Stromerzeugung aus Kleinwasserkraftwerken im Vergleich zur Gesamtstromabgabe, 1997–98 (in GWh bzw. %)	77
Tabelle 4b	Stromeinspeisung aus Kleinwasserkraftwerken im Vergleich zum Inlands-Stromverbrauch, 1998 (in GWh bzw. %)	77
Tabelle 5	Fallunterscheidung Nachweispflicht und Vorlaufzeit	83
Tabelle 6	Gestehungskosten ausgewählter KWKW-Anlagen in Österreich, Leistungsbereich 32 kW – 4,4 MW	92
Tabelle A1	Brutto-Stromerzeugung aus KWKW-Anlagen, nach Bundesländern, 1995–99 (in GWh bzw. %)	123
Tabelle A2	Anteile der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern in der EU-15: Stand 1997 und indikative Ziele für 2010 (Großwasserkraft, sonstige und gesamt; in %)	124

Abbildungsverzeichnis

<i>Nr.</i>	<i>Titel</i>	<i>Seite(n)</i>
Abb. 1	Funktionsweise eines Zertifikathandelssystems (vereinfachte Darstellung)	36
Abb. 2	Angebot und Nachfrage auf einem Zertifikatmarkt (aggregiert)	37
Abb. 3	Kernelemente einer Quotenregelung mit Zertifikathandelssystem	38
Abb. 4	Bemessung des Pönale	44
Abb. 5	Optimale Quotenhöhe bei verschiedenen Grenzkostenverläufen	45
Abb. 6	Grenzkostenverlauf im Falle von Kapazitätserweiterungen	46
Abb. 7	Das österreichische Zertifikathandelssystem für KWKW-Strom	68
Abb. 8	Engpassleistung, Bruttostromerzeugung und Regelarbeitsvermögen aus KWKW-Anlagen, Gesamtösterreich, 1995–99 in MW bzw. GWh)	78
Abb. 9	Geschätzte Entwicklung der 8%-Quote von Strom aus KWKW-Anlagen auf Basis von Stromverbrauchs-Prognosewerten bis 2010 (in GWh)	79
Abb. 10a–b	Prozentuale Verteilung (a) der Anzahl und der Engpassleistung bzw. (b) der Anzahl und des Regelarbeitsvermögens der KWKW-Anlagen in Österreich nach Engpassklassen, 1998	91
Abb. 11	Kostendeckender Erlös für 55 ausgewählte KWKW-Anlagen in Österreich als Funktion der Engpassleistung (in g / kWh)	94
Abb. 12	Kostendeckender Erlös für 55 ausgewählte KWKW-Anlagen in Österreich (in g / kWh bzw. øEUR / kWh)	94
Abb. 13	Kostendeckender Gesamterlös (o. Berücksichtigung Unternehmerlohn) für 55 KWKW-Anlagen als Funktion der Eigenkapitalverzinsung (Branchendurchschnitt; in g / kWh)	95
Abb. 14a–c	Kumulierte (hypothetische) Durchschnittskosten der KWKW-Erzeugung in Österreich (in g / kWh)	96–97
Abb. 15	(Kumulierter) Durchschnittskostenverlauf (inkl. AfA) für 55 österreichische KWKW-Anlagen, mit und ohne EK-Verzinsung (in g / kWh)	98
Abb. 16	Abhängigkeit des Ausgleichsabgabenvolumens als Funktion der prozentualen Quoten-Nichterfüllung, versch. Niveaus der Strafzahlung (in Mio. ATS)	101

(Abbildungsverzeichnis – Fortsetzung)

Abb. A1	Brutto-Stromerzeugung aus KWKW-Anlagen, nach Bundesländern, 1995–99 (in GWh)	123
Abb. A2	Anteile der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern in der EU-15: Stand 1997 und indikative Ziele für 2010 (Großwasserkraft und sonstige, in %)	124
Abb. A3	Simulation einer Internet-basierten, börsenmäßig organisierten Online-Handelsplattform für Regenerativstrom-Zertifikate (RECerT-sim)	125

Verwendete Abkürzungen und WWW Links

<i>Abkürzung</i>	<i>Bezeichnung</i>	<i>WWW-Adresse</i>
AAPEX	Alpen-Adria Power Exchange (geplante Grazer Strombörse)	
AIRE	Accelerated Implementation of a Renewable Electricity Supply in the Netherlands (Projekt)	www.ecn.nl/unit_bs/gr_cert/aire/main.html
APX	Amsterdam Power Exchange	www.apx.nl
CEPI	Central European Power Index	www.cepi.dowpower.com/detail/CEPI/CEPIDesc.asp
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz	
EEX	European Energy Exchange	www.eex.de
ELGREEN*	Organising a Joint European Electricity Market (Projekt)	www.tuwien.ac.at/iew/elgreen/elgreen_info.htm
EIWOG	Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz	www.bgbl.at/bgbl/ris/
EPL	Engpasseleistung	
GEM	Green Electricity Market (Projekt, ähnlich RECS)	www.gemoz.com
GPI	German Power Index	
InTraCert*	The Role of an Integrated Tradable Green Certificate System in a Liberalising Market (Projekt)	www.ecn.nl/unit_bs/gr_cert/intracert/main.html
KWKW	Kleinwasserkraftwerk	
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung	
LPX	Leipzig Power Exchange	www.lpx.de
OTC	over-the-counter	
ÖVFK	Österreichischer Verein zur Förderung von Kleinkraftwerken	
FE&D	Forschung, Entwicklung & Demonstration	
REALM	Renewable Electricity and Liberalising Markets (Projekt)	www.ecn.nl/unit_bs/gr_cert/realms/main.html

(Verwendete Abkürzungen und WWW Links – Fortsetzung)

<i>Abkürzung</i>	<i>Bezeichnung</i>	<i>WWW-Adresse</i>
REBUS	Renewable Burden Sharing Assessment Tool (Projekt)	www.ecn.nl/unit_bs/gr_cert/rebus/main.html www.risoe.dk/sys/esy/renewable/rebus.htm
RECeT*	The European Renewable Electricity Certificate Trading Project (Projekt)	www.ecn.nl/unit_bs/gr_cert/recert/main.html bzw. http://recert.energyprojects.net
RECeT-sim	Internet-basierte Online-Simulation eines EU-weiten Regenerativstrom-Zertifikathandels im Rahmen des RECeT-Projekts)	www.recert-sim.com
RECS	Renewable Energy Certificate System (Projekt, ähnlich GEM)	www.recs.org
SWEP	Swiss Electricity Price Index	www.egl.ch/d/swep/f_bereich.htm
UEA	Unternehmen mit Eigenanlagen	

* Diese drei Projekte wurden von der EU zu einem Cluster zusammengefasst.

1 Einleitung und Zielsetzung der Studie (Auftrag)

Eine absolut richtige Patentlösung zur Förderung der erneuerbaren Energien gibt es nicht. Grundsätzlich ist jeder staatliche regulative Eingriff mit verzerrenden Effekten verbunden. Die umweltpolitische Verantwortung des Staates erfordert jedoch regulative Eingriffe, um Anreize zum Ausbau der regenerativen Energien zu schaffen.
(Menges, 1998)

Der Autor wurde vom österreichischen Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (BMWA) im November 2000 mit der Ausarbeitung eines (wirtschafts-)wissenschaftlichen Gutachtens beauftragt, das sich mit der Einführung eines Systems handelbarer Zertifikate für Strom aus erneuerbaren Energieträgern in Österreich im allgemeinen, und für die österreichische Kleinwasserkraft im besonderen, auseinandersetzt. Das am 1. Dezember 2000 kundgemachte und per 1. Oktober 2001 in Kraft tretende Energieliberalisierungsgesetz (BGBl. I Nr. 121/2000), das in Artikel 7 (Novelle des EIWOG 1998) unter anderem auch eine Quotenregelung mit Zertifikathandel für Strom aus Kleinwasserkraftanlagen mit einer Engpassleistung bis einschließlich 10 MW vorsieht, war zum Zeitpunkt der Auftragserteilung bereits vom Nationalrat beschlossen und von acht der neun Bundesländer signiert. Aus diesem Grund lautete der Auftrag des BMWA auch weniger dahingehend, eine möglichst umfassende, grundsätzliche wissenschaftliche Untersuchung über die Möglichkeiten für ein Quoten-/Zertifikathandelssystem für Regenerativstrom in Österreich auszuarbeiten,¹ als vielmehr den Bundesländern durch ein vom Bund finanziertes Gutachten eine gewisse Unterstützung bei der Gestaltung der Ausführungsgesetze² und zusätzlich notwendiger Verordnungen zu liefern.

Das vorliegende Gutachten gliedert sich im wesentlichen in drei inhaltliche Schwerpunkte: (a) politische und rechtliche Rahmenbedingungen, (b) theoretischer Hintergrund, sowie (c) praktische Umsetzung in Österreich und Handlungsempfehlungen. Während der erste Teil der Arbeit einen kurzen Abriss über die politischen und rechtlichen Entwicklungen der letzten Jahre in Bezug auf eine einheitlichere und wettbewerbsorientiertere Förderung der erneuerbaren Energien in der Europäischen Union bietet, behandelt der zweite Teil die einer

¹ Wie dies etwa für Deutschland im Auftrag des baden-württembergischen Umwelt- und Verkehrsministeriums gerade geschehen ist (vgl. Öko-Institut / DLR / Bergmann 2001).

² Diese sind binnen einer Frist von 6 Monaten ab Kundmachung des Energieliberalisierungsgesetzes zu erlassen und in Kraft zu setzen, d.h. bis spätestens 1. Juni 2001.

Quoten-/Zertifikathandelsregelung³ für Regenerativstrom zugrunde liegende Theorie; gleichzeitig bietet dieser Teil auch einen Vergleich mit anderen Förderinstrumenten für Regenerativstrom, sowie einen Überblick über die in Europa (und Australien) derzeit konkret geplanten Quoten-/Zertifikathandelssysteme. Der dritte und letzte Teil schließlich enthält eine Diskussion wichtiger Aspekte, verschiedener Gestaltungsmöglichkeiten und konkrete Handlungsempfehlungen für die praktische Umsetzung eines Quoten-/Zertifikathandelssystems für Strom aus Kleinwasserkraftwerken (KWKW⁴) in Österreich – wobei auch verschiedene Systemerweiterungsmöglichkeiten (Einbeziehung weiterer Technologien, internationaler Handel, Verknüpfung mit handelbaren Emissionszertifikaten, usw.) angesprochen werden. Dieser letzte Punkt repräsentiert zweifellos einen wichtigen Zusatznutzen des Gutachtens im Hinblick auf zukünftige Überlegungen in Richtung einer Erweiterung des geplanten KWKW-Zertifikathandelssystems.

Um eine gewisse Ausgewogenheit in den Ausführungen zu gewährleisten, wird im theoretischen Teil auch auf andere Instrumente zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern eingegangen. Dies erleichtert es einerseits, die Eignung der verschiedenen Instrumente unter der Voraussetzung unterschiedlicher politischer Präferenzen und Ziele sowie deren Wechselwirkungen (Komplementarität bzw. Substituierbarkeit) besser einschätzen zu können. Andererseits stellt dies eine nützliche Grundlage für weitere Diskussionen in Bezug auf eine weitere Verbesserung der Fördersysteme für erneuerbare Energieträger in Österreich dar.

Bei der Erstellung des Gutachtens wurde Wert darauf gelegt, eine gewisse Trennung zwischen den allgemeinen Aspekten in Bezug auf Quoten-/Zertifikathandelssysteme und den spezifischen Aspekten der Einführung eines solchen Fördermodells für Regenerativstrom aus Kleinwasserkraft in Österreich herbeizuführen. Dieser Aufbau hat den entscheidenden Vorteil, dass die für die Einführung eines Kleinwasserkraft-Zertifikathandelssystems in Österreich relevanten Umsetzungsaspekte (Kapitel 5) – und insbesondere die aus der gegenständlichen Analyse abgeleiteten Handlungsempfehlungen (vgl. Abschnitt 5.11) – als separate Bestandteile des Gutachtens für den Leser leichter zugänglich sind. Zusätzlich wurde im nachfolgenden Kapitel 2 eine Kurzzusammenfassung inkludiert, welche die für Österreich besonders relevanten Aspekte des Gutachtens in knapper und prägnanter Form wiedergibt.

³ Wenn in weiterer Folge von einem „Quoten-/Zertifikathandelssystem“ die Rede ist, so ist darunter ein kombiniertes System zu verstehen – d.h. eine Quotenregelung und gleichzeitige Einräumung der (potentiell effizienzsteigernden) Möglichkeit der Quotenzielerreichung mittels handelbarer Zertifikate.

⁴ Im Gegensatz zum EIWOG 2000 soll hier der Begriff „KWKW“ (und nicht „KWK“) Verwendung finden, um mögliche Verwechslungen mit Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen zu vermeiden.

Die beiden Begriffe „Ökostrom“ bzw. „Grünstrom“ wurden im Text zumeist durch den Begriff „Regenerativstrom“ ersetzt, vor allem, um der im neuen EIWOG gewählten begrifflichen Trennung zwischen Ökoanlagen und Kleinwasserkraftanlagen bzw. zwischen Ökostrom und Strom aus Kleinwasserkraftanlagen auszuweichen. Zum anderen soll nicht der fälschliche Eindruck bestärkt werden, dass jede Art der Stromerzeugung aus regenerativen Quellen (gleich) „grün“ im Sinne von ökologisch – bzw. für eine gesamthaft unter sozialen, ökologischen und (langfristigen) ökonomischen Gesichtspunkten nachhaltigere Entwicklung (gleich) förderlich – ist.

Die Mitarbeit meines geschätzten Kollegen Jens Drillisch vom Energiewirtschaftlichen Institut (EWI) der Universität Köln an einzelnen Teilen des Manuskripts möchte ich hiermit dankend anerkennen, ebenso wie zahlreiche Diskussionen mit ihm und anderen KollegInnen zum Thema Quoten-/Zertifikathandelssysteme, nicht zuletzt im Rahmen einer seit 1999 bestehenden informellen und internationalen wissenschaftlichen Diskussionsrunde, dem sog. „Quotenclub“.

R.M.

Zürich, im Mai 2001

2 Kurzzusammenfassung

Auf den folgenden sechs Seiten sollen die für Österreich bzw. für österreichische Entscheidungsträger aus anwendungsorientierter Sicht wichtigsten Informationen des Gutachtens anhand von griffigen Überschriften in komprimierter Form wiedergegeben werden.

- **Notwendigkeit für verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien kein Thema**

Über die Notwendigkeit einer verstärkten Nutzung erneuerbarer Energien herrscht heutzutage weitgehend Einigkeit. Im allgemeinen wird auch die Notwendigkeit des Einsatzes geeigneter Förderinstrumente nicht angezweifelt, um die Nutzung wirtschaftlich attraktiver zu gestalten bzw. überhaupt zu ermöglichen. Weit weniger Einigkeit herrscht hingegen über das in einem liberalisierten und zunehmend über die Landesgrenzen hinaus integrierten Marktumfeld am besten geeignete Förderinstrument.

- **Marktkräfte und Marktversagen**

Ökonomische Anreizinstrumente machen sich im Gegensatz zu traditionellen Regulierungsansätzen die Kräfte des Marktes zunutze. Dem gegenüber steht das Problem, dass es z.B. aus umweltpolitischer Sicht (bzw. der Sicht einer nachhaltigen Entwicklung) für viele Güter keine oder nur unvollständige Märkte gibt, sodass die Erzeuger und Verbraucher verfälschte Preissignale erhalten und es daher zu keiner Optimierung der gesellschaftlichen Wohlfahrt kommt. Während eine direkte Korrektur über Steuern die theoretisch problemadäquate „first-best“ Lösung darstellt, greift man in der Praxis immer wieder zu (sektoralen) „second-best“ Lösungen – wie eben dem Einsatz von Förderinstrumenten, um politisch angestrebte Ziele erreichen zu können.

- **Wettbewerbsorientierte Förderung der Regenerativstromerzeugung**

Mit dem Instrument der Quotenregelung in Verbindung mit handelbaren Zertifikaten für Strom aus erneuerbaren Energien versucht man einerseits, durch die Verpflichtung zum Erreichen einer bestimmten Quote eine garantierte und fixe Nachfrage zu schaffen, und andererseits zur Erfüllung derselben wettbewerbliche Elemente einzuführen und eine möglichst hohe Flexibilität zuzulassen. Durch die zusätzlich zu den Stromerlösen über den Zertifikathandel erzielbaren Erlöse kommt es zu einer Förderung der am Markt bestehenden Anbieter von Regenerativstrom. Gleichzeitig werden kostenineffiziente Anbieter über kurz

oder lang von konkurrenz- bzw. innovationsfähigeren Anbietern vom Markt verdrängt (bzw. zur Verbesserung ihrer Wirtschaftlichkeit gezwungen). Durch die Zertifizierung der Erzeugung kommt es darüber hinaus zu einer Trennung des Handels mit physikalischem Strom zu marktüblichen Preisen und dem Handel mit (den Zusatznutzen von Regenerativstrom repräsentierenden) Zertifikaten, welche an verschiedene Nachfrager am Markt – z.B. Quotenverpflichtete, Händler, Spekulanten, NGOs, usw. – weiterveräußert werden können. Letztlich erhofft man sich durch den Wettbewerbsdruck und den damit verbundenen Rationalisierungs- und Innovationsdruck Effizienzgewinne, die jene von garantierten Einspeisetarifsystemen bzw. Ausschreibungsmodellen übertreffen.

- **Ein österreichischer Versuchsballon**

Die Kleinwasserkraft in Österreich wurde in den letzten Jahren insbesondere durch das EIWOG 1998, das keine Förderung der Stromerzeugung aus KWKW-Anlagen vorsah, schlechter als andere gemeinhin als förderungswürdig eingestufte Technologien zur Regenerativstromerzeugung gestellt.⁵ Durch diese spezielle Benachteiligung (und wohl auch deshalb, weil bei einer generellen Umstellung des bestehenden Fördersystems von garantierten Einspeisetarifen auf ein Quotensystem mit großen Widerständen zu rechnen gewesen wäre) hat sich ein interessantes Opportunitätsfenster aufgetan, um im Lichte der aktuellen Diskussion über die am besten geeigneten Förderinstrumente für erneuerbare Energieträger in Europa eine zunächst auf eine einzige Technologie beschränkte Quoten-/Zertifikat-handelsregelung für Regenerativstrom einzuführen. Die Ausnützung dieses „window of opportunity“ bietet gleichzeitig den entscheidenden Vorteil, dass das System durch die Beschränkung auf eine Technologie überschaubar bleibt, und gleichzeitig nicht erwünschte Effekte (z.B. Verminderung der Erzeugungsvielfalt durch dominante Technologien) weitgehend vermieden werden können. Nicht zuletzt erlaubt dies auch in einer Zeit, in der die Europäische Union eine abwartende Haltung in Bezug auf eine Harmonisierung der Fördersysteme für die Regenerativstromerzeugung einnimmt, wichtige Lernkurveneffekte zu erzielen und darüber hinaus eventuell gewünschte Systemerweiterungen (Einbeziehung weiterer Technologien, bilateraler oder multinationaler Handel mit Kleinwasserzertifikaten, usw.) sukzessive vornehmen zu können.

⁵ Auf einen Diskurs der Förderwürdigkeit von Kleinwasserkraftanlagen unter Einbeziehung der sehr unterschiedlichen (gewässer-)ökologischen Auswirkungen wird in diesem Gutachten bewusst verzichtet, da eine Behandlung dieser Thematik nicht Gegenstand des Auftrages für dieses Gutachten war. Es wird auf die Arbeiten von Jorde / Truffer (1999) und Meyerhoff / Petschow (1998) u.a. verwiesen, sowie zum Themenbereich Umweltzertifizierung von Kleinwasserkraftanlagen auf EAWAG / econcept (2001).

- **Oberste Prämisse Funktionalität**

Da es sich beim geplanten österreichischen Zertifikatmarkt um einen Markt mit im europäischen Vergleich relativ geringem Volumen handelt, ist es von essentieller Bedeutung, die System- und Transaktionskosten gering zu halten. Aus diesem Grund erscheint ein bundesweit im großen und ganzen einheitlich geregeltes System am zielführendsten zu sein. Um die Funktionalität des Systems und insbesondere die Quotenerfüllung zu gewährleisten, ist auch die Festsetzung einer hinreichend hohen Strafzahlung (lt. EIWOG „Ausgleichsabgabe“) vorzusehen. Weiters ist es infolge des (in Abhängigkeit von der jeweiligen Wasserführung) schwankenden Erzeugungsaufkommens aus Kleinwasserkraftanlagen einerseits, und des sich im Jahresvergleich vor allem konjunktur- und witterungsbedingt verändernden Stromverbrauches andererseits wichtig, eine ausreichende Flexibilisierung von Angebot und Nachfrage zu erzielen, um Illiquiditäten des Zertifikatmarktes und die Möglichkeiten für missbräuchliches strategisches Verhalten weitgehend zu vermeiden. Dies kann entweder durch die Einführung von „Banking“ (Verwendung von Zertifikaten in einer späteren Periode) bzw. „Borrowing“ (Nachweis der Quotenerfüllung in einer späteren Periode) von Zertifikaten, oder aber komplementär dazu durch eine gewisse Vorlaufzeit erreicht werden, während der Zertifikate generiert werden können, ohne dass gleichzeitig eine Nachweispflicht besteht (d.h. Aufbau eines für einen raschen Systemaufbau dienlichen Grundstockes an Zertifikaten, der am Beginn der ersten Nachweisperiode bereits zur Verfügung stehen würde).

- **Stabile Rahmenbedingungen**

Es kann nicht oft genug betont werden, dass die Funktionstüchtigkeit eines vom Funktionsprinzip her eher „instabilen“ (im Sinne von wartungs- bzw. überwachungsbedürftigen) Quoten-/Zertifikathandelssystems stark von den gewählten Systemparametern und den sonstigen Rahmenbedingungen abhängt. Neben der bereits genannten Festlegung einer ausreichend hohen Strafzahlung für das Nichterreichen der Quotenverpflichtung spielt auch die Kontinuität, Konsistenz und Glaubwürdigkeit der energiebezogenen Förderpolitik eine entscheidende Rolle, da diese das Investorenverhalten und die Zertifikatpreisbildung maßgeblich beeinflussen, und somit das Vertrauen in dieses innovative (und damit eben auch gewöhnungsbedürftige) Förderinstrument stärken helfen.

- **Knackpunkt Strafzahlung („Ausgleichsabgabe“)**

Infolge der sehr geringen kurzfristigen Grenzkosten ist es im Falle der Kleinwasserkraft zielführender, von den Durchschnittskosten des gerade noch in die Quote fallenden Anbieters

(Grenzanbieters) auszugehen, um unter der Prämisse der Quotenzielerreichung einen Anhaltspunkt für die erforderliche Mindesthöhe der Strafzahlung zu erhalten. Ausgehend von einem als repräsentativ erachteten Datensatz des Österreichischen Vereins zur Förderung von Kleinkraftwerken (ÖVFK) mit insgesamt 56 Kleinwasserkraftanlagen wurden *fiktive durchschnittliche Produktionskosten des Grenzanbieters* (d.h. ohne Berücksichtigung von kalkulatorischem Unternehmerlohn, Gewinnspanne, durch den Zertifikathandel entstehende zusätzliche Transaktionskosten, usw.) *von derzeit rund ATS 1,70* (12,4 ¢EUR) ermittelt. Zieht man davon einen angenommenen, durchschnittlich erzielbaren Marktpreis für den physikalischen Strom von ATS 0,30 (2,2 ¢EUR) ab, so erhält man eine Mindest-Strafzahlung in der Höhe von etwa ATS 1,40 (10,2 ¢EUR). Zu einem ähnlichen Ergebnis kommt man, wenn man auf Basis einer Annuitätenrechnung und über die gesamte Branche gemittelten Gestehungskosten von rd. ATS 0,90 (6,5 ¢EUR) ausgeht und diese mit einem entsprechend deutlichen Aufschlag zur Sicherstellung der Quotenzielerreichung (bzw. auch zur Abdeckung in der Kalkulation nicht berücksichtigter Kostenpositionen, z.B. Unternehmerlohn, zusätzlicher Transaktionskosten, etc.) versieht.

Aufgrund der durch neue Anbieter hervorgerufenen Marktberichtigungen (v.a. aufgrund von sanierten und/oder revitalisierten Anlagen mit im Vergleich zu Neuanlagen deutlich geringeren Investitionskosten) und die dadurch zu erwartenden Effizienzgewinne kann allerdings – unter der Voraussetzung eines funktionstüchtigen Zertifikatmarktes – davon ausgegangen werden, dass diese Strafzahlung relativ rasch (d.h. wahrscheinlich nach spätestens 2–3 Jahren) deutlich nach unten korrigiert werden kann. Aufgrund der erforderlichen Flexibilität bei der Feinjustierung des Systems empfiehlt es sich hier jedenfalls, die diversen Systemparameter (Strafzahlung, Flexibilitätsmechanismen) auf dem Verordnungsweg festzulegen. Eine bundesländerweise unterschiedlich hohe Strafzahlung (lt. EIWOG „Ausgleichsabgabe“) erscheint nicht zielführend zu sein, da die Funktionsfähigkeit des Systems und insbesondere die Quotenzielerreichung oberste Priorität haben sollte, und ansonsten die vor allem auf eine gesteigerte ökonomische Effizienz abzielenden Vorteile dieses Förderinstruments nicht bzw. nicht voll zum Tragen kommen können.

Wird die Ausgleichsabgabe hoch genug angesetzt (sodass es bei einem ausreichenden Zertifikatangebot nicht attraktiver ist, statt Zertifikate zu kaufen die Ausgleichsabgabe zu bezahlen), dann ist die Erreichung der Quote in einem funktionstüchtigen Zertifikathandelsystem prinzipiell möglich. Gleichzeitig sind bei Illiquiditäten des Marktes (aufgrund von Designfehlern, Marktkonzentrationen, exzessivem strategischem Verhalten der Anbieter, usw.) allerdings auch hohe Volumina an (in die Ausgleichsabgabefonds der Länder fließenden) Strafzahlungen und dadurch eine entsprechend hohe Belastung der Quoten-

verpflichteten zu erwarten. Ist andererseits die Ausgleichsabgabe zu niedrig veranschlagt, dann kann das Quotenziel aus theoretischer Sicht nicht (bzw. zumindest nicht von Anfang an) erreicht werden, weil es für die Verpflichteten meist attraktiver sein wird, statt Zertifikate zu kaufen die Strafe zu zahlen, und die Förderung der KWKW-Betreiber verringert sich entsprechend. Wie an mehreren Stellen des Gutachtens angemerkt, sind in dieser Hinsicht sowohl der im EIWOG 2000 im Zusammenhang mit dem KWKW-Zertifikathandel enthaltene Terminus „Ausgleichsabgabe“ (anstatt „Strafzahlung“ bzw. „Pönale“) als auch die Formulierung „an ... [den] ... durchschnittlichen Produktionskosten von Kleinwasserkraftwerken“ (anstatt „an den durchschnittlichen Produktionskosten des Grenzanbieters“) als *aus ökonomischer Sicht problembehaftet zu beurteilen*, da sie den Handlungsspielraum in Richtung einer ausreichend hohen Strafzahlung unnötig einschränken.

- **Abnahmegarantie oder Selbstvermarktung**

Mit der Verpflichtung zur Selbstvermarktung des physikalischen Stromes aus Kleinwasserkraftwerken hat die (Landes-)Politik ein zusätzliches Instrument in der Hand, um die Wettbewerbssituation der Betreiber von Kleinwasserkraftwerken zu verschärfen. Gleichzeitig wird aber auch die Unsicherheit der Erlöse und damit das unternehmerische Risiko erhöht, was die von den Investoren bzw. Kreditgebern geforderten Risikoprämien hinaufschrauben dürfte. Die Entscheidung bzgl. der Einführung einer Abnahmegarantie für den physikalischen Strom, die grundsätzlich zwar dem Effizienzziel entgegen läuft, aber deren Sinnhaftigkeit mit anderen Argumenten begründet werden kann, liegt im Wesentlichen im politischen Ermessen, weshalb der Autor keine explizite Empfehlung dazu abgeben möchte. Denkbar wäre insbesondere eine Regelung nur für kleine Anbieter (z.B. ≤ 1 MW) bzw. u.U. auch eine vorübergehende Abnahmeverpflichtung in der Einführungsphase.

- **Zehn konkrete Handlungsempfehlungen**

1. Einrichtung eines zentralen elektronischen Zertifikatregisters.
2. Initiierung einer Internet-Handelsplattform für einen börsenmäßig organisierten Handel.
3. Monatliche Ausstellung der Zertifikate (sofern praktikabel bzw. zumutbar).
4. Festlegung eines unterjährigen Quotennachweises (z.B. halb- oder vierteljährlich).
5. Flexibilisierung I: Gültigkeitsdauer der Zertifikate 1,5 – 3 Jahre (limitiertes Banking).

6. Flexibilisierung II: Einführung von limitiertem Borrowing (z.B. beschränkt auf 2–3 Jahre).
7. Flexibilisierung III: evtl. Nutzen des 4. Quartals 2001 als „Vorlaufzeit“ (Generierung eines Grundstocks an Zertifikaten ohne gleichzeitiges Bestehen einer Nachweispflicht).
8. Anstreben einer bundesweit einheitlich festgelegten Ausgleichsabgabe (Pönale):
 - (a) aufgrund (wirtschafts-)theoretischer Überlegungen (Prämissen: Quotenzielerreichung, Strafcharakter der Ausgleichsabgabe) müsste sie anfänglich mit zumindest etwa ATS 1,40 / kWh angesetzt werden (Orientierung an Differenz aus Marktpreis von rd. 30 g / kWh und den *Durchschnittskosten des Grenzanbieters* i.d.H.v. geschätzten ATS 1,70 / kWh) und im Laufe der Zeit entsprechend den erzielten Kosteneffizienzsteigerungen abgesenkt werden;
 - (b) aufgrund zusätzlicher, z.T. faktischer Überlegungen (im EIWOG 2000 gewählte Formulierung „an ... durchschnittlichen Produktionskosten von Kleinwasserkraftwerken ... orientieren“; schwierige politische Durchsetzbarkeit einer hohen Strafzahlung aufgrund der föderalistischen Struktur und stark unterschiedlicher KWKW-Potentiale; Möglichkeit, dass die Quotenerfüllung aufgrund von Marktliquiditäten anfänglich nur gering und das Ausgleichsabgabenvolumen daher entsprechend hoch ausfallen könnte; Schaffung eines sofortigen verstärkten Innovationsdruckes für besonders kostenineffiziente Anlagen; Verringerung unbotmäßig hoher Mitnahmeeffekte für besonders kostengünstige Anlagen, usw.) ist m.E. auch eine Ausgleichsabgabe von bundesweit zumindest etwa ATS 1,-- noch vertretbar, ohne die von Anfang an gegebene grundsätzliche Funktionsfähigkeit des Systems (Vermeiden einer systematischen Nichterreichung des Quotenzieles) zu sehr zu gefährden. Dies dürfte allerdings zumindest vorübergehend (d.h. vermutlich in den ersten 1–2 Jahren nach Einführung des Systems) mit einem etwas geringeren Quotenzielerreichungsgrad (und einer entsprechend geringeren Förderung der KWKW-Betreiber) verbunden sein.
9. Festsetzung der Ausgleichsabgabe und sonstiger wichtiger Systemparameter im Verordnungsweg (Flexibilität bei erforderlichen Nachjustierungen).
10. Kauf von Defizitzertifikaten aus Mitteln der Ausgleichsabgabefonds (Vermeidung einer Schädigung der Zertifikatanbieter durch Quoten-Nichterfüllung).

3 Politische und rechtliche Rahmenbedingungen

3.1 Einleitung

Die Energiepolitik der Europäischen Union und seiner Mitgliedsstaaten ist zunehmend von dem Bestreben geprägt, die Liberalisierung und Harmonisierung der verschiedenen Energiemärkte mit dem effizienten Erreichen energie- und umweltpolitischer Ziele (in Richtung einer insgesamt nachhaltigeren Entwicklung⁶) zu kombinieren. Der Stellenwert eines forcierten Einsatzes erneuerbarer Energieträger hat sich vor allem durch das EU-Weißbuch zum Thema erneuerbare Energieträger aus dem Jahr 1997⁷, das bis 2010 eine Verdoppelung des Anteils der erneuerbaren Energieträger am Gesamtenergieverbrauch der Europäischen Union von 6 auf 12 % vorsieht, sowie durch die im Rahmen des Kyoto-Protokolls eingegangenen und grundsätzlich völkerrechtlich verbindlichen Verpflichtungen stark erhöht.⁸

In allen Mitgliedsstaaten der Europäischen Union bilden die monetäre und nicht-monetäre Förderung der Nutzung erneuerbarer Energieträger zur Strom- und Wärmebereitstellung mittlerweile ein wichtiges Element der Energiepolitik – allerdings in den unterschiedlichsten Ausprägungen. Im Elektrizitätsbereich, wo die Liberalisierung am weitesten fortgeschritten ist, spielen neben den nach wie vor existierenden und z.T. massiven Subventionen im Bereich der nicht regenerativen Stromerzeugung⁹ auch andere Faktoren, wie beispielsweise der nicht diskriminierende Zugang zu den Stromnetzen, eine wichtige Rolle für das Erreichen einer gewissen Chancengleichheit („level playing field“). Ebenfalls bedeutsam ist der Abbau der nicht-monetären Hemmnisse bei der eigentlichen Nutzung der regenerativen Energieträger, etwa im Bereich der Rahmenbedingungen für die Umsetzung von Energieprojekten (z.B. Dauer und Komplexität der Planungs- und Genehmigungsverfahren).¹⁰

In den verbleibenden Abschnitten dieses Kapitels soll in knapper Form auf die wichtigsten Rahmenbedingungen für die Einführung eines Quoten-/Zertifikathandelssystems für Regenerativstrom eingegangen werden, und zwar unter den folgenden vier Gesichtspunkten:

⁶ Dem Begriff der nachhaltigen Entwicklung wird in der Regel eine ökonomische, ökologische, soziale und oftmals auch noch eine institutionelle Dimension zugeschrieben.

⁷ Europäische Kommission (1997).

⁸ Bevor das Kyoto-Protokoll in Kraft tritt, muss es erst von einer ausreichenden Anzahl Signatarstaaten ratifiziert werden. Aufgrund des angekündigten Ausstiegs der USA aus dem Kyoto-Prozess ist die Zukunft der internationalen Klimaschutzverpflichtungen zur Zeit ungewiss.

⁹ Für eine Darstellung der Subventionsproblematik im Energiebereich vgl. IEA (1999); für Deutschland bietet EWI / Prognos (1999) einen guten Überblick.

¹⁰ Vgl. Öko-Institut / DLR / Bergmann (2001), Kap. 2.

- Binnenmarkt-Harmonisierungsbestrebungen der EU,
- Geplante EU-Richtlinie zur Förderung von Regenerativstrom,
- Status internationaler Quotenmodelle,
- Der von Österreich beschrittene Weg.

3.2 Binnenmarkt-Harmonisierungsbestrebungen der EU

3.2.1 Neue Rahmenbedingungen für die nationale Energiepolitik – Wettbewerb und Nachhaltigkeit

Die Liberalisierung der europäischen Strom- und Gasmärkte hat die Energiepolitik der EU-Mitgliedsstaaten fundamental verändert. Alle regionalen und nationalen Maßnahmen im Bereich der Energiepolitik unterliegen dadurch einerseits dem Kriterium der rechtlichen und ökonomischen Kompatibilität mit den Grundprinzipien des europäischen Binnenmarktes (Freiheit des Personen-, Kapital-, Güter- und Dienstleistungsverkehrs gem. EG-Vertrag, zuletzt abgeändert in Amsterdam 1997), und andererseits konkreten Zielvorgaben auf europäischer Ebene.¹¹ Bisherige nationale energiepolitische Maßnahmen und Ziele (Sicherung der Energieversorgung, Umweltschutz, Sicherung vorhandener bzw. Schaffung neuer Arbeitsplätze, selektive Branchenförderung, usw.) mit zumeist sehr spezifischen und voneinander oft sehr stark abweichenden Zielgewichtungen kommen zunehmend durch eine vor allem an Wettbewerbsprinzipien orientierte Energiepolitik unter Druck.¹² Zudem hat in den letzten Jahren ein gesellschaftlicher Wertewandel stattgefunden, der in der Energiediskussion auch Prinzipien wie der Umwelt- und Sozialverträglichkeit einen zunehmend breiteren Platz einräumt.

Mit der Binnenmarkttrichtlinie Strom (96/92/EG) und der Binnenmarkttrichtlinie Gas (98/30/EG) wurde den EU-Mitgliedsstaaten zur Auflage gemacht, ihre Strom- und Gasmärkte zumindest schrittweise zu öffnen. Die Richtlinien wurden (mit einigen wenigen Ausnahmen) innerhalb der dafür vorgesehenen Fristen in nationales Recht umgesetzt, wobei man derzeit allerdings noch nicht von einem funktionierenden, einheitlichen europäischen Strom- und Gasbinnenmarkt sprechen kann. Weiteren Aufschluss über den verbleibenden Harmonisie-

¹¹ Diese werden teilweise sogar bis auf die nationale Ebene heruntergebrochen, wie das Beispiel der indikativen Ziele im Entwurf für die EU-Richtlinie zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern zeigt (vgl. Europäische Kommission 2000d).

¹² Vgl. Matthes / Timpe (2000).

rungsbedarf in Bezug auf gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt bieten die einschlägigen Berichte der Europäischen Kommission.¹³

3.2.2 Staatliche Beihilfen

Für die Gestaltung von Fördersystemen für erneuerbare Energieträger sind auch die EU-Regeln bezüglich der staatlichen Beihilfen im Bereich des Umweltschutzes von großer Bedeutung. Für sie wurde erst kürzlich eine Neufassung vorgestellt, und zwar mit dem Anspruch, die Anwendung nationaler Fördermechanismen für Regenerativstrom durch die Bereitstellung klarer und günstiger Regeln zu erleichtern.¹⁴ Insgesamt sind darin vier verschiedene (und zeitlich befristete) Förderoptionen vorgesehen:

- Betriebsbeihilfen zur Kompensation von höheren Produktionskosten (abzgl. der erzielbaren Marktpreise),
- „grüne“ Zertifikate oder Ausschreibungen,
- Betriebsbeihilfen auf Basis vermiedener externer Kosten, sowie
- Betriebsbeihilfen gemäss den allgemeinen Gestaltungsregeln für derartige Beihilfen (d.h. degressiv von 100 % der Mehrkosten auf 0 % über 5 Jahre bzw. nicht degressiv bis max. 50 % über max. 5 Jahre); darüber hinaus sind Investitionskostenförderungen bis zu 40 % zulässig.

Obwohl es anfangs Befürchtungen dahingehend gab, dass durch die neuen Beihilfenregeln nationale Fördersysteme unter Umständen stark eingeschränkt würden, haben sich diese im Großen und Ganzen nicht bestätigt.¹⁵

3.2.3 Integration des Umweltschutzes in die Wirtschaftspolitik

Eine zunehmend ernstzunehmende treibende Kraft bei der Harmonisierung des EU-Binnenmarktes stellt die in den Amsterdamer Verträgen enthaltene stärkere Integration von Umweltschutzagenden in der Wirtschaftspolitik dar.¹⁶ Sie soll helfen, die Mehrdimensionalität des Nachhaltigkeitsbegriffes besser zu verwirklichen. Allerdings wurde an den bisherigen Ansätzen, insbesondere jenen des Energierates des Europäischen Rates, bereits mehrfach

¹³ Vgl. z.B. Europäische Kommission (1998a, 1999a, 2000e).

¹⁴ Vgl. Europäische Kommission (2001). Insbesondere der Abschnitt E.3.3.2 enthält Bestimmungen in Bezug auf die Fördermöglichkeiten für die Erzeugung von Regenerativstrom (Option 2).

¹⁵ Eine abschließende Beurteilung erscheint dzt. allerdings noch verfrüht.

¹⁶ Vgl. Europäische Kommission (2000c).

kritisiert, dass etwa ökologische Nachhaltigkeitsziele bisher nicht in adäquater Weise spezifiziert wurden.¹⁷

3.2.4 Zunehmende Zielkonflikte

Obwohl eine verstärkte Bereitstellung von Strom aus erneuerbaren Energieträgern politisch vielfach gewollt wird, liegt ein Hauptproblem der Umsetzung in der unter den aktuellen Rahmenbedingungen in den seltensten Fällen gegebenen Wirtschaftlichkeit der regenerativen Erzeugungstechnologien.¹⁸ Dies bedingt den Einsatz zusätzlicher Anreizmechanismen bzw. Fördermittel, was volkswirtschaftliche Mehrkosten verursachen kann. Der Einsatz dieser zusätzlichen Mittel wird im allgemeinen damit gerechtfertigt, dass durch den verstärkten Einsatz von erneuerbaren Energien (in vorzugsweise modernen Anlagen) und die damit verbundene Substitution konventioneller Stromerzeugung auch gesellschaftlicher Nutzen gestiftet wird, beispielsweise durch die Vermeidung von emissionsbedingten Umwelt- und Klimaschäden, Diversifikation der Erzeugungsstruktur (höhere Versorgungssicherheit), Reduktion der Auslandsabhängigkeit, Erhöhung der Wertschöpfung und Schaffung neuer bzw. Erhaltung bestehender Arbeitsplätze in schlechter entwickelten Regionen (erwünschte Verteilungseffekte, Regionalförderung), usw. Insgesamt geht es also um die Frage, ob der zusätzlich gestiftete gesellschaftliche Nutzen höher oder niedriger ist als die durch die Fördermaßnahmen verursachten volkswirtschaftlichen Kosten.¹⁹

Bei der Ausschöpfung des gesellschaftlichen Nutzens sind jedoch jeweils alle zur Verfügung stehenden Optionen zu beachten. Treibhausgasemissionen zum Beispiel lassen sich auch durch eine effizientere Energienutzung (Stichwort Gebäudesanierung u.a.) erzielen. Das Prinzip der Kostenminimierung schreibt dabei vor, dass zur Erreichung eines bestimmten Zieles die kostengünstigsten Maßnahmen eingesetzt werden sollten. Aufgrund der z.T. relativ hohen Kosten pro vermiedener Einheit Treibhausgas der regenerativen Stromerzeugung können bei einer einseitigen Förderung dieser Technologien u.U. kostengünstigere

¹⁷ Vgl. Europäischer Rat (1999) und für eine kritische Diskussion z.B. Görlach (2000), der darauf hinweist, dass der Energierat in seinen Überlegungen weder über die bereits bekannten (bzw. bereits angenommenen) Ziele hinauskommt noch beispielsweise die ökologischen Auswirkungen der Verwirklichung des Europäischen Binnenmarktes evaluiert hat.

¹⁸ Eine Ausnahme stellen v.a. zahlreiche noch vor der Liberalisierung gänzlich (oder zumindest größtenteils) abgeschriebene (Wasserkraft-)Anlagen dar. Langfristig betrachtet müssen sich die erzielbaren Erlöse der Anlagen jedoch an den Durchschnittskosten orientieren, da ein über längere Zeit erfolgreicher Betrieb von Kraftwerken nur mit Deckung der kurzfristigen Grenzkosten die Erwirtschaftung der Abschreibungen bzw. Bildung von entsprechenden Rücklagen für Re-Investitionen nicht zulässt.

¹⁹ Es sei an dieser Stelle angemerkt, dass es aufgrund der Komplexität der Wirtschafts- und Umweltsysteme und der zahlreichen Unsicherheiten in vielen Fällen sehr schwierig ist, die externen Kosten und Nutzen der Energiebereitstellung einigermaßen konsensual, umfassend und genau zu quantifizieren, und noch viel schwieriger, sie einigermaßen zufriedenstellend zu monetarisieren.

Alternativen (z.B. im Bereich der Energieeffizienzmaßnahmen), mit denen die Zielerreichung ebenfalls gewährleistet werden kann, verdrängt werden.

Aus ordnungspolitischer Sicht ist in einer Marktwirtschaft u.a. entscheidend, dass der sozio-ökologische Rahmen durch eine geeignete Wahl von Instrumenten so gesetzt wird, dass den gesellschaftlichen Präferenzen weitgehend entsprochen wird und die Funktionsfähigkeit des Marktes dennoch gewährleistet bleibt – damit Ziele auch tatsächlich ökonomisch effizient erreicht werden können.²⁰ Die Notwendigkeit der Förderung der Energienutzung aus erneuerbaren Energieträgern ist auch in Zeiten des Übergangs zu einem mehr und mehr an Wettbewerbsprinzipien orientierten Ordnungsrahmen weitgehend unbestritten geblieben, wenn sich auch der Effizienzgedanke mittlerweile in zunehmendem Maße durchzusetzen scheint. Allerdings nimmt durch das infolge der Liberalisierung der Energiemärkte entstehende Wettbewerbsumfeld das Konfliktpotential zwischen den Polen ‚Harmonisierung‘ « ‚Subsidiarität‘ einerseits und ‚Effizienz‘ « ‚Diversifizierung‘ andererseits zu, bzw. letztlich auch zwischen den vornehmlich an ökonomischen Parametern orientierten Zielsetzungen der Energiewirtschaft und den (neben den ökonomischen insbesondere auch) ökologische und soziale Kriterien berücksichtigenden gesellschaftspolitischen Zielsetzungen.

Die durch die verschiedenen Fördermaßnahmen für regenerative Energieträger angestrebten Zielsetzungen können sehr unterschiedlich sein und die Art bzw. Auswahl des am besten geeigneten Förderinstrumentes maßgeblich mitbestimmen (vgl. Abschnitt 4.1). Als spezifische Ziele kommen (einzeln oder in Kombination miteinander) insbesondere die folgenden in Betracht:

- Umwelt- und Klimaschutz,
- Verbesserung der Wirtschaftlichkeit der Anlagen zur Regenerativenergienutzung (Erzielung von Lernkurven- und Mengenkostendegression),
- Erreichung bzw. Sicherung eines bestimmten Marktanteiles.

Die Energiepolitik in Europa der kommenden Jahre wird unter anderem von der Bemühung geprägt sein, die Liberalisierung und Harmonisierung der Strom- und Gasmärkte voranzutreiben und im Sinne einer nachhaltigeren Entwicklung mit dem effizienten Erreichen ökologischer, sozialer und langfristiger ökonomischer Ziele zu verquicken. Da die umwelt- und sozialverträglichsten und langfristig wirtschaftlichsten Technologien jedoch nicht immer die kurzfristig profitabelsten sind, kann es hier zu Zielkonflikten kommen, insbesondere zwischen

²⁰ Vgl. Rennings et al. (1996).

dem Ziel einer Maximierung der ökonomischen Effizienz und weitgehenden Harmonisierung einerseits, und dem Ziel einer den nationalen und regionalen Präferenzen bzw. Gegebenheiten ausreichend Rechnung tragenden Entwicklung andererseits (geografische und technologische Diversifikation). Angesichts dieses Spannungsfeldes ist es auch nicht allzu verwunderlich, dass nationale Systeme zur Förderung von erneuerbaren Energietechnologien immer wieder Gefahr laufen, mit Grundsätzen und Rechtsvorschriften der Europäischen Union in Konflikt zu geraten.

Abgesehen von einer mangelnden Internalisierung der externen Kosten²¹ können Marktverzerrungen im Zusammenhang mit der Nutzung erneuerbarer Energieträger aus mehreren Gründen entstehen. Zum einen etwa durch die unterschiedliche Belastung der Stromverbraucher in den einzelnen Mitgliedsstaaten aufgrund unterschiedlicher Zielvorgaben und Fördermaßnahmen für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern. Stromverbraucher in Mitgliedsstaaten mit ehrgeizigen Ausbauzielen (oder ineffizienten Fördersystemen) werden höher belastet als Stromverbraucher in Regionen mit weniger ambitionierten Ausbauzielen (oder effizienten Fördersystemen) für die Nutzung regenerativer Energieträger. Zum anderen wird durch ordnungspolitisch festgelegte Preise bzw. Mengen ein geschützter Markt für Energie aus erneuerbaren Energieträgern aufgebaut, der sich durch das freie Spiel von Angebot und Nachfrage allein nicht gebildet hätte. Letztlich darf auch nicht vergessen werden, dass auch seitens der konventionellen Energieerzeugung seit vielen Jahren Marktverzerrungen bestehen (z.B. durch Subventionen bzw. (einseitige) FE&D-Förderung).²²

3.3 Die geplante EU-Richtlinie zur Regenerativstrom-Förderung

Mit der Absicht, eine Richtlinie zur Förderung von Regenerativstrom im EU-Binnenmarkt zu schaffen,²³ hat die EU-Kommission einen weiteren wichtigen Schritt gesetzt in Richtung einer mit den Grundprinzipien der Union und insbesondere der Strombinnenmarkt-Richtlinie 96/92/EG²⁴ kompatiblen und signifikanten Ausweitung des Anteils der erneuerbaren Energieträger am Gesamtenergieaufkommen. Die Notwendigkeit für die beabsichtigte Aus-

²¹ Darunter versteht man Kosten, für die nicht der Verursacher selbst, sondern die Gesellschaft als Ganzes aufzukommen hat.

²² Vgl. IEA (1999) bzw. EWI / Prognos (1999) für Deutschland.

²³ Vgl. Europäische Kommission (1998b, 1999b, 2000a).

²⁴ Vgl. Europäische Kommission (1996).

weitung wird dabei vor allem mit den Verpflichtungen im Rahmen des Kyoto-Protokolls²⁵ und den im EU-Weissbuch²⁶ genannten Zielen begründet.

Die Entwicklung der EU-Richtlinie zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen hat sich als langwierig und mühsam erwiesen. Ein erster Entwurf²⁷, in dem für Ende 2005 eine Abschaffung von auf garantierten Einspeisetarifen basierenden Fördersystemen zugunsten eines wettbewerbsorientierten internationalen Systems vorgesehen war, wurde vor allem auf Betreiben der Windenergie-Lobby einiger Mitgliedsstaaten rasch wieder zurückgezogen. Stattdessen wurde im Frühjahr 1999 ein deutlich vorsichtiger formuliertes Arbeitspapier veröffentlicht, das als Grundlage für die weitere Diskussion bzw. Entwicklung der Richtlinie diente.²⁸

In weiterer Folge wurden mehrere revidierte Richtlinien-Entwürfe publik, in denen die EU-Kommission in Bezug auf die Wahl eines geeigneten nationalen Förderinstrumentariums bewusst das Subsidiaritätsprinzip betont hat. Sie stellt sich dabei u.a. auf den Standpunkt, dass es aus heutiger Sicht noch verfrüht sei, ein EU-weit einheitliches Fördersystem für Strom aus erneuerbaren Energieträgern zu lancieren, da die nationalen Erfahrungen noch sehr limitiert seien und der Anteil preisgestützten Stromes aus erneuerbaren Energieträgern in der Gemeinschaft noch verhältnismäßig gering sei.²⁹ Im Entwurf vom Frühjahr 2000 wurden erstmals auch indikative nationale Zielgrößen für den Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern vorgestellt,³⁰ zu deren Erreichung die EU-Kommission vor allem durch ein umfangreiches Berichtswesen anhalten will. Nachdem das Europäische Parlament (November 2000) und der Energieministerrat (Dezember 2000) Stellung bezogen hatten, verabschiedete die Kommission im Dezember 2000 einen abermals abgeänderten Vorschlag für eine Richtlinie³¹, deren wichtigste Kernpunkte folgendermaßen zusammengefasst werden können:

- Verpflichtung der Mitgliedsstaaten zur Festlegung von nationalen Zielen in Bezug auf die absolute Menge oder den Anteil von Strom aus erneuerbaren Energieträgern am Stromverbrauch (es sind keine Sanktionen bei Nichterreichen der Ziele vorgesehen);

²⁵ Vgl. UNFCCC (1997).

²⁶ Vgl. Europäische Kommission (1997).

²⁷ Vgl. Europäische Kommission (1998b).

²⁸ Vgl. Europäische Kommission (1999b).

²⁹ Vgl. z.B. Europäische Kommission (2000a).

³⁰ Vgl. dazu Abbildung A2 im Anhang.

³¹ Europäische Kommission (2000d).

- Vereinbarkeit der nationalen Ziele mit den Zielen des EU-Weißbuches, den im Richtlinien-Entwurf genannten indikativen Zielvorgaben, sowie sich u.U. aus der Erfüllung der Kyoto-Verpflichtung ergebenden Zielvorgaben³²;
- Festsetzung einer 5-jährigen Beobachtungsperiode, während der Indizien für ein dominierendes und mit den Wettbewerbsprinzipien der Europäischen Union kompatibles Förderinstrument gesammelt werden sollen; ggf. wird die EU-Kommission nach Ablauf dieser Beobachtungszeit Vorschläge über harmonisierte Fördermechanismen unterbreiten³³;
- Einführung von Zertifikaten für den Herkunftsnachweis der erneuerbaren Stromerzeugung innerhalb von 2 Jahren nach Inkrafttreten der Richtlinie durch die Mitgliedsstaaten.
- Gegenseitige Anerkennung nationaler Zertifikate; eine eventuelle Ablehnung der Anerkennung muss auf objektiven, transparenten und nicht diskriminierenden Bedingungen basieren;
- Benennung einer von der Stromerzeugung und -verteilung unabhängigen Stelle für die Zertifikatausstellung innerhalb Jahresfrist nach Inkrafttreten der Richtlinie durch die Mitgliedsstaaten;
- Überprüfung und Vereinfachung der Genehmigungs- und Netzanschlussregelungen.

Durch die mittlerweile abwartende Haltung der EU-Kommission wurde zumindest ein Teil des vorhandenen Druckes in Richtung einer europaweiten Harmonisierung der Regenerativstromförderung wieder weggenommen, sodass der (Weiter-)Entwicklung eigenständiger nationaler und wie bisher auch weiterhin sehr unterschiedlicher Systeme ein gewisser Vorschub geleistet wird. Dadurch dürften in einigen Jahren zwar wertvolle zusätzliche praktische Erfahrungen mit unterschiedlichen Förderinstrumenten für Regenerativstrom (und insbesondere zu den in einigen Ländern in Vorbereitung bzw. Einführung befindlichen Quoten-/Zertifikathandelssystemen!) vorliegen, die Herbeiführung einer raschen Harmonisierung aber unter Umständen noch schwerer fallen als heute.

Insgesamt zeigt sich am Verlauf der Entwicklung dieser Richtlinie deutlich die Grundproblematik, nämlich dass aufgrund der i.d.R. sehr unterschiedlichen nationalen und regionalen Strukturen (z.B. Ressourcenausstattung, geografische Gegebenheiten, Entwicklungsstand, Dominanz bestimmter Industriezweige, usw.) bzw. der jeweiligen spezifischen Politikgewichtungen und wirtschaftlichen Partikularinteressen eine europaweit vereinheit-

³² Vgl. Fußnote 8.

³³ Dabei hat sie zur Wahrung des Vertrauens der Investoren und zur Vermeidung von „stranded costs“ Übergangsbestimmungen über einen Zeitraum von 10 Jahren vorzusehen.

lichte und effiziente Förderung der Nutzung regenerativen Energien nicht so leicht und insbesondere nicht sehr rasch zu realisieren sein wird.

3.4 Status internationaler Quotenmodelle

Tabelle 1 gibt einen aktuellen Überblick über die in Europa und in Australien geplanten bzw. bereits eingeführten Zertifikathandelsregelungen für Regenerativstrom. Wie Tabelle 1 zeigt, gibt es momentan in insgesamt fünf EU-Mitgliedsstaaten konkrete Pläne in Richtung einer Umsetzung von Zertifikathandelssystemen für Regenerativstrom, wobei die einzelnen Merkmale über weite Strecken recht stark voneinander abweichen.³⁴

Darüber hinaus sind neben den geplanten bzw. bereits in Kraft getretenen Quoten-/Zertifikathandelsregelungen in Europa und Australien auch in mehreren Bundesstaaten der USA Quotenmodelle („Renewable Portfolio Standards“ – RPS) implementiert bzw. geplant.³⁵

Die begünstigten Erzeugungstechnologien / Energieträger sind dabei sehr unterschiedlich abgegrenzt. Nennenswert erscheint insbesondere die Tatsache, dass z.T. Teilquoten für Photovoltaik und andere kosten~~ung~~ünstige Regenerativenergietechnologien eingeführt wurden. Als Quotenverpflichtete lassen sich – ähnlich wie in Europa – zumeist die Lieferanten identifizieren. Im Gegensatz zu den europäischen Modellen ist nur in Texas ein separater detaillierter Zertifikathandel vorgesehen. Als Strafmechanismus wird neben finanziellen Strafzahlungen auch mit Lizenzentzug gedroht, falls die Quotenverpflichtung nicht eingehalten wird.

³⁴ Man beachte, dass das Ende 2000 ausgelaufene niederländische Quoten-/Zertifikathandelssystem auf freiwilliger Basis mittlerweile durch ein Ökosteuer-Modell (Quotenregelung ohne Zertifikathandel) abgelöst wurde.

³⁵ Es sind dies Arizona, Connecticut, Maine, Massachusetts, Nevada, New Jersey, New Mexico, Texas und Wisconsin. Vgl. z.B. Berry / Jaccard (2001), Espey (2001), Rader (2000), Drillisch (2001) für aktuelle Diskussionen bzw. Rader / Norgaard (1996) für einen originären Beitrag.

Tabelle 1. Übersicht über die in Europa eingeführten bzw. geplanten Zertifikathandelsregelungen für Regenerativstrom (Stand: März 2001)

Land (Landesteil)	Belgien (Flandern)	Dänemark	Italien	Niederlande	Österreich	UK (England & Wales)	Australien
Status	Gesetz verabschiedet (noch nicht in Kraft)	Gesetz verabschiedet	Gesetz verabschiedet	beendet (freiwillige Selbstverpflichtung zwischen 1/1998 und 12/2000);	Bundes-/Grundsatzgesetz verabschiedet, tritt am 1.10.2001 in Kraft; Ausführungsgesetze dzt. in Ausarbeitung	Gesetz verabschiedet	Gesetz verabschiedet und in Kraft
Beginn	2004	2002–03	2002	1998–2000 (erstmalige Nachweiskontrolle Ende 2000)	1. Okt. 2001 (Beginn Zertifikathandel voraussichtl. 1.1.2002)	ursprüngl. geplant 1. Oktober 2001, nunmehr vermutlich 1. April 2002	1. April 2001
Quotenhöhe	3 % (2004) 5 % (2010)	20 % (2003)	2 % (2002) 6 % (2006) 8 % (2008)	3 %	8 %	3,6 % (2003) [#] 7,7 % (2010–26) [#]	jeweils zusätzlich (in GWh): 400 (2001); 1100 (2002); 1800 (2003) 2600 (2004); 3400 (2005); 4500 (2006) 5600 (2007); 6800 (2008); 8100 (2009); 9500 (2010–20) (entsprechend einem Zuwachs von 2 % gg. 1995–96)
Begünstigte Energieträger bzw. -technologien	Wind, Wasser, Biomasse, PV, Gezeiten, Wellen, Geothermie, Deponie-/ Klärgas, org. Abfälle;	Wind, Wellen- und Wasserkraft (< 10 MW), Biogas, Biomasse, Solarkollektoren;	Müll, Biomasse, Wasser, Sonne, Wind, Geothermie, Gezeiten, Biomasse-Mischfeuerung (erneuerbarer Anteil > 5 %);	Wind, Solarkollektoren, Wasserkraft (≤ 15 MW), Biomasse organischen Ursprungs ohne synthet. Zusätze (Holz, Heu, Stroh, Papierabfälle, Deponiegas, Biogas), Mischfeuerung;	Kleinwasserkraft (≤ 10 MW EPL);	Erneuerbare Energieträger, die weder fossilen noch nuklearen Ursprungs sind (ausgenommen Wasserkraft > 10 MW und Müll), Mischfeuerung (anteilig);	Solarkollektoren, Wind, Wasser, Geothermie, Deponiegas, Biogas, Biomasse, (spezifizierter) Abfall, solare Warmwassererzeugung, Brennstoffzellen, Mischfeuerung (anteilig);

[#] Die Ankündigung eines Zieles von 5 % (10 %) Anteil der regenerativen Stromerzeugung bis 2003 (2010) umfasst auch die (im Quotenmodell nicht berücksichtigte) Großwasserkraft.

(Tabelle 1 – Fortsetzung /2)

	Belgien (Flandern)	Dänemark	Italien	Niederlande	Österreich	UK (England & Wales)	Australien
Alt- / Neuanlagen	Alt- und Neuanlagen, netz- und nicht-netzgekoppelte Anlagen;	Alt- und Neuanlagen, (komplexe Übergangsregelungen!)	Neuanlagen; definiert ab 1.4.1999, Erweiterungs- / Ersatzinvestitionen, reaktivierte Anlagen, die mind. 5 Jahre stillstanden;	Alt- und Neuanlagen	Alt- und Neuanlagen	Alt- und Neuanlagen (Übergangsregelungen für Anlagen der NFFO3–5 Ausschreibungen);	Neuanlagen ab 1.1.1997; Altanlagen erhalten Zertifikate für die Erzeugung, die einen Durchschnitt vergangener Jahre überschreitet;
Verpflichtete	Lieferanten	Verbraucher	Erzeuger / Importeure	Lieferanten	Lieferanten und Verbraucher, die Strom von nicht verpflichteten Stromhändlern beziehen (z.B. Eigenimporte);	lizenzierte Lieferanten	Lieferanten und Verbraucher, die direkt über den Großhandelsmarkt operieren und ein bestehendes Netz von > 100 MW Kapazität nutzen (f. neue Netze gilt die Mindestkapazität nicht). Wird der Verbraucher lt. Nat. Electricity Code nicht registriert, geht die Quotenverpflichtung auf den Erzeuger über;
Bemessungsgrundlage	Verkäufe	Verbrauch	Erzeugung / Importe des Vorjahres > 100 GWh, abzgl. Eigenverbrauch / WKK-Stromerz. u. Exporte	Verkäufe an Tarifikunden	Verkäufe bzw. Direktbezüge	Verkäufe	eingekaufte Strommenge
Zertifizierung	Erzeugung	Netzeinspeisung	Erzeugung d. ersten 8 Jahre	Erzeugung	Netzeinspeisung	Netzeinspeisung (Regenerativstrom-Verkäufe in Großbritannien)	Erzeugung netz- und nicht-netzgekoppelter Anlagen
Stückelung / Nennwert	1 MWh	1 kWh od. 1 MWh (dzt. in Diskussion)	100 MWh, ab einer Einspeisung von 51 MWh wird aufgerundet	10 MWh	100 kWh oder ein Vielfaches davon	10 MWh (Vorschlag)	1 MWh

(Tabelle 1 – Fortsetzung /3)

	Belgien (Flandern)	Dänemark	Italien	Niederlande	Österreich	UK (England & Wales)	Australien
Zertifikatausgabe	Regierung bzw. Regulierungsbehörde	noch nicht endgültig festgelegt	Übertragungsnetzbetreiber (TERNA)	Lieferanten	Kraftwerksbetreiber m. Beglaubigung des Netzbetreibers	Regulierungsbehörde (OFGEM)	Spezielle Regulierungsstelle für erneuerbare Energien, b. solarer Wasssererzeugung darf Erzeuger eigenständig Zertifikate ausstellen;
Gültigkeitsdauer d. Zertifikate	5 Jahre	unbefristet	Jahr d. Ausstellung	unbefristet	im Grundsatzgesetz nicht spezifiziert	unbefristet	unbefristet
Flexibilisierung	kein Borrowing vorgesehen	Banking; Borrowing in Form des Quotenachweises durch Terminkontrakte	Ausgleich von Defizitmengen über 3 Jahre mögl.; Leerverkäufe bis max. 2 Jahre zugelassen	Banking möglich	im Grundsatzgesetz nicht spezifiziert	Banking bis max. 50 % der Quotenverpflichtung; Borrowing bis max. 5 % d. Quotenverpflichtung;	10 % Kreditrahmen vorgesehen, muss innerhalb von 3 Jahren ausgeglichen werden;
Strafzahlung b. Nichterfüllung	10 €EUR / kWh	0,27 DKK / kWh (3,6 €EUR / kWh)	Höhe der bis zur Einführung des Quotenmodells gültigen Vergütung	150 % des im Dez. 2000 gültigen durchschnittlichen Marktpreises d. Zertifikate	bundesländerweise festzulegen; Orientierung an Differenz zw. durchschnittl. Produktionskosten und Strommarktpreis	„buy-out“-Option, dzt. geplant 3 pUK / kWh (4,8 €EUR / kWh)	0,04 AUS\$ / kWh (2,2 €EUR / kWh), wird das Defizit innerhalb von 3 Jahren ausgeglichen, wird die Strafe rückvergütet
Mindestpreis	k.A.	0,1 DKK / kWh (1,3 €EUR / kWh)	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.

Quelle: in Anlehnung an Öko-Institut / DLR / Bergmann (2001), Drillisch (2001), Eurelectric (2000); eigene Ergänzungen

3.5 Der von Österreich beschrittene Weg

Den einzelnen EU-Mitgliedsstaaten wurde in der Elektrizitäts-Binnenmarkttrichtlinie ausdrücklich die Möglichkeit eingeräumt, elektrische Energie aus erneuerbaren Energieträgern, Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und Abfall bevorzugt einzusetzen. Außerdem können bis zu 15 % der jährlichen Stromerzeugung aus heimischen Energieträgern bevorzugt werden.³⁶

In Österreich wurden – wie in zahlreichen anderen europäischen Staaten auch – bereits seit Jahren für ausgewählte Regenerativenergie-Technologien garantierte Einspeisevergütungen gewährt. Wie ein Vergleich der derzeit gültigen Tarife zeigt, sind allerdings die (bundesländerweise geregelten) Tarife nach wie vor höchst unterschiedlich.³⁷ Diese Unterschiede lassen sich nur in den seltensten Fällen aus den regional unterschiedlichen sozio-ökologisch-ökonomischen Wirkungen bzw. den Präferenzen einer umfassend informierten Bevölkerung erklären und führen zu signifikanten (regionalen) Marktverzerrungen.

Durch die Einführung einer Quoten-/Zertifikathandelsregelung für Strom aus Kleinwasserkraftanlagen ist die österreichische Bundesregierung einem internationalen Trend gefolgt, zunehmend marktwirtschaftliche, wettbewerbskompatible Förderinstrumente für Regenerativenergien einzusetzen. Durch diesen zukunftsorientierten Schritt lassen sich einerseits wichtige Lernkurven-Effekte erzielen, um rechtzeitig für die Etablierung internationaler Zertifikat-Handelsmärkte gerüstet zu sein, andererseits wird dadurch auch eine wertvolle Möglichkeit geschaffen, die Praxistauglichkeit von Quoten-/Zertifikathandelssystemen im Vergleich zu garantierten Einspeisevergütungen und Ausschreibungsmodellen zur Förderung der regenerativen Stromerzeugung zu testen.

Infolge der mittlerweile z.T. deutlich verzögerten Einführung der in einigen anderen EU-Mitgliedsstaaten geplanten Quoten-/Zertifikathandelssysteme ist Österreich in Bezug auf den tatsächlichen Beginn des Handels mit Regenerativstromzertifikaten innerhalb der EU zum Vorreiter avanciert.³⁸

³⁶ Vgl. Europäische Kommission (1996), Kap. IV, Art. 7–9.

³⁷ Die derzeit in den einzelnen österreichischen Bundesländern durchschnittlich gewährten Einspeisetarife weichen für einzelne Technologien bis zu einem Faktor 22(!) voneinander ab. Vgl. Cerveny / Veigl (2000) bzw. www.eva.ac.at/enz/einspeis_htm für eine (laufend aktualisierte) Übersicht der Tarife.

Erwähnenswert erscheint auch die Tatsache, dass in Österreich im Zuge der Vollliberalisierung und der notwendig gewordenen Novellierung des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes (EIWOG) wie in keinem anderen Land der Welt ein Zertifikathandelsystem für eine einzige Erzeugungstechnologie (die Kleinwasserkraft) beschlossen wurde (vgl. Tabelle 1). Diese Tatsache bietet m.E. zumindest zwei entscheidende Vorteile: Erstens ist ein System für eine einzige Technologie überschaubarer und daher auch leichter administrierbar. Zweitens erspart man sich dadurch (zumindest bis auf weiteres) umfangreiche Übergangsregelungen, wie sie etwa beim Umstieg in Dänemark (Umstieg von garantierten Einspeisevergütungen) oder dem Vereinigten Königreich (Umstieg von einem Ausschreibungsverfahren) erforderlich sind, und das Quoten-/Zertifikathandelsmodell für die betroffene Branche (die KWKW-Betreiber) eine relative Verbesserung der bisherigen Situation bringen dürfte – und somit der politische Widerstand entsprechend geringer war als er bei einem (generellen) Abschied von den garantierten Einspeisetarifen gewesen wäre.

³⁸ Sofern man von dem in den Niederlanden 1998 eingeführten, lediglich auf einer freiwilligen Selbstverpflichtung beruhenden „Groen Label“ System absieht, und es in Österreich zu keinen Verzögerungen mit der Einführung kommt.

4 Theoretischer Hintergrund

4.1 Einleitung

Ausgehend von den USA³⁹ sind Quoten-/Zertifikahandelsregelungen zur wettbewerbsorientierten Förderung von erneuerbaren Energieträgern seit Mitte der 90-er Jahre auch in Europa zunehmend in den Mittelpunkt des wissenschaftlichen und politischen Interesses gerückt.⁴⁰ Mit ihrer Hilfe erhofft man sich substantielle Effizienzsteigerungen, dank ihrer Internationalisierbarkeit eine raschere Integration des europäischen Strombinnenmarktes auch bei der regenerativen Stromerzeugung, sowie die Erreichung umwelt- und klimapolitischer und im Regelfall auch weiterer Ziele.

Die Einführung einer Quoten-/Zertifikahandelsregelung für Regenerativstrom stellt eines von mehreren Politikinstrumenten dar, die Erzeugung aus Anlagen zur Nutzung regenerativer Energieträger über Erlösstützungen zu fördern (in diesem Fall über die Festlegung einer fixen Nachfrage⁴¹). Grundsätzlich lassen sich je nachdem, ob über eine Nachfragepreisfixierung die Angebotsmenge, oder über die Fixierung der Nachfragemenge der Angebotspreis gebildet wird, Regelungen unterscheiden, die unmittelbar *preisorientiert* sind (z.B. garantierte Einspeisetarife) und solche, die primär *mengenorientiert* sind (z.B. Quoten-/Zertifikahandelssysteme und Ausschreibungen).

Prinzipiell ist bei der Auswahl eines Förderinstrumentes zu sagen, dass die jeweilige Eignung sehr stark von den politischen Zielvorstellungen abhängt, und jedes der in den nachfolgenden Abschnitten 4.2 und 4.3 diskutierten Instrumente ganz bestimmte Stärken und Schwächen aufweist.

Als direkte und indirekte Ziele der Förderung regenerativer Stromerzeugung können u.a. angeführt werden:

³⁹ Eine wichtige Rolle in diesem Zusammenhang spielten die American Wind Energy Association (AWEA) und die Union of Concerned Scientists (UCS); vgl. Rader / Norgaard (1996) u.a.m.

⁴⁰ Vgl. Drillisch (1998, 1999ab, 2001), Gao / Madlener (2000), Kühn / Bräuer (2000), Madlener (1999), Madlener / Fouquet (1999), Madlener / Stagl (2000, 2001), Menges (1998, 1999), Mitchell / Anderson (2000), Morthorst (2000ab, 2001), Nielsen / Jeppesen (1999), Schaeffer et al. (1999ab), Voogt et al. (2000), u.a.m., sowie auf politischer Ebene z.B. Eurelectric (2000) und Europäische Kommission (1999b).

⁴¹ Genau genommen wird ein bestimmter Anteil am Stromverbrauch, an der -einspeisung oder an der -erzeugung fixiert (eben die „Quote“). Von „fixer Nachfrage“ kann man eigentlich nur dann sprechen, wenn die Bemessungsgrundlage konstant bleibt und die Quote auch tatsächlich erreicht wird.

- Klima- und Umweltschutz,
- Ressourcenschonung,
- Verbesserung der Versorgungsdiversität,
- Verringerung der Importabhängigkeit,
- Technologieförderung,
- Exportförderung,
- Arbeitsmarktförderung,
- Regionalförderung,
- Mittelstandsförderung, sowie
- Amortisationsschutz (Vermeidung von „stranded investments“).

Die genannten Ziele sollten nach Möglichkeit unter den Nebenbedingungen einer maximalen Effizienz und Wettbewerbsneutralität (auf liberalisierten Märkten) erreicht werden. Sie sind nicht zwangsweise komplementär; so kann beim Versuch der gleichzeitigen Erreichung mehrerer Ziele insbesondere die Einhaltung der Nebenbedingungen Effizienz und Wettbewerbsneutralität stark verletzt werden.

Mit Hilfe der wirtschaftspolitischen Theorie lässt sich zeigen, dass die effiziente Verfolgung unterschiedlicher wirtschaftspolitischer Ziele den Einsatz unterschiedlicher Instrumente verlangt. Die Auswahl geeigneter Instrumente zur Erreichung der einzelnen Ziele setzt daher die Analyse der Wechselwirkungen zwischen den einzelnen Instrumenten und Zielen, sowie eine Gewichtung der einzelnen Ziele voraus. Insbesondere sollte berücksichtigt werden, dass eine einseitige Fixierung auf durch Wettbewerb erhoffte Effizienzsteigerungen unter Umständen andere wichtige Aspekte außer Acht lässt (Diversität der Erzeugungsstruktur, Verteilungsgerechtigkeit, ökologische Aspekte, usw.). Außerdem können Mitnahmeeffekte in keinem Fördersystem völlig ausgeschlossen werden.

Zwischen regenerativer Stromerzeugung und Umwelt- und Klimaschutz, Ressourcenschonung und Versorgungsdiversität lassen sich die direkten Zusammenhänge relativ klar erkennen. In Anlehnung an das Verursacherprinzip und zur Erreichung dieser Ziele erscheint deshalb die Belastung der Stromverbraucher durch die oben genannten Instrumente gerechtfertigt. Nicht bzw. nur sehr schwer erkennbar ist hingegen der spezifische Zusammenhang zwischen Stromverbrauch (als Bemessungsgrundlage für die Quote) und Technologieförderung, Arbeitsmarktförderung, oder auch regionaler Förderung. Warum gerade die Stromverbraucher zur Erreichung dieser Ziele belastet werden sollen, ist daher vorderhand gar nicht so leicht zu rechtfertigen wie es zunächst den Anschein hat.

Im nachfolgenden Abschnitt 4.2 werden die wichtigsten Förderinstrumente für die Erzeugung von Regenerativstrom kurz vorgestellt und kritisch beurteilt. In Abschnitt 4.3 wird schließlich in detaillierter Weise auf die den Quoten-/Zertifikathandelssystemen für Regenerativstrom zugrunde liegende Theorie eingegangen.

4.2 Charakterisierung der wichtigsten Politikinstrumente zur Förderung der Erzeugung von Regenerativstrom

4.2.1 Quoten-/Zertifikathandelsregelungen

Bei einer Quoten-/Zertifikathandelsregelung für regenerativen Strom werden zumeist die Endverbraucher oder die Stromhändler⁴² dazu verpflichtet, während einer wiederkehrenden Zeitperiode mit Hilfe von sog. Zertifikaten einen bestimmten Anteil Regenerativstrom am Gesamtstromverbrauch (bzw. alternativ der -einspeisung oder der -erzeugung) nachzuweisen. Die Möglichkeit des Handels mit diesen Zertifikaten führt zur Bildung eines Zertifikatmarktes und zu Wettbewerb, was im Falle unterschiedlicher Erzeugungskosten effizienzsteigernd wirkt.⁴³

Im Gegensatz zu garantierten Einspeisevergütungen stellt ein Quoten-/Zertifikathandelssystem für Regenerativstrom daher einen für die Marktteilnehmer flexiblen und wettbewerbsorientierten Ansatz dar, der potentiell eine signifikante Steigerung der ökonomischen Effizienz erlaubt, mit der Energie aus erneuerbaren Energieträgern zur Verfügung gestellt werden kann. Durch die marktwirtschaftlichen Merkmale des Zertifikathandels dürfte auch die politische Akzeptanz, vor allem von Seiten der Wirtschaft, im allgemeinen höher ausfallen als etwa für Systeme mit garantierten Einspeisetarifen. Dennoch gilt es zu beachten, dass trotz der grundsätzlich sehr attraktiven, den Quoten-/Zertifikathandelssystemen zugrunde liegenden Theorie in der Praxis große Herausforderungen in Bezug auf Funktionalität, Robustheit und Effizienz eines solchen Systems bestehen. Gerade deshalb ist es auch von essentieller Bedeutung, möglichst rasch praktische Erfahrungen in Bezug auf dieses innovative Instrument zu sammeln („learning by doing“).

⁴² Denkbar wäre auch eine Verpflichtung der Netzbetreiber oder der Erzeuger von Strom aus nicht regenerativen Quellen, was allerdings der Betonung des Verursacherprinzips zuwider laufen würde.

⁴³ Sind die Erzeugungskosten für alle gleich hoch, so lohnt es sich nicht zu handeln.

Kritische Beurteilung

Für Quoten-/Zertifikathandelsregelungen für Regenerativstrom liegen noch kaum praktische Erfahrungen vor, weshalb über die Effektivität und Effizienz eines solchen Systems noch keine belastbare Aussage gemacht werden kann. Die Funktionsfähigkeit einer Quotenregelung mit Zertifikathandel und somit deren Effektivität und Effizienz hängen ganz wesentlich von der Ausgestaltung der Rahmenbedingungen und die Spezifikation der einzelnen „Stellschrauben“ ab. Im Gegensatz zu einer einfachen Einspeiseregulierung erwachsen den Beteiligten zunächst höhere Transaktionskosten. Die Betreiber regenerativer Erzeugungsanlagen sind u.a. gezwungen, Stromproduktion und Zertifikate eigenständig zu vermarkten,⁴⁴ während die Quotenverpflichteten sich um den Erwerb von Zertifikaten kümmern (oder aber Strafe zahlen) müssen. Bei beiden Akteursgruppen entsteht im Gegensatz zu einer einfachen Einspeisungsregelung eine gewisse Unsicherheit über die zu erwartenden Erlöse, was zu zusätzlichen Kosten im Risikomanagement führt. Den Kontrollinstanzen wiederum entstehen u.a. Kosten für die (stichprobenartige) Überwachung der Anlagen, für die Kontrolle der Quotenerfüllung, u.a.m. Mit zunehmendem Zertifikatmarktvolumen sinken jedoch die spezifischen Transaktionskosten, sodass der Nachteil einer Quotenregelung gegenüber einem einfachen Einspeisungsmodell diesbezüglich wiederum geringer wird. Als wichtigster Vorteil des Quoten-/Zertifikathandelsmodells ist die aufgrund der Flexibilität und des Wettbewerbs potentiell deutlich höhere ökonomische Effizienz zu nennen.

4.2.2 Garantierte Einspeisetarife

Ein System mit staatlich garantierten und für eine bestimmte Zeitspanne festen Einspeisetarifen bedeutet, dass die Stromversorgungsunternehmen einer Abnahmeverpflichtung für Regenerativstrom unterliegen und den Erzeugern bzw. Einspeisern desselben eine garantierte Mindestvergütung pro kWh gewähren müssen. Dabei wird genau definiert, welche erneuerbaren Energieträger bzw. Erzeugungstechnologien von einem solchen System erfasst und wie hoch die einzelnen Tarife sind.⁴⁵

⁴⁴ Diese Aussage gilt nur eingeschränkt; sie gilt dann nicht, wenn etwa im Zuge des Systemaufbaus temporär allen Anlagenbetreibern bzw. selektiv nur für kleine oder aus anderen Gründen schützenswerte KWKW-Anlagen eine Abnahmegarantie gewährt wird (vgl. Abschnitt 5.4).

⁴⁵ Vielfach wird eine zusätzliche Differenzierung nach der Tages- bzw. Jahreszeit der Einspeisung (Hoch-/Niedertarif, Sommer-/Wintertarif) vorgenommen.

Kritische Beurteilung

Wie sich am Beispiel der Windenergie in Dänemark, Deutschland und Spanien gut belegen lässt, haben sich Einspeisetarif-Systeme zum Teil als sehr effektiv erwiesen und sind mit einem vergleichsweise geringen regulatorischen und administrativen Aufwand verbunden. Außerdem schaffen sie auf einfache Art und Weise stabile Rahmenbedingungen, die der Planungssicherheit und damit dem Investitionsklima zuträglich sind. Allerdings sollte *Effektivität* (hoher Zielerreichungsgrad im Sinne eines Ausbaus der bestehenden Regenerativstrom-Kapazitäten) nicht mit *Effizienz* (im Sinne eines kostenminimalen Ausbaus der Nutzung regenerativer Energieträger) gleichgesetzt werden. Gerade die zunehmende Budgetbelastung durch einen stark steigenden Anteil an Regenerativstromerzeugern hat die dänische Regierung letztlich dazu veranlasst, von einem System mit Einspeisetarifen auf ein System mit handelbaren Zertifikaten überzuwechseln.⁴⁶

Nachteilig wirkt sich bei garantierten Einspeisevergütungen vor allem die Tatsache aus, dass durch sie weder Wettbewerb unter den Anlagenbetreibern induziert noch in ausreichendem Maße Anreize für Innovationen geschaffen werden. Außerdem ist es extrem schwierig, für jede als förderungswürdig eingestufte Erzeugungstechnologie das jeweils optimale Förderniveau zu finden – und dieses bei Bedarf im richtigen Ausmaß auch tatsächlich anzupassen. Weiters kann bei einem unmittelbar über den Preis gesteuerten Instrument die Erreichung eines bestimmten Mengenzieles nicht gewährleistet werden, und letztlich kann es im Falle regional stark unterschiedlicher Einspeise-Intensitäten durch die Abnahmeverpflichtung der Stromversorgungsunternehmen zu starken Marktverzerrungen unter den im Wettbewerb stehenden Stromversorgungsunternehmen kommen.

4.2.3 Ausschreibungsmodelle

4.2.3.1 Allgemeines

Ausschreibungsmodelle erfreuten sich in den 90-er Jahren vor allem in Großbritannien (Non-Fossil Fuel Obligation – NFFO), Frankreich (EOLE 2025) und Irland (Alternative Energy Requirement – AER) großer Beliebtheit. Bei einem Ausschreibungswettbewerb wird (direkt oder indirekt über die Kapazität) die Menge des zu fördernden regenerativen Stroms reguliert. Das Hauptelement des Mechanismus bilden (wiederkehrende) Ausschreibungen für regenerative Erzeugungsmengen bzw. -kapazitäten, bei denen entweder die erforder-

⁴⁶ Vgl. Morthorst (2000b). Effizienzsteigerungen wurden m.E. vor allem durch den Wettbewerb unter den Anlagenherstellern erzielt.

lichen Stromerlöse der potentiellen Investoren (z.B. in England & Wales 1990–98) oder die erforderlichen Prämien für potentielle Investoren in regenerative Kapazitäten (z.B. in Kalifornien 1998–2001) als Bietparameter dienen. Es wird seitens des Regulators zu Beginn festgelegt, wie viel regenerative Erzeugung bzw. Erzeugungskapazität aus erneuerbaren Energieträgern ausgeschrieben wird bzw. wie hoch die zur Verfügung gestellten Fördermittel ausfallen. Der Preis (Einspeisungsvergütung oder Prämienzahlung) bildet sich in weiterer Folge im Rahmen eines Bietwettbewerbes. Nachfolgend soll auf zwei Varianten der Ausschreibung etwas näher eingegangen werden.

4.2.3.2 Ausschreibung langfristiger Einspeisungsverträge

Bei dieser Variante erhalten die Gewinner der Ausschreibung eine befristete Garantie für die Abnahme ihres erzeugten Stroms zu festen, im Rahmen der Bietrunden ermittelten Preisen (garantierte Abnahmeverträge). Zweites Kernstück eines solchen Ausschreibungswettbewerbes ist eine Abnahmeverpflichtung der Netzbetreiber / Lieferanten für die in den Ausschreibungsrunden kontrahierten erneuerbaren Stromerzeugungsmengen. Die Finanzierung des Differenzbetrages zwischen den von den abnehmenden Netzbetreibern / Lieferanten zu zahlenden Vertragspreisen für erneuerbare Erzeugung und den vermiedenen Kosten (Subventionselement) kann durch eine Abgabe auf den insgesamt verkauften Strom erfolgen.

4.2.3.3 Ausschreibung langfristiger Prämienzahlungen

Bei dieser Form der Ausschreibung erhalten die Gewinner der Ausschreibung eine garantierte Prämie über eine feste Laufzeit. Ihre Stromerzeugung müssen sie auf dem Strommarkt absetzen, daher ist diese Art des Ausschreibungswettbewerbs nicht mit einer Abnahmeverpflichtung der Netzbetreiber / Lieferanten verbunden. Die Finanzierung der Prämien erfolgt über einen Fonds, der von der ausschreibenden Institution verwaltet wird. Die Mittel des Fonds werden entweder aus öffentlichen Haushalten oder über eine Abgabe der Strommarktakteure finanziert.

4.2.3.4 Kritische Beurteilung

Inwieweit die gesteckten energie- bzw. umwelt- und klimapolitischen Ziele für die regenerative Stromerzeugung durch einen Ausschreibungswettbewerb auch tatsächlich erreicht werden, hängt *ceteris paribus* von der Realisierungsrate der berücksichtigten Projekte (Gewinner der Ausschreibung) ab. Sie ist umso höher, je weiter u.a. die Genehmigungsprozesse der Anlagen (Standortgenehmigungen, Umweltprüfungen) zum Zeitpunkt

der Ausschreibung bereits fortgeschritten sind. Um einen möglichst hohen Anreiz zu schaffen, dass ein „Gewinner-Projekt“ auch tatsächlich realisiert wird, sind für den Fall der Nichterrichtung eines solchen Projekts ggf. Sanktionen zu verhängen.

Der Anreiz, Kostensenkungspotentiale auszuschöpfen, ist beim Ausschreibungswettbewerb innerhalb der Bietrunden sehr hoch. Werden lediglich Einspeisungsverträge ausgelobt, sind die Gewinner nach Erhalt eines Einspeisungsvertrages keinem weiteren Wettbewerb mehr ausgesetzt. Werden hingegen Prämien ausgeschrieben und muss der im Ausschreibungsverfahren erfolgreiche Regenerativstrom-Erzeuger seinen Strom am Markt selbst absetzen (Selbstvermarktung), so ist er auch weiterhin einem gewissen Wettbewerbsdruck ausgesetzt, und der eingangs genannte Nachteil entfällt.

Die Transaktionskosten sind sowohl für die regulierende Instanz (Organisation der Ausschreibung und Prüfung der Angebote) als auch die Teilnehmer an einem Ausschreibungswettbewerb (Informationsaufbereitung für Ausschreibung und Vorleistungen, ohne die Sicherheit des Zuschlags für die Bieter) relativ hoch.

Das Potential zur Vermeidung von Mitnahmeeffekten hängt wesentlich von der jeweiligen Ausgestaltung der Ausschreibung ab. Gegenüber einem Ausschreibungssystem mit nicht garantierten Einspeisevergütungen ist die Ausschreibung von Prämienzahlungen diesbezüglich jedoch als geeigneter zu betrachten.⁴⁷

Tabelle 2 stellt zusammenfassend und in kompakter Form die wichtigsten Vor- und Nachteile der drei Förderinstrumente Quoten-/Zertifikathandelssysteme, garantierte Einspeisetarife, und Ausschreibungsverfahren gegenüber. Im Anschluss daran werden zur Vervollständigung der Diskussion auch noch überblicksartig sonstige Instrumente zur Förderung regenerativer Stromerzeugungstechnologien besprochen.

⁴⁷ Vgl. hierzu auch den Beitrag von Voß / Dicke (2000).

Tabelle 2. Vor- und Nachteile verschiedener Fördersysteme für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern

Fördermodell	Vorteile / Stärken	Nachteile / Schwächen
Quoten-/Zertifikathandelsregelung	<ul style="list-style-type: none"> • theoretisch: Kostenminimierung (<i>statische Effizienz</i>) • theoretisch: Förderung von Innovation (<i>dynamische Effizienz</i>) • Marktorientierung / Wettbewerbsprinzip (entspricht eher den EU-Binnenmarktrichtlinien) • im Vergleich zu Steuervergünstigungen gerechtere Lösung (unabhängig vom Steuerstatus) • lässt sich relativ leicht internationalisieren 	<ul style="list-style-type: none"> • Effizienz und Effektivität in der Praxis noch nicht erprobt • Vielfalt der Erzeugungsstruktur gefährdet (bei hoher Kostenheterogenität bzw. zu niedrigen Quoten) • bei steilen Grenzkostenkurven bzw. zu wenig ambitionierten Quoten hohe Mitnahmeeffekte möglich • System tendenziell instabil (überwachungsintensiv)
Garantierte Einspeisetarife	<ul style="list-style-type: none"> • stabile Rahmenbedingungen durch feste Preise • Förderung einer gewissen Diversität leicht realisierbar • haben sich z.T. als sehr <i>effektiv</i> erwiesen (Deutschland, Dänemark) • relativ geringer administrativer Aufwand und Transaktionskosten • im Vergleich zu Steuervergünstigungen gerechtere Lösung (unabhängig vom Steuerstatus) 	<ul style="list-style-type: none"> • Marktverzerrungen nehmen mit zunehmendem Marktanteil der erneuerbaren Energieträger zu • ungleiche regionale Belastung der EVUs (Ausnahme: Kompensationsmechanismus) • unzureichende Anreize für Innovationen • garantierte Preise nicht kompatibel mit den Prinzipien des EU-Binnenmarktes (kein Marktgeschehen) • Mitnahmeeffekte tendenziell hoch
Ausschreibung	<ul style="list-style-type: none"> • Marktorientierung / Wettbewerbsprinzip • Gewinner der Ausschreibungen erhalten feste Förderzahlungen, was zu einer hohen Investitionssicherheit führt • während der Bietrunden Minimierung von Mitnahmeeffekten bzw. hoher Anreiz für Kosteneffizienz (bei entsprechender Ausgestaltung) • klare Regeln über Kontrakte (wer wann wieviel Regenerativstrom zu welchem Preis erzeugen darf) • im Vergleich zu Steuervergünstigungen gerechtere Lösung (unabhängig vom Steuerstatus) 	<ul style="list-style-type: none"> • Transaktionskosten relativ hoch (f. Regulierungsbehörde u. Teilnehmer) • Teil der Regenerativstrom-Erzeugung wird dem Marktgeschehen entzogen • keine Möglichkeit des (nationalen oder internationalen) Handels • Realisierungsrate infolge nicht (rechtzeitiger) Genehmigungen oft weit geringer als Ausschreibungsvolumen • Wettbewerb nur bei der Bietrunde (einfache Auslobung) bzw. nur eingeschränkt durch die erzwungene Selbstvermarktung (Prämienmodell) • relativ aufwendig in der Vorbereitung (für Behörde und Bieter)

Quelle: eigene Darstellung

4.3 Sonstige Förderinstrumente (Überblick)

Während ein Quoten-/Zertifikathandelsmodell nicht ohne weiteres mit einem Ausschreibungswettbewerb kombiniert werden kann (eine Ausnahme bilden Ausschreibungen für marktferne Technologien wie z.B. Photovoltaik, die in einem Quotenmodell ggf. nicht in den Genuss von Fördermitteln kommen), lassen sich andere Instrumente zur Förderung regenerativer Stromerzeugung mit einem Quotenmodell kombinieren. Dazu zählen u.a.:

- Investitionskostenzuschüsse,
- Steuervergünstigungen (z.B. spezielle Abschreibungsmöglichkeiten),
- zinsverbilligte Kredite,
- Energie- / CO₂-Steuern für konventionelle Stromerzeugung, sowie
- feste Prämien.

4.3.1 Investitionskostenzuschüsse

Investitionszuschüsse führen dazu, dass sich der Staat als Fördermittelgeber am Risiko der Investition beteiligt. Die Vergabe ist im Normalfall nicht an den Erfolg einer Investition (d.h. in unserem Fall Realisierung des Projekts und Aufnahme der regenerativen Stromerzeugung) gebunden. Um dem Investor jedoch einen ausreichenden Anreiz zur Realisierung seines Projektes zu geben, ist diese Form der Förderung nicht für Technologien nahe der Wirtschaftlichkeitsgrenze zu empfehlen.

4.3.2 Steuervergünstigungen

Der fördernde Effekt von Steuervergünstigungen hängt vom unternehmerischen Gesamterfolg des Investors ab. Er stellt sich nur dann ein, wenn die Vergünstigungen tatsächlich in Richtung einer Verminderung des zu versteuernden Gewinnes wirken. Ist das Projekt „Regenerativstrom-Erzeugung“ nicht gewinnbringend, so haben Abschreibungserleichterungen keinen positiven steuerlichen Effekt, sodass von ihnen auch keine Förderwirkung ausgehen kann. Im Gegensatz zu direkten Investitionskostenzuschüssen übernimmt die fördernde Institution folglich nur bedingt Risiken, woraus sich für den potentiell Steuerbegünstigten Anreize für eine erfolgreiche Durchführung des Projektes ergeben.

4.3.3 Zinsverbilligte Kredite

Werden einem Investor zinsverbilligte Kredite gewährt, so übernimmt der Kreditgeber einen gewissen Anteil am Risiko der Investition, in dem er auf einen Teil der Risikoprämie für das Darlehen verzichtet.

Alle drei der eben genannten Förderinstrumente führen zu einer Kostensenkung regenerativer Stromerzeugung. Bei gleichbleibenden Erlösen aus dem Verkauf des regenerativen Stroms sinkt somit der nicht gedeckte Kostenanteil. Folglich können die Betreiber von regenerativen Stromerzeugungsanlagen die Zertifikatsangebotspreise im Rahmen des Quotenmodells senken, ohne dass die Kostendeckung vermindert wird. Zu beachten ist dabei, dass beispielsweise durch die selektive Gewährung von Investitionskostenzuschüssen für ganz bestimmte Technologien (z.B. Photovoltaikanlagen) nicht unerheblich in den Zertifikatmarkt eingegriffen werden kann.

4.3.4 Energie- / CO₂-Steuern

Während die ersten drei Förderinstrumente die Kosten der regenerativen Stromerzeugung senken, bedingt die Einführung einer Energie- bzw. CO₂-Steuer für konventionelle Stromerzeugung (als erster Schritt in Richtung einer Internalisierung externer Effekte) eine Verschiebung des relativen Preisverhältnisses zugunsten der regenerativen Stromerzeugung.

Für ein Quoten-/Zertifikathandelsmodell bedeutet die Besteuerung der konventionellen Stromerzeugung, dass die Erlöse aus dem Verkauf der regenerativen Stromerzeugung steigen, und somit die ungedeckten Kosten verringert werden. Analog dazu können die Betreiber von Regenerativstrom-Anlagen ihre Zertifikatsangebotspreise senken. Würden die externen Kosten konventioneller Stromerzeugung vollständig über eine Besteuerung berücksichtigt, wäre ein Quotenmodell für regenerative Stromerzeugung überflüssig, da die effiziente Auswahl zur Reduktion bzw. gänzlichen Vermeidung der externen Kosten (z.B. durch regenerative Stromerzeugung, Energieeffizienzmaßnahmen, etc.) vollständig über den Markt erfolgen würde.

4.3.5 Feste Prämien

Von der Europäischen Kommission wurde in dem 1999 veröffentlichten Arbeitspapier erstmals auch ein System mit festen Prämien in die Diskussion eingebracht.⁴⁸ Dieses soll die Vorteile garantierter Einspeisetarife bieten, ohne aber gleichzeitig zu sehr den Nachteilen derselben unterworfen zu sein. Die von den Stromverbrauchern aufzubringenden Prämien würden dabei proportional zur bereitgestellten Menge an Regenerativstrom an alle Erzeuger ausbezahlt. Die Prämien könnten in weiterer Folge in Teile zerlegt werden, so etwa in einen Anteil für im Aufbau befindliche, neue Industrie- bzw. Wirtschaftszweige (sog. „infant industries“), in einen Teil zur Internalisierung externer Kosten und in einen Anteil, der bei-

⁴⁸ Europäische Kommission (1999b).

spielsweise proportional zu den durch Innovationen erzeugten Kosteneinsparungen (Lernkurven-Kostendegression) im Zeitablauf schrumpft. Die von der EU-Kommission ins Spiel gebrachte Alternative wurde bisher jedoch noch nicht näher untersucht und meines Wissens auch noch nirgends implementiert.⁴⁹

4.4 Grundlagen eines Zertifikatmarktes für Regenerativstrom

4.4.1 Prinzipielle Funktionsweise

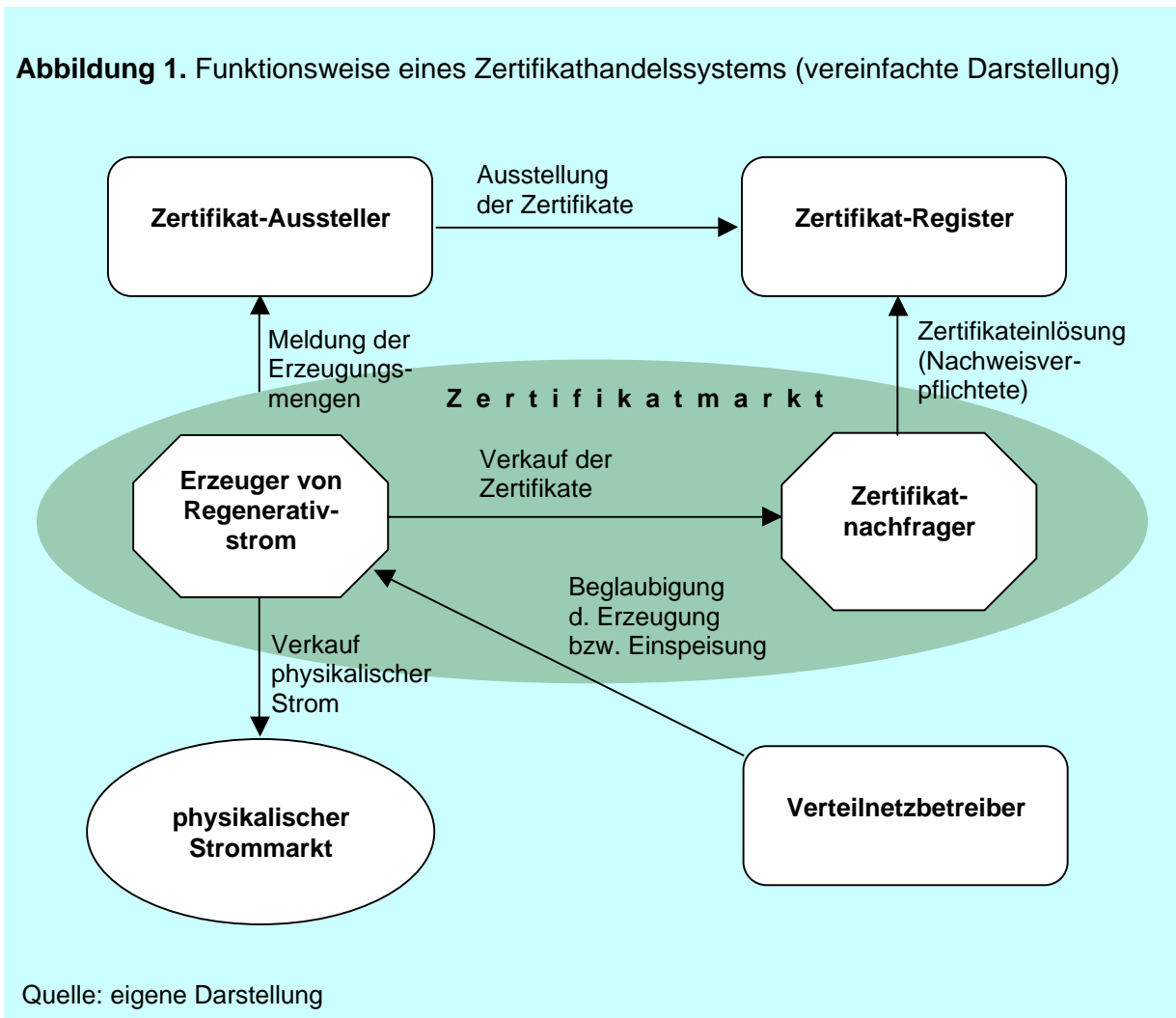
Wie schon in Abschnitt 4.2.1 kurz erwähnt, werden in einem System mit handelbaren Zertifikaten für Strom aus erneuerbaren Energieträgern zumeist die Endverbraucher oder die Stromhändler⁵⁰ dazu verpflichtet, pro Betrachtungsperiode eine (politisch determinierte) Regenerativstrom-Quote, d.h. ein bestimmter Anteil am Gesamtstromverbrauch (bzw. alternativ der -erzeugung oder der -einspeisung), zu erreichen. Die Erreichung dieser Quote muss mittels einer entsprechenden Anzahl Zertifikate, die die Erzeugung einer bestimmten Menge Regenerativstrom verbiefen, nachgewiesen werden. Die Möglichkeit des Handels führt zur Bildung eines Zertifikatmarktes, auf dem angebotsseitig die verschiedenen zum System zugelassenen (und i.d.R. gewinnmaximierenden) Erzeuger von Regenerativstrom miteinander in Konkurrenz treten. Dies führt im Falle unterschiedlicher Erzeugungskosten einerseits zu einer Minimierung der Grenzkosten (*statische Effizienz*), und andererseits werden starke Anreize für Innovationen (*dynamische Effizienz*) und Anreize für den Markteintritt neuer Anbieter geschaffen. Nachfrageseitig konkurrieren auch die Quotenverpflichteten miteinander, welche bestrebt sind, ihrer Verpflichtung mit möglichst geringem Kostenaufwand nachzukommen.

Abbildung 1 zeigt in einer stark vereinfachten Form die grundsätzliche Funktionsweise von Quoten-/Zertifikathandelssystemen (Darstellung ohne Sanktionsmechanismus).

⁴⁹ Allerdings gibt es einen Vorschlag aus Deutschland zur Einführung eines solchen „Bonussystems“ zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung im liberalisierten Markt (vgl. Fishedick / Hennike 1999).

⁵⁰ Denkbar wäre auch eine Verpflichtung der Netzbetreiber oder der Erzeuger von Strom aus nicht regenerativen Quellen, was allerdings der Betonung des Verursacherprinzips zuwider laufen würde.

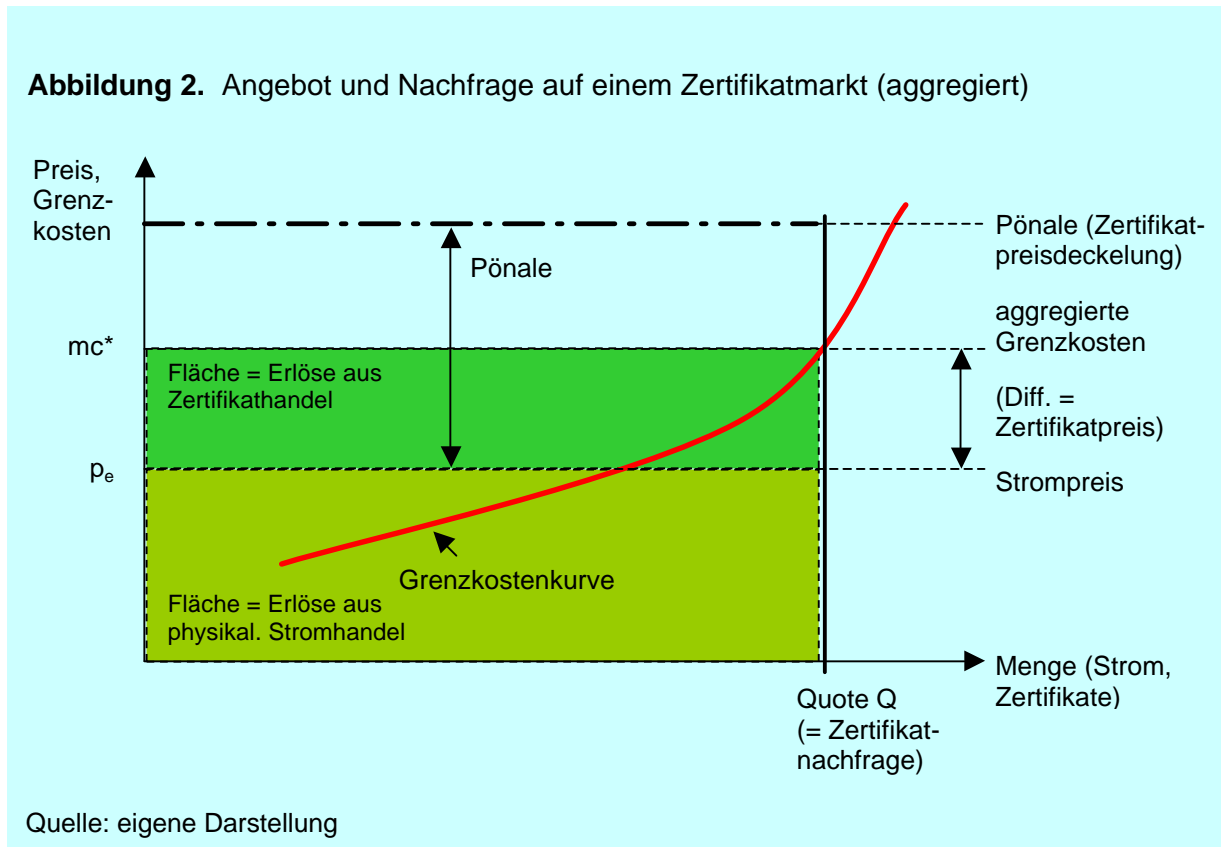
Abbildung 1. Funktionsweise eines Zertifikathandelssystems (vereinfachte Darstellung)



Quelle: eigene Darstellung

Der Grundmechanismus hinter einem System handelbarer Zertifikate für Regenerativstrom ist also die regulatorische Festlegung einer bestimmten Nachfrage für Regenerativstrom-Zertifikate (bzw. die zugrunde liegende Regenerativstrom-Erzeugung) über eine Quote. Die Zertifikatnachfrage wird aus der Summe aller Einzelquoten-Verpflichtungen bestimmt, während das Zertifikatangebot von den individuellen Grenzkosten der Regenerativstromerzeuger bestimmt wird. Durch die Zertifizierung von Regenerativstrom erhalten die Erzeuger Eigentumsrechte für die Zertifikate, die es in weiterer Folge erlauben, den Wert des physikalischen Stromes vom sozio-ökologisch-ökonomischen Zusatznutzen des Regenerativstromes (Vermeidung von Schadstoff- bzw. Treibhausgasemissionen, zusätzliche regionale Wertschöpfung, Schaffung / Erhalt von Arbeitsplätzen, usw.) zu trennen.

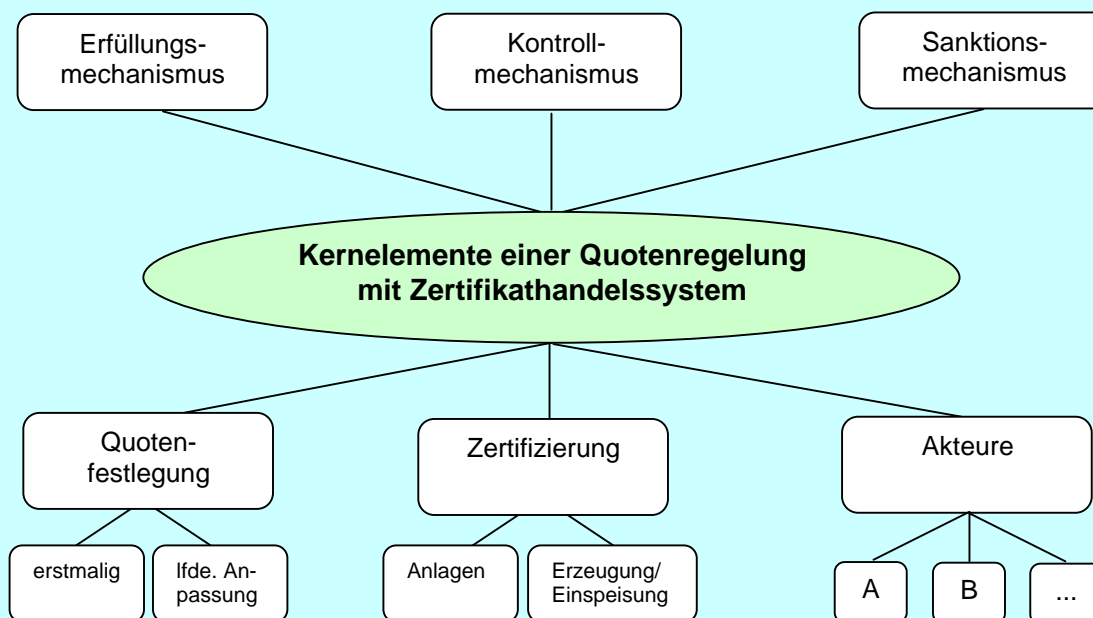
Abbildung 2 zeigt die prinzipielle Funktionsweise eines Zertifikatmarktes anhand der aggregierten Angebots- und Nachfragekurven. Der Zertifikatpreis bildet sich im Schnittpunkt der Angebotskurve (kumulierte Grenzkosten der Erzeugung) und der Höhe der Quote bzw. der (gesetzlich) pro Nachweisperiode festgelegten Nachfrage.



4.4.2 Elemente

Im folgenden sollen die wichtigsten, in der nachfolgenden Abbildung 3 in schematischer Form dargestellten Kernelemente einer Quotenregelung mit Zertifikathandelssystem diskutiert werden.

Abbildung 3. Kernelemente einer Quotenregelung mit Zertifikathandelssystem



Quelle: eigene Darstellung

4.4.2.1 Quotenfestlegung (Bemessungsgrundlage und Quotenhöhe)

Bemessungsgrundlage für die Quotenfestsetzung können grundsätzlich entweder die Stromerzeugung, die Stromeinspeisung, die Stromverkäufe, die eingekaufte Strommenge, der Stromverbrauch, oder andere Bezugsgrößen sein.⁵¹

Die Höhe der Quote hat sich grundsätzlich an den Grenzkosten zu orientieren.⁵² Sie ist politisch (bzw. in weiterer Folge verwaltungstechnisch) festzulegen. Sie ist abhängig von den geschätzten Potentialen und Kosten der Erzeugungstechnologien für Strom aus erneuerbaren Energieträgern, sowie den angestrebten Zielen (z.B. Effizienzsteigerung, Umweltentlastung, Förderung von Innovation, Steigerung des Regenerativstromanteils, Existenzsicherung der Regenerativstrom-Anbieter, usw.).

⁵¹ Vgl. Tabelle 1 bzw. auch Drillisch (1999b) u.a.m.

⁵² Wie in Abschnitt 5 noch dargelegt werden wird, kann es allerdings gerade bei der (technologisch ausgereiften) Kleinwasserkraft infolge der sehr niedrigen Grenzkosten und der hohen Kapitalintensität der Anlagen sinnvoller sein, sich von vorneherein an den Durchschnittskosten zu orientieren.

4.4.2.2 Zertifizierung

Ein Zertifikat ist eine Bestätigung über die Erzeugung (bzw. Einspeisung) regenerativen Stroms und gleichzeitig Nachweispapier für die Quotenerfüllung. Um Handel zu ermöglichen, sollte es als Inhaber- oder Namenspapier ausgestaltet werden.⁵³ Ein weiterer wichtiger Aspekt ist dabei die Abklärung der Frage, ob die Nettoerzeugung oder die Netzeinspeisung aus einer Regenerativstromanlage zertifiziert werden soll.⁵⁴

4.4.2.3 Akteure

· **Verpflichtete**

Die Verpflichtung zur Einhaltung einer bestimmten Quote kann entweder direkt den Endverbrauchern oder aber den Akteuren auf vorgelagerten Stufen (Stromerzeuger, Netzbetreiber, Stromlieferanten und -händler) auferlegt werden.⁵⁵ Die Verpflichteten übernehmen durch den (zwangsweisen) Kauf von Zertifikaten die Mehrkosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern relativ zur konventionellen Stromerzeugung. Wie stark die Endverbraucher diese zusätzliche Kostenbelastung tragen müssen, hängt von den Überwälzungsmöglichkeiten der vorgelagerten Stufen ab (gefangene Kunden, Wettbewerbsintensität, etc.).

· **Anlagenbetreiber**

Die Anlagenbetreiber sind die Begünstigten bei einer durch eine Quotenregelung implizierten Förderung. Diese werden allerdings gleichzeitig einem gewissen Wettbewerb und auch Preisrisiko ausgesetzt. Wettbewerb wird sich vor allem unter jenen Betreibern abspielen, deren Grenzkosten im Bereich der Quotenhöhe liegen, also den Grenzanbietern (vgl. Abbildung 1). Erzeuger mit niedrigen Grenzkosten haben aus diesem Grunde – unabhängig von einer eventuell gewährten Abnahmegarantie für den physikalischen Strom – gegenüber Erzeugern mit höheren Grenzkosten *a priori* einen Vorteil und können (bei gleicher Fixkostenbelastung) wesentlich höhere Gewinne erzielen (Mitnahmeeffekte). Der Gesamterlös der unter einem Quoten-/Zertifikathandelssystem agierenden Anlagenbetreiber setzt sich aus

⁵³ Vgl. Drillisch (1999a, 2001). Der Rechtscharakter der Zertifikate sollte in einem juristischen Gutachten geklärt werden; eine unveröffentlichte Studie von KPMG ist zu dem Ergebnis gekommen, dass bestimmte Regenerativstromzertifikate Wertpapiere sein können, deren Handel einer besonderen behördlichen Aufsicht unterstellt werden kann.

⁵⁴ In der Nettoerzeugung ist der Betriebs- bzw. Eigenverbrauch berücksichtigt.

⁵⁵ Werden die Endverbraucher verpflichtet, so decken sich Nutzer und Zahler des öffentlichen Gutes „Mehrwert der Regenerativstromnutzung“ (gemäß dem Verursacherprinzip) bzw. Unterworfenen und Kontrollberechtigte (gemäß dem Demokratieprinzip) am besten. Da auf Händler Ebene jedoch die Marktinformation in der Regel besser und die Transaktionskosten geringer sind, kann auf dieser Ebene insgesamt betrachtet mit einer höheren ökonomischen Effizienz gerechnet werden.

dem Erlös aus dem physikalischen Stromhandel und dem aus dem Zertifikathandel erzielten Erlös zusammen.

· **Investoren**

Sie spielen insbesondere in jenen Fällen eine wichtige Rolle, in denen Re-Investitionen oder Kapazitätserweiterungen (z.B. aufgrund einer ansteigenden Quote) notwendig werden. Das Investitionsverhalten wird dabei ganz wesentlich von den Erlöserwartungen – d.h. der Preisentwicklung auf den Spot- und Futuresmärkten für physikalischen Strom bzw. Zertifikate – abhängig sein. Je volatil die Preise, desto höher die Risikoprämie. Außerdem hängt die Risikosituation bzw. -einschätzung auch von anderen Risiken ab, wie etwa dem politischen Risiko, dass die geltende Regelung abgeschafft bzw. drastisch zum Nachteil des Investors verändert wird. Zu beachten ist weiter auch, dass Investitionen Zeit für die Planung und Ausführung benötigen, d.h. Kapazitätserweiterungen in der Regel nicht von heute auf morgen erfolgen können.

· **Betreiber Zertifikatregister**

Dem Registerbetreiber kommt die Aufgabe zu, Transaktionen aufzuzeichnen, den Transaktionen entsprechend Zertifikate auf- und abzubuchen, und am Ende der Nachweisperiode die entsprechende Menge an Zertifikaten zu entwerten.⁵⁶ Ebenso zu seinen Aufgaben als Verwalter der Zertifikatguthaben gehört es, Unterdeckungen festzustellen und die Regulierungsinstanz entsprechend in Kenntnis zu setzen, damit diese die notwendigen Schritte unternehmen kann (Mahnung und Nachfristsetzung bzw. Verhängung der vorgesehenen Strafzahlung).

· **Regulator**

Dem Regulator obliegt die Verantwortung über die Kontrolltätigkeiten. Teilweise können diese Tätigkeiten auf privatwirtschaftliche Unternehmen delegiert werden (z.B. die stichprobenartige Kontrolle der zugelassenen KWKW-Betreiber bzw. der gemeldeten / beglaubigten Einspeisemengen). Weiters übernimmt er Aufgaben des Mahn- und Strafwesens im Umgang mit säumigen Quotenverpflichteten (in Österreich z.B. Meldung an die jeweilige Landesregierung).

· **Kartellbehörde/n**

Der Kartellbehörde bzw. den Kartellbehörden kommt die Aufgabe zu, das ordnungsgemäße Funktionieren des Zertifikatsmarktes zu prüfen. Falls es zu missbräuchlichem Ausnutzen von

⁵⁶ Obwohl diese drei Funktionen prinzipiell auch von drei verschiedenen Stellen bzw. Institutionen wahrgenommen werden könnten, dürfte eine derartige Trennung in der Praxis wenig Sinn machen.

Marktmacht auf Seiten der Zertifikatsanbieter oder -nachfrager kommt, sind die aus anderen Märkten bekannten Verfahren einzuleiten.

- **Netzbetreiber**

Der Netzbetreiber misst die eingespeiste KWKW-Strommenge und übernimmt die ihm aus dem Stromhandel zukommenden weiteren Aufgaben (Abrechnung, etc.). Darüber hinaus beglaubigt er die eingespeisten Mengen an KWKW-Strom und bestätigt dies dem KWKW-Betreiber gegenüber dem Betreiber des Zertifikatregisters.

- **Betreiber Zertifikatbörse**

Zur Zusammenführung von Zertifikatangebot und -nachfrage bedarf es eines Zertifikat-handels. Dieser kann entweder börslich organisiert oder bilateral erfolgen. Im ersten Fall wäre z.B. denkbar, dass eine daran interessierte Strombörse einen standardisierten Handel mit KWKW-Zertifikaten etabliert, in dem sie als Vertragspartner auf beiden Seiten fungiert.

- **Betreiber Handelsplattform / Zertifikatbroker**

Im Rahmen des bilateralen (OTC-) Handels können private Unternehmen eine (Internet-) Handelsplattform aufbauen, indem sie potentiellen Käufern und Verkäufern von Zertifikaten die Möglichkeit bieten, ihre Gebote auf einem elektronischen „Schwarzen Brett“ zu veröffentlichen. Will z.B. ein Käufer ein Verkaufsangebot wahrnehmen, so vermittelt der Betreiber der Handelsplattform dem Käufer die Identität des Verkäufers, sodass diese den Handel abschließen können. Der Zugang zum Internet-Handelsplatz, oder alternativ die Übermittlung der Identität des potentiellen Vertragspartners, kann von der Zahlung einer Gebühr abhängig gemacht werden.

- **Zertifikathändler**

KWKW-Betreiber und Quotenverpflichtete können entweder ihre Zertifikate direkt aneinander verkaufen bzw. voneinander kaufen, oder sie können über Zwischenhändler interagieren. Insbesondere für Anbieter kleiner Kontingente an KWKW-Zertifikaten kann es zur Reduktion der Transaktionskosten sinnvoll sein, einen Zertifikathändler mit der Vermarktung seiner Zertifikate zu beauftragen. Im Gegensatz zum Zertifikatbroker, der die Handelsgeschäfte nur vermittelt (und nicht in die Vertragsbeziehung integriert ist), übernimmt der Zertifikathändler die Funktion des Vertragspartners („counterparts“).

- **Stromhändler**

Ebenso wie bei der Vermarktung der Zertifikate kann es für die KWKW-Betreiber sinnvoll sein, ihre Stromerzeugung nicht eigenständig zu vermarkten, sondern die Größenvorteile

eines Stromhändlers zu nutzen, der dann die Vermarktung der Erzeugung auf seine Rechnung übernimmt.

4.4.2.4 Anforderungen an Zertifikate (Merkmale, Kontrollmechanismus)

Zertifikate können grundsätzlich entweder nur in elektronischer Form ausgestellt sein (elektronische Datenbank), oder tatsächlich in physischer Form auf Papier existieren, was zusätzliche Kosten verursacht und für die Funktionsfähigkeit eines Zertifikathandelssystems nicht unbedingt erforderlich ist. Ein Regenerativstrom-Zertifikat kann u.a. durch die folgenden Merkmale näher spezifiziert werden:

- (eindeutige) Identifikationsnummer,
- Ausgabe-/Ausstellungsdatum des Zertifikates,
- Verfallsdatum des Zertifikates (bei Beschränkung der Gültigkeitsdauer),
- Informationen über die Erzeugungsanlage (inkl. sonst. Förderungen),
- Zertifikataussteller,
- Besitzer und Vorbesitzer,
- Nominale (Stückelung).

Durch diese Merkmale ist prinzipiell auch eine Eignung für den internationalen Zertifikathandel gegeben. Welche Merkmale im konkreten Anwendungsfall als tatsächlich erforderlich definiert werden, hängt ganz wesentlich von der Ausgestaltung und der Reife des Zertifikatmarktes ab, und kann sich im Laufe der Zeit verändern. So kann es insbesondere im internationalen Zertifikathandel von großer Bedeutung sein, wo und mit welcher Technologie der Regenerativstrom erzeugt und in welcher Höhe die betreffende Erzeugungsanlage subventioniert wurde. Der Reifegrad des Marktes ist deswegen relevant, weil in der Aufbauphase eines Zertifikatmarktes zusätzliche Details weniger bedeutend sind als die Einfachheit des Systems (Vermeiden einer Überforderung der Akteure) und die Funktionstüchtigkeit des Marktes.

Bezüglich der Stückelung (Nominale) der Zertifikate gilt es, ein Optimum zwischen den Transaktionskosten einerseits, und dem Quotenanteil der einzelnen Verpflichteten andererseits zu finden. In den Ländern mit konkreten Umsetzungsplänen für Quoten-/Zertifikathandelssysteme für Regenerativstrom (vgl. Tabelle 1) weichen die geplanten Stückelungen jedenfalls z.T. stark von einander ab.

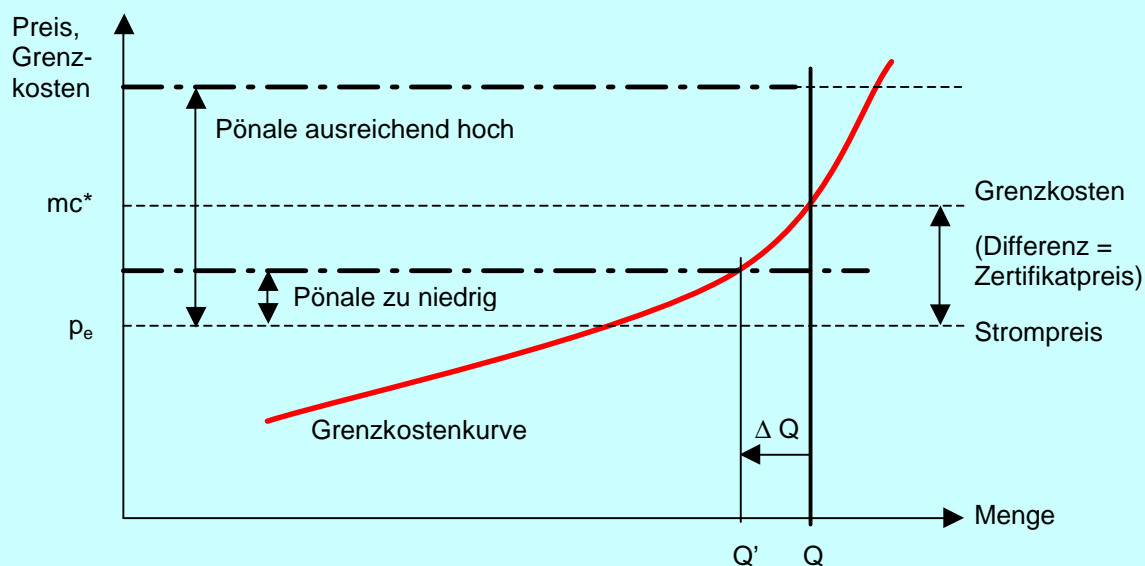
Grundsätzlich ist denkbar, einzelne Merkmale (oder alle, außer vielleicht Datumsangaben) lediglich in verschlüsselter Weise auf dem Zertifikat zu vermerken (z.B. Art der Erzeugung, Zertifikataussteller), z.B. in Form einer eindeutigen Seriennummer. Prinzipiell gilt, dass je mehr Merkmale ein Zertifikat aufweist, desto höher sein Informationsgehalt ist, und desto eher es im internationalen Zertifikathandel bzw. als „grünes“ Zertifikat einsetzbar wird.

4.4.2.5 Sanktionsmechanismus

Ohne einen entsprechenden Sanktionsmechanismus mit ausreichend hoher Strafandrohung kann die Einhaltung einer bestimmten Quotenverpflichtung und damit die Erreichung eines politisch motivierten Mengenzieles nicht gewährleistet werden. Der Anreiz bestünde lediglich durch mögliche sonstige Folgen der Nichterfüllung (z.B. Imageverlust) bzw. in der intrinsischen Motivation der Verpflichtungseinhaltung (freiwillige Zahlungsbereitschaft). Grundsätzlich kommen folgende Einflussfaktoren für die Bereitschaft zur Erfüllung einer Verpflichtung in Betracht:

- absolute Höhe der Strafzahlung,
- fixe oder variable Höhe (abhängig von der Höhe der Abweichung von der Verpflichtung),
- Häufigkeit der Nichterfüllung,
- Wahrscheinlichkeit der Entdeckung der Nichterfüllung (Häufigkeit und Art der Kontrolle),
- gerichtliche Durchsetzbarkeit der Strafe.

Um einen hinreichenden Anreiz zum Kauf von Zertifikaten zu erzeugen, muss die Strafe ausreichend hoch angesetzt werden (d.h. höher als die Differenz zwischen den Grenzkosten des Grenzanbieters und dem durchschnittlichen physikalischen Strompreis; vgl. Abbildung 4), da es ansonsten für die Verpflichteten günstiger ist, die Strafzahlung zu leisten anstatt Zertifikate zu erwerben, wodurch die Erreichung des Quotenzieles nicht mehr gewährleistet ist ($Q \rightarrow Q'$) – und den Regenerativstrom-Anlagenbetreibern ein Teil der zusätzlich zu erwartenden Erlöse aus dem Zertifikathandel verloren gehen.

Abbildung 4. Bemessung des Pönale

Quelle: eigene Darstellung

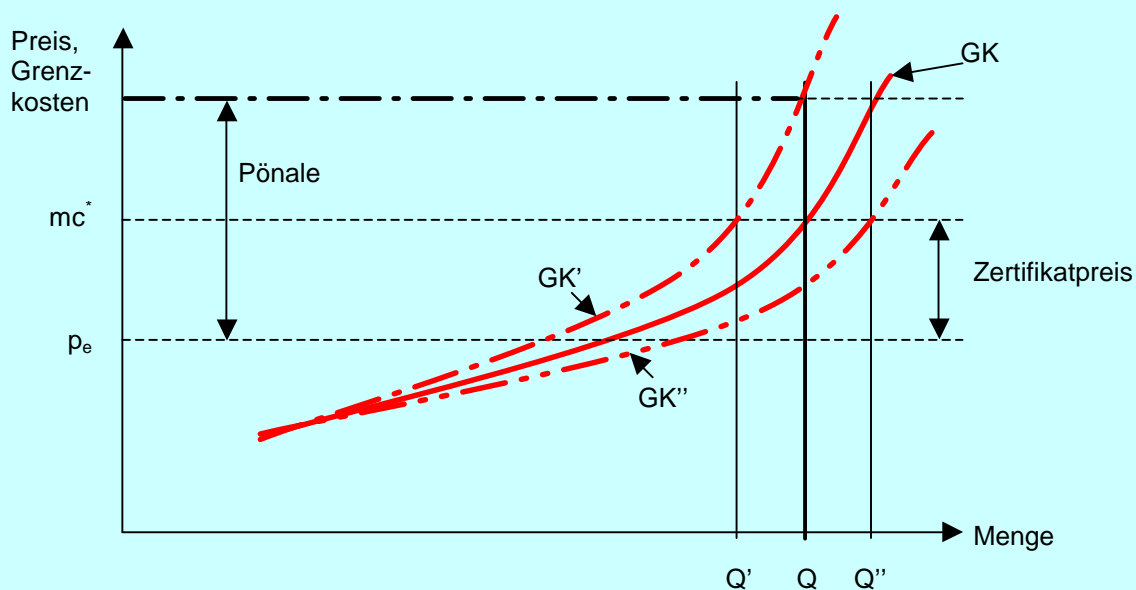
Die einfachste Form der Pönale-Festlegung ist die eines konstanten Betrages pro nicht erreichter Einheit (z.B. Flandern, Dänemark). Alternativ kann sie auch auf Basis eines durchschnittlichen Zertifikat-Marktpreises (und eines entsprechenden Aufschlages) festgesetzt werden, was den Vorteil hat, dass sie zwar immer höher ist als der Marktpreis, aber dennoch nicht unangemessen hoch ausfällt (z.B. Texas). In Österreich wurde eine Definition gewählt, nach der sich die Pönale an der Differenz zwischen den durchschnittlichen Produktionskosten und dem Strommarktpreis zu orientieren hat (Grundsatzgesetzgebung), wobei eine genauere Spezifikation in den Ausführungsgesetzen der Länder (bzw. den dazugehörigen Verordnungen) vorzusehen ist. Schließlich gibt es noch den relativ komplizierten, in Italien gewählten Ansatz, bei dem vorläufige Zertifikate zu einem vorher nicht genau bekannten Preis ausgegeben werden, wobei die tatsächliche Strafzahlung erst im nachhinein gerichtlich festgestellt wird (der exakte Preis ergibt sich daraus, dass das Zertifikatregister-Betreiber binnen drei Jahren Zertifikate im Ausmaß der ausgegebenen vorläufigen Zertifikate rückkaufen muss).

4.4.3 Quotenmanagement

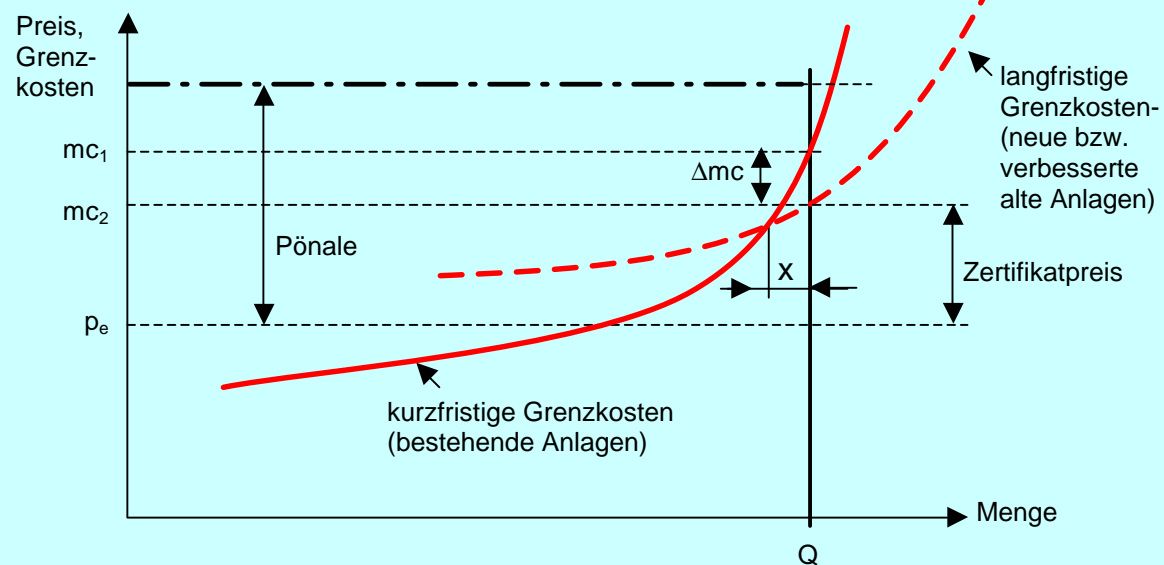
Je höher die Quote gewählt wird, desto höher wird aufgrund der zusätzlich geförderten kostengünstigeren Anbieter der (markträumende) Zertifikatpreis sein müssen. Umgekehrt gilt, dass sich bei gleichbleibender Quote und unter der Voraussetzung kostensparender Innovationen der erwartete Zertifikatpreis vermindert. In dem Maße, in dem bisherige externe Kosten internalisiert werden und die Erzeugungskosten für Strom aus regenerativen Quellen gesenkt werden können, verliert die Quotenregelung an Bedeutung (sog. „sun-setting“).

Die folgende Abbildung 5 soll verdeutlichen, dass je nach tatsächlichem (und in der Praxis oft schwer zu schätzenden!) Verlauf der aggregierten Grenzkostenkurve eine unterschiedliche Quotenhöhe als optimal anzusehen ist (um einerseits ausreichende Zusatzerlöse für die Regenerativstrom-Anlagenbetreiber zu ermöglichen, und andererseits die Pönale nicht unverhältnismäßig hoch werden zu lassen). Abbildung 6 wiederum zeigt, dass es im Falle von effizienteren Grenzanbietern zu einer Verdrängung von (ineffizienten) bestehenden Anlagen (im Ausmaß x) kommen kann, wodurch die Grenzkosten des Grenzanbieters sinken (Δmc) und eine insgesamt kostengünstigere Lösung zustande kommt.

Abbildung 5. Optimale Quotenhöhe bei verschiedenen Grenzkostenverläufen



Quelle: eigene Darstellung

Abbildung 6. Grenzkostenverlauf im Falle von Kapazitätserweiterungen

Quelle: eigene Darstellung, in Anlehnung an Morthorst (2000b)

4.4.4 Schutz kleiner Anbieter

Wettbewerb ist in einem System handelbarer Zertifikate für regenerativ erzeugten Strom explizit erwünscht. Deshalb kann es natürlich passieren, dass Erzeuger von Ökostrom mit weniger wettbewerbsfähigen Kostenstrukturen aus dem Markt gedrängt werden. Entscheidend ist hier einerseits die Fähigkeit neuer Anbieter, sich am Markt zu etablieren (vgl. Abschnitt 4.5.6), und andererseits die Höhe der Quote, die es allenfalls auch teureren Anbietern noch erlaubt, in die Quotenregelung hineinzufallen und ihre Zertifikate zu veräußern.

Jede Maßnahme zur Abfederung von möglichen Härtefällen führt zu einer gewissen Verwässerung des Systems und damit wiederum zu Marktverzerrungen. Sie muss deshalb im konkreten Fall gut argumentierbar (z.B. auf Basis anderer Zielvorstellungen als der reinen Effizienzsteigerung), moderat und nicht diskriminierend sein.

4.5 Marktorganisation und Preisbildung

Die Preisbildung für die Zertifikate wird ganz wesentlich von der Transparenz des Marktgeschehens beeinflusst.⁵⁷ Diese wiederum hängt von der Marktorganisation ab. Man unterscheidet zwischen dem nicht standardisierten, bilateralen („over-the-counter“ bzw. „OTC-“) Handel und dem standardisierten, börsenmäßig organisierten Zertifikathandel. Wie in konventionellen Finanzmärkten bzw. im konventionellen Stromhandel können diese beiden Marktformen parallel nebeneinander existieren. Vielfach wird ihnen sogar eine sich gegenseitig unterstützende Wirkung nachgesagt.⁵⁸

Es muss davon ausgegangen werden, dass in der Aufbauphase eines Zertifikatmarktes die anfänglich gehandelten Zertifikat-Volumina relativ gering sein dürften. Deshalb sind niedrige Transaktionskosten und die Vermeidung von Eintrittsbarrieren sehr wichtig, damit sich der Markt möglichst rasch entwickeln und das Vertrauen der Marktteilnehmer und damit auch das gehandelte Zertifikatvolumen entsprechend wachsen kann.

4.5.1 Bilateraler Handel

Im bilateralen bzw. over-the-counter Handel außerhalb der Börse und zu beliebigen Kontraktsspezifikationen können Verträge über die Lieferung von Zertifikaten, oder aber von Zertifikaten und dem dazugehörigen physikalischem Strom abgeschlossen werden. Laufzeiten, Lieferfristen, Zahlungsmodalitäten und andere Vertragsbestimmungen sind dabei individuell verschieden.

4.5.2 Börslicher Handel

Im börslichen Handel werden die Transaktionen über einen Marktplatz abgewickelt. Angebote und Nachfrage werden ermittelt und zu festgesetzten Zeitpunkten ein markträumender Preis bestimmt. Durch die Veröffentlichung der Preise und der gehandelten Mengen wird ein hoher Grad an Transparenz erreicht. Der ermittelte Marktpreis kann als Referenz für bilaterale Verträge dienen.

Ein weiterer Vorteil eines börsenmäßigen Handels liegt in der Anonymität der Marktteilnehmer, sowie in der Standardisierung der Verträge. Die Suche nach Vertragspartnern und die Prüfung ihrer Bonität wird durch die Tätigkeit der Börse wesentlich erleichtert.

⁵⁷ Vgl. Drillisch (1998), S. 259.

⁵⁸ Vgl. Brindle (1995).

Ein solcher Zertifikthandelsmarkt kann organisatorisch entweder selbständig eingerichtet (eigenständige Internethandelsplattform), oder aber einer (Strom-)Börse angeschlossen werden, wodurch sich wahrscheinlich gewisse Synergie-Effekte erzielen lassen (z.B. im Bereich des Clearings⁵⁹). Mehrere europäische Strombörsen (APX, Nord Pool, u.a.m.) haben bereits angekündigt, in Hinkunft auch Zertifikate für Regenerativstrom handeln zu wollen.⁶⁰

4.5.3 Risikomanagement

Sowohl die Erzeuger von Regenerativstrom als auch die Zertifikat-Nachfrager unterliegen durch den freien Zertifikatpreis einem Preisrisiko. Risikoaverse Zertifikatbesitzer werden daher eher danach trachten, langfristige Verträge (Terminkontrakte) abzuschließen bzw. Zertifikatguthaben möglichst rasch zu veräußern, während risikofreudige Zertifikatbesitzer danach trachten werden, durch rechtzeitige Verkäufe in Hochpreisphasen möglichst hohe Erlöse zu erzielen.

Im börsenmäßigen Handel kann davon ausgegangen werden, dass sich neben dem Spotmarkt für Zertifikate nach einer gewissen Zeit auch ein Terminmarkt bilden wird, auf dem Futures und Optionen gehandelt werden.⁶¹ Dadurch eröffnen sich neue Möglichkeiten der Preissicherung bzw. des Risikomanagements. Da die Betreiber gewisser Regenerativstromanlagen (allen voran Wind- und Wasserkraftanlagen) nicht nur einem Preisrisiko, sondern infolge der Variabilität des Erzeugungsaufkommens auch einem Mengenrisiko ausgesetzt sind, werden Derivate zur Absicherung von volumetrischen Risiken, falls vorhanden, prinzipiell eine attraktive Variante (z.B. Wetterderivate).⁶²

4.5.4 Preisbildung

Die Preisbildung auf dem Zertifikatmarkt ist ein komplexer Prozess, dem zahlreiche mehr oder weniger augenscheinliche Einflussfaktoren zugrunde liegen. Dazu zählen insbesondere:

⁵⁹ Unter dem Begriff „Clearing“ versteht man die Funktion einer Börse, als Gegenpartei zu agieren, die die finanzielle Glattstellung einer Handelstransaktion garantiert. Dies ermöglicht, dass die Teilnehmer an einer Börse ihre Anonymität wahren können und keinem Kreditrisiko ausgesetzt werden (Übernahme des „counterparty risk“ durch die Clearing-Stelle).

⁶⁰ Vgl. REP (2000) u.a.m.

⁶¹ Eine wichtige Voraussetzung für einen Handel mit Derivaten ist eine ausreichend hohe Volatilität der Preise. Weitere Kriterien sind Produkthomogenität, Unsicherheit bzgl. Angebot und Nachfrage, Lieferbarkeit des Underlyings, sowie die Existenz eines Spotmarktes und die Struktur desselben.

⁶² Entscheidend für die Brauchbarkeit eines Derivates ist neben anderen Kriterien vor allem eine hohe Korrelation des Underlyings mit der eigenen Risikokomponente zur Reduktion des sog. Basisrisikos.

- Verkaufserlöse für den physikalischen Strom
- (Grenz-)Kosten der erneuerbaren Stromerzeugung
- Quotenhöhe
- Höhe der Pönale
- Flexibilität (Gültigkeitsdauer der Zertifikate, Existenz eines Terminmarktes, etc.)
- Funktionsfähigkeit des Marktes (Transparenz, Liquidität, Absenz von Marktmacht, etc.)

Daneben muss sowohl auf Anbieter- als auch Nachfragerseite mit strategischem Verhalten gerechnet werden. Je nach dem Grad der Risikobereitschaft wird es Marktteilnehmer geben, die möglichst rasch die am Beginn jeder Nachweisperiode vorhandene Unsicherheit in Zertifikaterlöse (Verkäufer) bzw. -kosten (Käufer) umwandeln möchten (bzw. vorhandene Möglichkeiten des Hedging nützen), und solchen, die auf Erlösmaximierung abzielen und zur Übernahme eines höheren Risikos bereit sind – und mit den Zertifikatverkäufen bzw. -käufen bis zur letzten Minute zuwarten wollen (und dadurch auch auf den mit einer frühzeitigen Transaktion verbundenen Zinsgewinn verzichten).

Die oben genannten Faktoren beeinflussen sich gegenseitig zum Teil sehr stark, weshalb die (erstmalige und in weiterer Folge laufende) Gestaltung eines funktionstüchtigen Zertifikatmarktes eine große Herausforderung darstellt.

4.5.5 Flexibilisierung des Zertifikatmarktes

4.5.5.1 Allgemeines

Durch die Fixierung der Nachfrage nach Zertifikaten durch eine Quote⁶³ und einem veränderlichen Angebot (unterschiedliches Energieaufkommen – z.B. im Falle von Wind- und Wasserkraft, taktisches / strategisches Verhalten, etc.) ist ein Zertifikathandelssystem *grundsätzlich instabil*. Im Falle eines Überangebotes tendiert der Zertifikatpreis gegen Null, während er bei einem Unterangebot bis zur Höhe der Pönale ansteigen kann (darüber hinaus ist es lukrativer, die Strafzahlung zu leisten). Ein zweiter Grund für Instabilitäten ist

⁶³ Man beachte, dass nur die Quote in Prozentpunkten fixiert ist, nicht jedoch die Anzahl der pro Periode nachzuweisenden Zertifikate, da diese i.d.R. verbrauchsabhängig (z.B. vom Stromverbrauch, von der Liefermenge, usw.) ist.

die stufenfixe Natur von Kapazitätserweiterungen im Falle großer Neuanlagen (z.B. großer Windpark) und relativ kleiner Zertifikatmärkte.⁶⁴

Prinzipiell lassen sich zwei Möglichkeiten der Flexibilisierung unterscheiden: (a) die Dotierung des Zertifikatmarktes mit Zertifikaten aus einer Vorlaufperiode ohne Nachweispflicht, und (b) die Möglichkeit des Transfers von Zertifikaten in eine andere Nachweisperiode („Banking“ bzw. „Borrowing“).

4.5.5.2 Vorlaufzeit bis zur ersten Nachweispflicht

Im Zuge der Einführung eines Zertifikathandelssystems kann eine bestimmte Periode fixiert werden, in der Zertifikate generiert werden können, ohne dass eine Nachweispflicht besteht. Diese Vorab-Generierung von Zertifikaten kann einerseits bei der Einrichtung eines neuen Systems dienlich sein (Probelauf), andererseits ist dadurch von Beginn des Zertifikatmarktes an ein gewisser Grundstock an Zertifikaten bereits vorhanden, wodurch dem Problem einer anfänglich wahrscheinlich geringen Liquidität des Zertifikatmarktes entgegengewirkt werden kann.

4.5.5.3 „Banking“ und „Borrowing“

Die Tendenz zur Instabilität kann auch vermindert werden, in dem man die Gültigkeitsdauer der Zertifikate über die laufende Nachweisperiode hinaus erweitert. Unter „Banking“ versteht man, dass nicht eingelöste Zertifikate einer bestimmten Abrechnungsperiode in einer zukünftigen Periode benutzt werden können, während „Borrowing“ das Verschieben (eines Teils) der Nachweisverpflichtung auf eine spätere Periode (bzw. spätere Perioden) bedeutet.⁶⁵

Beim *Banking* gibt es verschiedene Spielarten. So kann die Gültigkeit der Zertifikate über das Jahr der Erzeugung hinaus auf eine bestimmte oder unbestimmte Zeit hinaus verlängert werden. Eine andere Variante ist die, dass lediglich ein bestimmter %-Satz der aktuellen Quotenverpflichtung durch Zertifikate aus Vorperioden abgedeckt werden darf. Denkbar ist ebenfalls, dass Zertifikate mit einem bestimmten Zinssatz abdiskontiert (aufdiskontiert) werden, sodass ihr Wert mit jedem abgelaufenen Jahr abnimmt (zunimmt) und Banking (Borrowing) über mehrere Jahre entsprechend unattraktiver macht.

⁶⁴ Vgl. Schaeffer / Sonnemans (2000).

⁶⁵ Üblicher- bzw. sinnvollerweise gekoppelt mit einer Sicherheitsleistung in Höhe der bei Nichterfüllung der Quote fälligen Pönale.

Man beachte, dass (uneingeschränktes) Banking auch preistreibend wirken kann, z.B. wenn Verkäufer ihre Zertifikate zunächst aus taktischen Gründen teuer anbieten und einen Teil horten, und in der Folge die Unsicherheit der Angebotsentwicklung (der prinzipiell in ausreichender Menge vorhandenen bzw. generierten Zertifikate) auch bei den Käufern zu verstärktem Banking-Verhalten führt.⁶⁶

Borrowing erlaubt es, dass die Quotenverpflichteten in „mageren“ Jahren (z.B. hervorgerufen durch geringe Niederschläge oder schlechte Windverhältnisse, einen überdurchschnittlich hohen Energieverbrauch, oder einen illiquiden Zertifikatmarkt) eine Quotenschuld aufbauen können, ohne sofort die Strafzahlung leisten zu müssen, und in Folgeperioden ihre Quotenschuld wieder abtragen. Dadurch kann den Erzeugern beispielsweise auch ermöglicht werden, notwendige zusätzliche Kapazitäten aufzubauen.

Man beachte, dass *Borrowing* preismindernd wirken kann, da der Druck auf die Käufer zur Quotenerfüllung, insbesondere am Ende der Nachweisperiode, entsprechend geringer ausfällt. Um zu vermeiden, dass ein mit der Erfüllung des Nachweispflicht säumiger Quotenverpflichteter die Zertifikate wegen Zahlungsunfähigkeit zu einem späteren Zeitpunkt nicht mehr nachbringen kann (Kreditausfallsrisiko), dürfte sich die Vorschreibung einer Depotleistung (z.B. in Höhe der Strafzahlung) als sinnvoll und nützlich erweisen.

4.5.6 Langfristiges (partielles⁶⁷) Konkurrenzgleichgewicht bei freiem Marktzugang⁶⁸

Die folgenden theoretischen Ausführungen sollen dazu dienen, das prinzipielle Verständnis für die effizienzsteigernde Wirkung von Quoten- / Zertifikathandelssystemen zu verbessern. In Kapitel 5 wird sodann versucht, den Sachverhalt anhand der konkreten Situation der österreichischen Kleinwasserkraft noch weiter zu verdeutlichen.

Wenn man von langfristigen Angebotskurven einzelner Regenerativstrom-Anlagenbetreiber ausgeht, und daraus versucht, eine aggregierte Angebotsfunktion abzuleiten, dann müssen in einem offenen Markt (Markt mit freiem Zugang und freier Konkurrenz) auch solche Anbieter berücksichtigt werden, die neu in den Markt eintreten bzw. auch solche, die aufgrund von unüberwindbaren Ineffizienzen aus dem Markt ausscheiden (müssen).

⁶⁶ Dieser interessante Effekt wurde im Rahmen eines Laborexperimentes am Center for Research in Experimental Economics and Political Decision-Making (CREED) der Universität Amsterdam nachgewiesen (vgl. Schaeffer / Sonnemans 2000).

⁶⁷ Von „partiell“ spricht man in diesem Zusammenhang deshalb, weil von der gesamten Volkswirtschaft hier nur der Gütermarkt (f. Zertifikate bzw. physikalischen Strom) betrachtet wird.

⁶⁸ Die in diesem Abschnitt verwendete Argumentation baut auf Schumann (1984) auf.

Entsprechend der zugrunde liegenden festen Quote nehmen wir in der folgenden Analyse die Nachfrage als gegeben und konstant an, und versuchen, das langfristige (partielle) Konkurrenzgleichgewicht aufzuzeigen. Die Angebotsseite besteht aus vielen kleinen Anbietern, wobei jeder einzelne einen sehr kleinen Anteil am Gesamtangebot hat. Der Preis ist für alle Anbieter gleich (Markttransparenz),⁶⁹ jedoch erzielen sie aufgrund der unterschiedlichen Kostenstrukturen (technische Anlageneffizienz, Standortqualität, Fremdkapitalkosten, usw.) unterschiedliche Gewinne. Dabei wird es auch solche Anbieter geben, bei denen die langfristigen Durchschnittskostenkurven gleich dem erzielbaren Gesamtpreis (Preis für physikalischen Strom plus Zertifikatspreis) sind. Solche Anbieter machen zwar keinen Gewinn, doch sind die Unternehmen lebensfähig, sofern in die Kosten auch ein angemessener Unternehmerlohn und eine angemessene Eigenkapitalverzinsung eingerechnet wurde. Diese Anbieter werden in der ökonomischen Literatur *Grenzanbieter* bzw. *marginale Anbieter* genannt, jene mit der Möglichkeit zur Gewinnerzielung als *intramarginale Anbieter*.

Beim Vorhandensein Gewinn erzielender Anbieter werden auch neue Anbieter in den Markt gelockt, und zwar solche, die davon ausgehen können, ebenfalls der Gruppe der intramarginalen Anbieter anzugehören (d.h. deren Durchschnittskosten einen ähnlich günstigen Verlauf zeigen). Alle neuen Anbieter zusammen bewirken, dass sich die kurz- und langfristige Angebotskurven nach rechts verschieben werden und flacher verlaufen. Bisherige Anbieter, die es durch technologische Verbesserungen und ökonomische Effizienzsteigerungen nicht schaffen, von der Situation des Grenzanbieters in eine günstigere (intramarginale) Position zu kommen, werden dadurch (zumindest langfristig) aus dem Markt ausscheiden. Die Marktein- und -austritte werden erst dann zu einem Ende kommen, wenn die Rechtsverschiebung der langfristigen Angebotskurve das Preisniveau so weit gesenkt hat, dass neue Anbieter nicht mehr damit rechnen können, Gewinne zu erzielen.

Bei sinkenden Preisen werden immer mehr der bisherigen, mit veralteten Technologien arbeitenden Anbieter zum Ausscheiden (oder zum Umsteigen auf neue Technologien) gezwungen. Über den Druck sinkender Preise kommt es schließlich so weit, dass sich die Kostenfunktionen und damit die Produktionsfunktionen der am Markt teilnehmenden Anbieter angeglichen haben⁷⁰ und es kommt zu einem sog. *Branchen- oder Gruppengleichgewicht*.

⁶⁹ Es wird in dieser theoretischen Überlegung davon ausgegangen, dass in einem Markt mit vollständiger Konkurrenz jeder Anbieter über die zustande gekommenen Preise voll informiert ist. Beispielsweise vermag eine Börse die Markttransparenz erheblich zu erhöhen, da die zustande gekommenen Preise laufend veröffentlicht werden.

⁷⁰ N.B.: Transparenz hinsichtlich der technischen Möglichkeiten stellt dabei keine Voraussetzung dar!

4.6 Systemerweiterungen

4.6.1 Einleitung

Erweiterungen eines Zertifikathandelssystems sind in verschiedenen Dimensionen denkbar.⁷¹ Zum einen kommt – wie im Falle des österreichischen Systems für Strom aus Kleinwasserkraftwerken – eine Erweiterung der Anzahl der zugelassenen Energieträger bzw. -technologien in Frage. Zum anderen wäre zum Zwecke einer Vergrößerung des Marktes eine Internationalisierung wünschenswert (bilateral bzw. multilateral), um das Effizienzpotential zu steigern.⁷² Drittens wäre eine Erweiterung auf ein System denkbar, in dem neben Regenerativstromzertifikaten auch Kraft-Wärme-Kopplungs-(KWK-)Zertifikate gehandelt werden.⁷³ Viertens wäre es attraktiv, eine Verknüpfung zu einem System handelbarer Zertifikate für Treibhausgasemissionen zu überlegen. Diese vier Dimensionen sollen in den nachfolgenden Abschnitten im einzelnen kurz besprochen werden. Für alle der genannten Dimensionen gilt, dass das Marktvolumen vergrößert wird (was die spezifischen Transaktionskosten tendenziell senken dürfte und die Liquidität erhöht), zugleich aber auch die Systemkomplexität steigt.

4.6.2 Erweiterung der Erzeugungstechnologien bzw. Energieträger

Je nach Anzahl der in einem Zertifikathandelssystem bereits zugelassenen Erzeugungstechnologien bzw. Energieträger sind Erweiterungen (oder Einschränkungen) denkbar. Dies birgt jedoch im Falle ausreichender Kapazitäten bzw. Potential einzelner Technologien die Gefahr in sich, dass der Markt von wenigen (den kostengünstigsten) Technologien dominiert wird, wodurch unter Umständen die Diversität des Erzeugungssystems leidet und das dazu führen kann, dass vorderhand weniger kostengünstige (aber vielleicht unter anderen – z.B. ökologischen, sozialen oder regionalpolitischen – Gesichtspunkten durchaus wünschenswerte) Technologien vom Markt verdrängt werden.

Prinzipiell gibt es zwei Möglichkeiten, einer unerwünschten Reduktion der Erzeugungsvielfalt durch eine oder wenige aufgrund der (kurzfristigen) Erzeugungskosten dominante Technologien entgegenzutreten: (a) Segmentierung des Marktes in Teilmärkte, oder (b)

⁷¹ Selbstverständlich gelten die angestellten Überlegungen auch für u.U. gewünschte Systemeinschränkungen in analoger Weise.

⁷² Mit der möglichen (und logischen!) Konsequenz allerdings, dass ausländische Anbieter günstiger produzieren und die heimischen Anbieter vom Markt verdrängt werden könnten.

⁷³ Vgl. das von Traube / Riedel (1998) entwickelte Konzept für einen KWK-Zertifikathandel in Deutschland und die derzeitige Diskussion rund um den entsprechenden Regierungsbeschluss in der Bundesrepublik (vgl. Hustedt 2000; Deutsche Bundesregierung 2000; SPD – Bündnis 90 / Die Grünen 2000).

Bildung eines einheitlichen Handelsmarktes und Gewichtung der Technologien nach ihrer Umweltwertigkeit bzw. ihrer sozio-ökologisch-ökonomischen Wertigkeit (mit entsprechender Festlegung von „Wechselkursen“, die diese Wertigkeit widerspiegeln), sodass sich auch weniger kostengünstige Technologien noch behaupten können.⁷⁴

Die Bildung von Technologiegruppen zur Erhöhung bzw. Sicherung der Erzeugungsdiversität steht in Widerspruch zur Maximierung der ökonomischen Effizienz, da letztere voraussetzt, dass sich unter allen verfügbaren Technologien die kostengünstigsten durchsetzen. Lediglich in Fällen, in denen die Kapazitätsgrenze/n der kostengünstigsten Technologie/n unter der Quote liegen, haben auch weniger kostengünstige Technologien eine Chance, sich am Markt zu behaupten.

Grundsätzlich gilt es zu beachten, dass bei der Auswahl der förderungswürdigen Stromerzeugungstechnologien unabhängig vom Förderinstrument insbesondere auch die erwarteten Entlastungen der Umwelt und der Gesellschaft, sowie das Potential für die Vermeidung von Mitnahmeeffekten zu berücksichtigen sind.

4.6.3 Quotenverpflichtungen im Wärmemarkt

4.6.3.1 Allgemeines

Prinzipiell gelten für Überlegungen in Bezug auf einen Zertifikathandel im Wärmemarkt, und insbesondere für die simultane Erzeugung von Strom und Wärme in hocheffizienten Kraft-Wärme-Kopplungs-(KWK-)Anlagen ähnliche Regeln wie im reinen Strommarkt. In Diskussion gekommen sind dabei insbesondere Zertifikate für KWK-Strom in Verbindung mit einer Quotenverpflichtung für die in den liberalisierten Märkten teilweise in Bedrängnis gekommenen, aber ansonsten hocheffizienten KWK-Anlagen in Deutschland.⁷⁵

Durch die lokale Bedeutung des Wärmemarktes beschränkte sich die bisherige Diskussion über einen Zertifikathandel für KWK-Anlagen vor allem auf die Stromführung. Außerdem besteht eine gewisse Gefahr, dass wesentliche Anteile der Energiemärkte dem Wettbewerb mit konventionellen Erzeugungsformen völlig entzogen werden (Bildung eigener Submärkte). In der Literatur finden sich bislang nur ansatzweise Überlegungen in Bezug auf eine

⁷⁴ Man beachte, dass dadurch die Zielgröße der ökonomischen Effizienz erweitert wird um weitere Zielgrößen. Insgesamt kann es dadurch zwar zu weniger kosteneffizienten, aber gesellschaftspolitisch bzw. wohlfahrtsökonomisch dennoch präferierten Lösungen kommen; vgl. Madlener / Stagl (2001), Drillisch (1999).

⁷⁵ Vgl. Fishedick / Gailfuß (2000) bzw. den sehr konkreten Vorschlag für eine KWK-Quotenregelung von Traube / Riedel (1998).

Integration von Zertifikatmärkten für regenerativ erzeugten Strom und Wärme (und Emissionen u.a.m.).⁷⁶

Neben dem Einsatz zur Verstromung bleibt zur Zeit ein großes Potential für regenerative Energieträger im Bereich der Wärmeerzeugung (Solarthermie, Geothermie, Einsatz biogener Energieträger in Heizwerken, etc.) ungenutzt. Es ist deshalb überlegenswert, das Quotenmodell für regenerative Stromerzeugung auf die regenerativen Energieträger im Wärmebereich auszudehnen. Zwei Grundvoraussetzungen müssen in dieser Hinsicht erfüllt werden: (a) gemeinsame Bezugsbasis für die Zertifizierung und (b) Identifikation der geeigneten Bemessungsgrundlage und Quotenverpflichteten im Wärmebereich.⁷⁷

4.6.3.2 Gemeinsame Bezugsbasis für die Zertifizierung

Verbrieft z.B. ein Zertifikat nur die jeweilige Erzeugung (gemessen in kWh_{el} bei der regenerativen Stromerzeugung und in kWh_{th} bei der regenerativen Wärmeerzeugung), so wird der Wert der Zertifikate allein über die Mehrkosten der einzelnen Optionen gegenüber konventioneller Strom- bzw. Wärmeerzeugung bestimmt. Zur Berücksichtigung potentiell unterschiedlicher Umweltwertigkeiten der einzelnen regenerativen Strom- oder Wärmeerzeugungstechnologien sollten die Zertifikate auf „vermiedene Treibhausgasemissionen“ (bzw. „vermiedene CO_2 -Äquivalente“) lauten (vgl. Abschnitt 4.6.5) bzw. nach ihrer sozio-ökologisch-ökonomischen Wertigkeit beurteilt werden (vgl. Abschnitt 4.6.6). Dazu ist anzumerken, dass die Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Wärmebereich sowohl bei der Messung der Emissionen bei der Wärmeerzeugung als auch beim notwendigen Referenzsystem mit größeren Schwierigkeiten verbunden ist als im Bereich der Stromerzeugung.

Die Bestimmung der Kosten und Potentiale regenerativer Wärmeerzeugung ist ebenfalls mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. Eine annähernd genaue Bestimmung dieser Faktoren ist jedoch notwendig, um eine angemessene Quotenhöhe zu bestimmen (werden beispielsweise die vorhandenen Potentiale unterschätzt, so wirkt die Quote nicht fördernd, sondern als eine Deckelung für die regenerative Strom- und Wärmeerzeugung!). Aufgrund der gegebenen Unsicherheiten verstärkt die Berücksichtigung der regenerativen Energieträger im Wärmebereich ebenfalls die Unsicherheiten bei der Bestimmung der erwarteten Zertifikatspreise.

⁷⁶ Vgl. Nast (2000) bzw. Boots et al. (2001).

⁷⁷ Vgl. im folgenden Drillisch (2001).

4.6.3.3 Identifikation geeigneter Bemessungsgrundlagen und Quotenverpflichteter im Wärmebereich

Wird der Verbrauch von Strom durch das Quotenmodell mit den Kosten der Förderung regenerativer Stromerzeugung belastet, kann argumentiert werden, dass auch der Wärmeverbrauch die Kosten für regenerative Wärmeerzeugung tragen soll. In diesem Fall müssten entweder die Wärmeverbraucher oder die Wärmelieferanten zu einer „Strom- und Wärmequote“ verpflichtet werden.

Dabei ergeben sich jedoch erhebliche Messprobleme. Werden die Wärmeverbraucher belastet, ist der Wärmeverbrauch zu bestimmen. Die Bestimmung der individuellen Quotenhöhe über die Bemessungsgrundlage „Wärmeverbrauch“ wäre nur über Selbstmitteilungen der Verbraucher möglich, da im Gegensatz zum Stromverbrauch der Wärmeverbrauch nicht automatisch von einem unabhängig überprüfbareren Zähler gemessen wird.⁷⁸ Wird als Alternative der Brennstoffeinsatz als Bemessungsgrundlage gewählt, ergeben sich analoge Probleme, da bei allen nicht-leitungsgebundenen Energieträgern im Wärmebereich (Kohle, Öl, Flüssiggas, Solarthermie, etc.) der Brennstoffeinsatz ebenfalls nicht über unabhängig zu kontrollierende Zähler gemessen werden kann. Zudem wäre die Überprüfung der individuellen Verbrauchs- oder Brennstoffeinsatzdaten der Quotenverpflichteten im Wärmebereich mit hohen Transaktionskosten verbunden.

Um die genannten Probleme zu vermeiden, könnte die Quotenverpflichtung alternativ dazu den Wärmelieferanten auferlegt werden. Bemessungsgrundlage wäre dann der Verkauf von Energieträgern zur Wärmeerzeugung. Dabei sind jedoch erhebliche Schwierigkeiten bei der Vermeidung von Doppelbelastungen zu erwarten (z.B. Verkauf an Zwischenhändler oder Verkauf der Energieträger für andere Einsatzzwecke).

Aufgrund der genannten Unsicherheiten und den Erfassungs- und Abgrenzungsproblemen ist eine Erweiterung des Quotenmodells auf regenerative Energieträger im Wärmebereich zumindest aus heutiger Sicht nicht sinnvoll möglich. Die Ausschöpfung der ungenutzten Potentiale in diesem Bereich sollte über andere Fördermechanismen vorangetrieben werden.

4.6.4 Internationaler Zertifikathandel

Internationaler Handel mit Zertifikaten für Strom aus erneuerbaren Energieträgern erhöht das Volumen und die Liquidität des Marktes (und damit das Effizienzpotential) und ist außerdem ganz im Sinne einer Realisierung bzw. Harmonisierung des europäischen Strombinnen-

marktes. Die Einführung eines internationalen, harmonisierten Zertifikathandelssystems ist vor allem durch drei Aspekte beflügelt worden: (a) den anfänglichen Vorstoß der EU-Kommission im ersten Entwurf für eine Richtlinie zur Förderung von Regenerativstrom, (b) die Diskussionen um die Einführung von (internationalen) Zertifikathandelssystemen für Treibhausgasemissionen, vor allem im Zuge der Verhandlungen rund um das Kyoto-Protokoll, und (c) den Bestrebungen in Richtung einer einheitlichen Zertifizierung von „grünem“ Strom im Zusammenhang mit „Green Pricing“-Angeboten.⁷⁹ Nicht zuletzt angesichts der schleppenden Entwicklung bei der Umsetzung von politischen Initiativen zur Harmonisierung und Internationalisierung der geplanten Instrumente ist es nicht allzu verwunderlich, dass es auch industriegetriebene Vorstöße in Richtung eines internationalen Handels mit Zertifikaten aus regenerativer Stromerzeugung gibt (z.B. RECS).

Voraussetzung für einen bilateralen bzw. internationalen Handel mit Zertifikaten für Regenerativstrom ist die gegenseitige Anerkennung der Zertifikate und entsprechende Berücksichtigung in der nationalen Regelung. Dabei gilt es jedoch zu berücksichtigen, dass es aufgrund der derzeit noch sehr unterschiedlichen Gestaltung der nationalen Förder-systeme (Höhe der Pönale, Definitionen der berücksichtigten Technologien, etc.) zu massiven Marktverzerrungen kommen kann. Ein wichtiger Teilaspekt diesbezüglich ist auch die Tatsache, dass die Erzeuger von Regenerativstrom in der Regel – abgesehen von der Förderung über die Quotenregelung – von unterschiedlichen nationalen Förderniveaus (Investitionskostenförderungen, Steuererleichterungen, FE&D-Förderung, etc.; vgl. Abschnitt 4.3) profitieren, und es dadurch zu erheblichen Wettbewerbsverzerrungen kommen kann, wenn diese sonstigen Förderungen nicht entsprechend Berücksichtigung finden.

Kritiker von Quoten-/Zertifikathandelsmodellen haben auch Befürchtungen geäußert, dass durch den internationalen Handel die Gefahr entsteht, dass einzelne Länder nicht mehr (oder zuwenig) in Alternativenergie-Technologien im eigenen Land investieren, wodurch beispielsweise die Erreichung von Treibhausgasemissions-Reduktionszielen erschwert werden könnte.⁸⁰ Dem kann allerdings entgegengehalten werden, dass (a) die verstärkte Nutzung regenerativer Energieträger nur eine (und in der Regel bei weitem nicht die kostengünstigste!) Methode zur Treibhausgas-Reduktion darstellt, und (b) die Einführung eines internationalen Zertifikathandels für Treibhausgas-Emissionen dieses Argument weniger bedeutsam macht.

⁷⁸ Z.B. sind nicht an allen Heizkörpern Wärmehähler angebracht.

⁷⁹ Beim „Green Pricing“ handelt es sich um die gezielte Vermarktung des ökologischen Zusatznutzens von regenerativ (bzw. in hocheffizienten KWK-Anlagen) erzeugtem Strom und Ausnutzung der zusätzlichen Zahlungsbereitschaft gewisser Stromkonsumenten für den zusätzlichen Mehrwert von „grünem“ Strom.

⁸⁰ Vgl. Vince (1999).

Exkurs Nr. 1: Aktuelle EU-Projekte zum Thema Zertifikathandel für Regenerativstrom

Im Rahmen der Forschungsaktivitäten der Europäischen Kommission (5. Rahmenprogramm / EESD; ALTENER) wurden in den letzten Jahren mehrere Projekte begonnen, die sich mit der Untersuchung von Teilaspekten eines internationalen Handels mit Zertifikaten für Regenerativstrom bzw. Emissionszertifikaten auseinandersetzen. Insbesondere sind dies die drei in einem Cluster zusammengefassten EU-Projekte RECerT, InTraCert, ELGREEN, sowie die Projekte REALM und REBUS.

RECerT (The European Renewable Electricity Certificate Trading Project)

(s. separater Exkurs Nr. 2 unten)

InTraCert (The Role of an Integrated Tradable Green Certificate System in a Liberalising Market)

Das EU-Projekt „InTraCert“ beschäftigt sich mit dem Potential und den Auswirkungen eines internationalen Systems handelbarer Zertifikate auf die Ziele der EU bzw. der EU-Mitgliedsstaaten in Bezug auf erneuerbare Energieträger und den Klimaschutz. Insbesondere sollen die Möglichkeiten einer Integration von handelbaren Zertifikaten für Strom, Wärme und Gas untersucht werden, als auch die Möglichkeiten einer Koppelung von handelbaren grünen Zertifikaten mit bestehenden marktorientierten Instrumenten (insb. Handel mit CO₂-Emissionen). Letztlich sollen die möglichen Marktverzerrungen, Zielkonflikte und Auswirkungen in Bezug auf Förderpolitiken für erneuerbare Energieträger untersucht werden, die durch schlechtes Design von Zertifikat-handelssystemen entstehen können.

Projektkonsortium: ECN (Koordinator), CMUR / Univ. of Warwick, ZEW, RISØ, UAM.

Projektdauer: Feb. 2000 – Juli 2001 (18 Monate)

Weitere Informationen: www.ecn.nl/unit_bs/gr_cert/intracert/main.html

ELGREEN (Organising a Joint European Electricity Market)

Das EU-Projekt „ELGREEN“ hat zum Kernziel, ein Modell für einen europaweiten Handel mit Regenerativstromzertifikaten zu entwickeln. Darüber hinaus sollen u.a. Kosten-Nutzen-Überlegungen zum Thema Zertifikathandel angestellt werden, Bietstrategien entwickelt, und die Aussichten für und Bedingungen in offenen und geschlossenen Märkten, sowie die Netzzugangs- und -übertragungsbedingungen für Regenerativstrom untersucht werden.

Projektkonsortium: TU-Wien (Koordinator), IT-Power, FhG-ISE, KEMA.

Projektdauer: Feb. 2000 – Juli 2001 (18 Monate)

Weitere Informationen: www.tuwien.ac.at/iew/elgreen/elgreen_info.htm

(Fortsetzung *Exkurs Nr. 1*)

REALM (Renewable Electricity and Liberalised Markets)

Das Projekt REALM (Joule-Contract No. JOR3CT-98-0290) zielte auf die systematische Untersuchung der Stellung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern im Lichte der Liberalisierung ab, und zwar aus der Perspektive der E-Wirtschaft.

Projektkonsortium: ECN (Koordinator), ESD, ZEW, Verbundplan, DTU, NTUA.

Projektdauer: Mai 1998 – Okt. 1999 (18 Monate)

Weitere Informationen: www.ecn.nl/unit_bs/gr_cert/realmain.html

REBUS (Renewable Burden Sharing Assessment Tool)

Das Projekt REBUS hatte eine Untersuchung der Effekte, die durch die Einführung von Mengenzielen für Strom aus erneuerbaren Energieträgern auf der Ebene der EU-Mitgliedsstaaten resultieren, sowie den Einsatz von einem System handelbarer Zertifikate, zum Ziel. Ein Projekt-Schwerpunkt lag auf der Untersuchung verschiedener Lastverteilungs-Optionen mit einem eigens konzipierten Modell „Rebus“, welche die Unterschiede in den ökonomischen, sozialen und geografischen Gegebenheiten der Mitgliedsstaaten berücksichtigen sollen.

Projektkonsortium: ECN (Koordinator), ESD, RISØ, SERVEN.

Projektdauer: Feb. 2000 – Jan. 2001 (12 Monate)

Weitere Informationen: www.ecn.nl/unit_bs/gr_cert/rebusmain.html bzw.

www.risoe.dk/sys/esy/renewable/rebus.htm

Exkurs Nr. 2: *RECerT und RECerT-sim*

Ziel des EU-Projektes „RECerT“, an dem insgesamt 27 EVUs, Beratungsfirmen und andere Organisationen aus allen 15 EU-Mitgliedsstaaten und Norwegen teilnehmen (die österreichischen RECerT-Partner sind das Consulting-Unternehmen KWI und der VEÖ), ist es zum einen, die Idee des Zertifikathandels durch Workshops und über neue Medien zu verbreiten. Zum anderen sollen die beteiligten europäischen Energieunternehmen und weitere relevante Akteure durch ein Internet-basiertes Simulations-Börse-Planspiel „RECerT-sim“ (das ohne finanzielles Risiko für die Teilnehmer abläuft) erste und möglichst realitätsnahe Lernerfahrungen mit dem für sie neuartigen Instrument Zertifikathandel sammeln.

RECerT-sim soll auf möglichst realitätsnahe Weise zeigen, wie in Europa ein internationaler, börslicher, anonymer Zertifikathandel für Regenerativstrom in Zukunft aussehen und ablaufen könnte, und wie Regenerativstrom-Zertifikate entstehen, gehandelt und verbraucht werden können. Insbesondere soll das Planspiel den Erzeugern, Händlern, Verteilunternehmen, Konsumenten und anderen Interessensträgern demonstrieren, wie sie in einem derartigen Markt operieren, und welche (Handels-)Strategien sie anwenden können, um ihren Gewinn zu maximieren (Erzeuger, Händler) bzw. ihre Kosten zu minimieren (quotenverpflichtete Konsumenten) und die verschiedenen Risiken (z.B. Markt-, Preis-, Erzeugungsrisiko) aktiv zu managen. Beispielsweise wurden jahreszeitliche bzw. jährliche Schwankungen in der Erzeugungsmenge (Wind-, Wasserkraft, Solarenergie) ebenso simuliert wie Veränderungen der Pönale als Reaktion auf übermäßiges Nichterfüllen der Quotenverpflichtung.

RECerT-sim fand im Mai 2001 wöchentlich an insgesamt fünf Tagen à 2 Sessionen statt, wobei in jeder Session 1 Jahr Zertifikathandel (2001–2010) abgewickelt wurde. Anfänglich wurden die Sessionen mit einer vorbörslichen Phase eingeleitet, während der Kauf- und Verkaufsofferte deponiert werden konnten, ohne dass es zu einer Marktträumung kommt (Preisfindung). Den einzelnen Teilnehmer/innen wurde eine der drei Rollen „Erzeuger“, „Händler“ bzw. „Konsument“ (bzw. Quotenverpflichtete/r) zugeteilt. Zwischen den einzelnen Handelsperioden wurden die Marktteilnehmer über geänderte Rahmenbedingungen (Regeländerungen, aktuelle Produktionsbedingungen, usw.) informiert. Die Internet-Handelsplattform (vgl. Abbildung A3 im Anhang) wurde vom neuseeländischen Consulting-Unternehmen M-co (www.m-co.co.nz) zur Verfügung gestellt, die Simulation selbst wurde von der britischen Beratungsfirma ESD Ltd. (www.esd.co.uk) gemanagt.

Die Zertifikate gliederten sich einerseits in „Grünzertifikate“ und andererseits in „Abfallzertifikate“, wobei es für jedes Erzeugungsjahr eine eigene Kohorte gab, sodass insgesamt 20 Zertifikatprodukte gehandelt werden konnten und es auch möglich war, Zertifikate auf Termin („forward“) zu kaufen bzw. verkaufen.

Die Motivation der Teilnehmer wurde durch Performanz-Indikatoren weiter gesteigert.

Projektkonsortium: ESD, ZEW, TUD, ECN.

Projektdauer: Feb. 2000 – Juli 2001 (18 Monate)

Weitere Informationen: <http://recert.energyprojects.net> bzw. www.recert-sim.com

Exkurs Nr. 3: Das "Renewable Energy Certificate System" (RECS)

Anfang 1999 wurde auf Initiative einer Gruppe von Energieversorgungsunternehmen das sog. Renewable Energy Certificate System (RECS; vgl. www.recs.org) ins Leben gerufen mit dem Ziel, die Umsetzung eines harmonisierten internationalen Zertifikathandelssystems für Regenerativstrom zu fördern. Es soll darüber hinaus einen effektiven internationalen Austausch von Informationen auf diesem Gebiet fördern, sowie ein vereinheitlichtes europäisches Zertifizierungsverfahren schaffen. Der Initiative liegt die Überzeugung zugrunde, dass im Rahmen eines internationalen Handelssystems wesentlich höhere Effizienzgewinne möglich sind als durch eine Reihe von separaten (oder nur schwach miteinander gekoppelten) nationalen Systemen. Das Erreichen bestimmter Quoten ist nicht vorgesehen.

Kernelemente des RECS-Vorstoßes sind:

- Schaffung eines transparenten, effizienten und flexiblen Zertifikathandelsmarktes, der durch glaubwürdige Institutionen und robuste Systeme gestützt wird;
- Testen des RECS-Systems, durch das nachgewiesen werden soll, dass es sich dabei um ein funktionstüchtiges, verlässliches, robustes und transparentes System handelt, das sich für den internationalen Zertifikathandel eignet; die Testphase soll weiters zeigen, dass das System glaubwürdig, betrugssicher und selbstkorrigierend wirkt und tatsächlich zu einer weiteren Durchdringung des Energiemarktes mit Energie aus erneuerbaren Quellen führt.⁸¹

Der RECS-Initiative gehören mittlerweile über 90 Mitglieder aus mehr als 13 Ländern (u.a. Niederlande, Dänemark, Ver. Königreich, Belgien, Deutschland, Frankreich, Italien, Österreich, Schweden und Norwegen) sowie mehrere internationale Organisationen an. Die Teilnehmer sind EVUs, Interessensverbände, Regierungsstellen und Experten. Auch von außerhalb Europas wurde bereits Interesse an RECS signalisiert. Das Exekutivorgan wird derzeit aus Organen der folgenden Energieunternehmen bzw. Interessensverbände gebildet: EnergieNed (Niederlande), DEF (Dänemark), ENEL (Italien), Electrabel (Belgien), HEW (Deutschland) und Enfo (Norwegen).

Weil viele Elemente eines (funktionierenden) internationalen Zertifikathandels auch in Ländern mit der Absicht, einen Zertifikathandel einzuführen, von Interesse sind, wird im Rahmen von RECS versucht, weitgehend harmonisierte Lösungen anzustreben. So geht es beispielsweise um Fragen der Gültigkeit von Zertifikaten, Definitionen erneuerbarer Energieträger bzw. -technologien, auf einem Zertifikat zu vermerkende Informationen, das Zusammenspiel mit Emissionszertifikaten, u.a.m.

Anfang 2001 hat im Rahmen von RECS eine 18-monatige Test-Handelsphase begonnen, während der ein Handelsvolumen von 100 GWh zwischen den RECS-Mitgliedern aus Dänemark, Finnland, Frankreich, Griechenland, Italien, den Niederlanden, Norwegen und Schweden gehandelt werden soll.⁸²

⁸¹ Das Aufzeigen der Wirkungen von Angebot und Nachfrage oder die Erzielung von Gewinnen steht in der Testphase nicht im Vordergrund, da die anfänglichen Handelsvolumina als gering angenommen werden und Anfangsschwierigkeiten nicht ausgeschlossen werden können. Jedoch wird der Test mit realen finanziellen Transaktionen durchgeführt.

⁸² RECS-Teilnehmer aus dem Vereinigten Königreich und Frankreich planen, im Laufe des Jahres 2001 ebenfalls in den Testhandel einzutreten.

4.6.5 Verquickung mit Emissionszertifikaten

Derzeit sind sowohl handelbare Zertifikate für Regenerativstrom als auch Zertifikate für Treibhausgasemissionen stark in Diskussion. Verständlicherweise wurde dabei auch die Frage aufgeworfen, ob und wie diese beiden Zertifikathandelssysteme kombiniert werden können.

In Abhängigkeit der eingesetzten Energieträger und der zugrundeliegenden Technologie führen die verschiedenen Arten regenerativer Stromerzeugung zu unterschiedlichen Emissionen. Zwar werden durch die reine Umwandlung der Energieträger in Strom bei Wasserkraft-, Windkraft und Photovoltaikanlagen keine Treibhausgasemissionen emittiert, jedoch müssen für eine Bewertung der Umwelteffekte der einzelnen Technologien die Gesamtemissionsbilanzen auf Basis einer Lebenszyklusanalyse berücksichtigt werden. Richtwerte für CO₂-Gesamtemissionen ausgesuchter regenerativer Stromerzeugungstechnologien und deren Einsparpotentiale sind in Tabelle 3 dargestellt.

Tabelle 3. CO₂-Gesamtemissionsbilanzen und -einsparpotentiale für Stromerzeugung aus Wind-, Wasser- und Photovoltaikanlagen (in g / kWh)

Emissionen	Wasserkraft		Windkraft		Photovoltaik	
	min.	max.	min.	max.	min.	max.
CO ₂ -Emissionen	12	21	18	39	145	323
Referenzemissionen	725		725		725	
Einsparpotential	713	704	707	686	580	402
durchschnittl. Einsparpotential	708,5		696,5		491	
Einsparrelation zur Wasserkraft	100 %		98 %		69 %	

Datenquellen: Kaltschmitt / Wiese (1997), Drillisch (2001)

Es zeigt sich, dass allein in Bezug auf die hier betrachteten CO₂-Emissionen die Umweltwertigkeiten der einzelnen regenerativen Stromerzeugungstechnologien stark variieren können. Soll die Förderung der regenerativen Stromerzeugung entsprechend ihrer Umweltbeiträge (zunächst vereinfachend gemessen an den CO₂-Einsparpotentialen) erfolgen, so sind die unterschiedlichen Umweltbeiträge entsprechend zu berücksichtigen.

Wenn die regenerative Stromerzeugung ohne Differenzierung nach der Umweltwertigkeit zertifiziert wird (d.h. pro kWh Erzeugung wird 1 kWh-Zertifikat ausgegeben) und die Quoten-

verpflichtung als kWh-Ziel formuliert ist, so konkurrieren die regenerativen Stromerzeugungstechnologien auf Basis ihrer Erzeugungskosten miteinander. Dies kann zur Folge haben, dass regenerative Stromerzeugungstechnologien mit hohen Umweltbeiträgen aber gleichzeitig ungünstigeren Erzeugungskosten ihre Zertifikate nicht auf dem Markt absetzen können, und so nicht in den Genuss der Förderung kommen können.⁸³

Soll ein gesetztes Klimaziel auf effiziente Weise erreicht werden, so sollten die regenerativen Erzeugungstechnologien auf Basis ihrer CO₂-Vermeidungskosten gegeneinander konkurrieren. Dies kann erreicht werden, indem entweder Zertifikate für die CO₂-Vermeidungsmengen regenerativer Stromerzeugung ausgestellt werden und die Quote als CO₂-Vermeidungsziel formuliert wird. Dies ist mit erheblichen Mess- und Erfassungsproblemen verbunden.⁸⁴ Alternativ dazu können zur Erfassung der unterschiedlichen Umweltbeiträge Wertigkeitsfaktoren bei der Zertifikatsausgabe berücksichtigt werden. Regenerative Stromerzeugung mit überdurchschnittlichem Umweltbeitrag erhalten pro erzeugter kWh eine höhere Anzahl von Zertifikaten als regenerative Stromerzeugungsanlagen mit unterdurchschnittlichem Umweltbeitrag. In diesem Fall können regenerative Stromerzeugungstechnologien mit höheren Erzeugungskosten ihre nicht durch den Stromverkauf gedeckten Kosten auf eine höhere Anzahl von Zertifikaten verteilen, sodass sie den Zertifikatsangebotspreis senken können und auf dem Zertifikatmarkt konkurrenzfähig werden.

4.6.6 Förderung entsprechend der sozio-ökologisch-ökonomischen Wertigkeit

Ein neuartiges, für eine wesentlich umfassendere Bewertung von Regenerativstrom-Technologien geeignetes Konzept wurde kürzlich von Madlener und Stagl vorgestellt.⁸⁵ In ihrem Ansatz werden mit Hilfe einer Technologiebewertung nach einem umfangreichen sozio-ökologisch-ökonomischen Kriterienkatalog (entsprechend der sozialen, ökologischen und ökonomischen Dimension des Nachhaltigkeitsbegriffs) und der Anwendung einer Multi-kriterienanalyse der Versuch unternommen, die jeweils (lokal, regional, national) zugrunde liegenden gesellschaftlichen Präferenzen auf Basis eines partizipativen Ansatzes (Gruppenentscheidungsfindungsprozess) zu ermitteln und im Fördersystem entsprechend zu berücksichtigen. Die Anwendung des Konzeptes führt einerseits zu einem gewissen Grad der Objektivierung bei der Bewertung verschiedener Technologien, andererseits aber auch zu einer gezielten Reihung nach ihrer – von den verschiedenen Betroffenen gemeinsam beurteilten – sozio-ökologisch-ökonomischen Eignung. Das Konzept, dessen praktische

⁸³ Vgl. hierzu auch Madlener / Stagl (2001).

⁸⁴ Vgl. Drillisch (1999ab, 2001).

⁸⁵ Madlener / Stagl (2000, 2001).

Umsetzbarkeit mit Hilfe von Daten aus dem Modell GEMIS⁸⁶ empirisch in Grundzügen bereits dargestellt wurde, eignet sich prinzipiell sowohl für Verbesserungen bei der Gestaltung von Einspeisetarifsystemen, als auch von Quotenregelungen mit handelbaren Zertifikaten. Letztlich zeigt sich, dass es insgesamt weniger um eine Wahl zwischen der Steigerung der ökonomischen Effizienz einerseits, und der Steigerung der sozio-ökologisch-ökonomischen Nachhaltigkeit andererseits geht, sondern vielmehr um eine optimale Gewichtung dieser beiden Politikziele.

⁸⁶ Gesamt-Emissions-Modell integrierter Systeme (vgl. Öko-Institut 1998 bzw. www.oeko.de/service/gemis).

5 Praktische Umsetzung eines Zertifikathandelssystems in Österreich: Aspekte und Handlungsempfehlungen

5.1 Einleitung

Dieser Abschnitt widmet sich den konkreten Ausprägungen der in Österreich geltenden neuen gesetzlichen Regelungen in Bezug auf den Zertifikathandel für Strom aus Kleinwasserkraftwerken (KWKW) gemäß EIWOG 2000, sowie den sich ergebenden Optionen und dem daraus abgeleiteten Handlungsbedarf der österreichischen Bundesländer im Zuge der Gestaltung der Ausführungsgesetze und -verordnungen.

Die den Ländern übertragene Abwicklung des Zertifikathandels für Strom aus Kleinwasserkraftanlagen hat bereits beim Begutachtungsentwurf des Bundesgrundsatzgesetzes wegen der von einigen Bundesländern erwarteten erheblichen Mehrbelastung aufgrund der unterschiedlichen Erzeugungsstruktur (vgl. Abb. A1 bzw. Tabelle A1 im Anhang) zur Beantragung des Konsultationsmechanismus geführt.

Der Bund hat ein mit Unterstützung des Beratungsunternehmens PricewaterhouseCoopers erstelltes und gemeinsam mit Ländervertretern ausgearbeitetes Konzept für ein (zumindest in den Grundzügen vereinheitlichtes) Zertifikathandelssystem mit zentralem Zertifikatregister vorgelegt.⁸⁷ Durch ein bundesweit einheitliches System soll die Funktionsfähigkeit und ausreichende Liquidität eines Zertifikathandelssystems in Österreich gewährleistet werden. Ein bundesländerweise getrennt organisierter, aber dennoch „österreichischer“ Zertifikathandel wäre zwar prinzipiell denkbar, aber aufgrund der zu erwartenden zusätzlichen Komplexität, deutlich höheren Transaktionskosten und dem geringeren Marktvolumen (Bildung von Submärkten) aller Voraussicht nach nicht lebensfähig.⁸⁸

Die folgenden Ausführungen sollen vor allem dazu dienen, ergänzende Betrachtungen anzustellen, um insbesondere die diversen Handlungsspielräume bei der Detailgestaltung des Zertifikathandelssystems aufzuzeigen und die gegenseitigen Abhängigkeiten der verschiedenen Elemente eines Zertifikatsystems darzustellen. Nicht zuletzt soll das für die Kleinwasserkraft geplante System unter dem Blickwinkel der Erweiterbarkeit beleuchtet werden.

⁸⁷ Vgl. PricewaterhouseCoopers (2000, 2001).

5.2 Notwendige allgemeine Rahmenbedingungen

5.2.1 Kontinuität der Förderpolitik

Ebenso wie bei anderen Instrumenten zur Förderung erneuerbarer Energieträger ist eine klare, konsistente und kontinuierliche Förderpolitik für das Funktionieren eines Zertifikatmarktes von fundamentaler Bedeutung, da den Investoren bzw. Anlagenbetreibern nur so eine ausreichende Planungs- und Investitionssicherheit geboten werden kann. Ansonsten kann es insbesondere bei ansteigenden Quotenhöhen (und de facto ist dies allein schon aufgrund der prognostizierten jährlichen Steigerungen des Energieverbrauches gegeben!) nicht gewährleistet werden, dass eine für die Erreichung der Quote ausreichende Erzeugungskapazität auch tatsächlich rechtzeitig vorhanden ist.

Quotenanpassungen sollten daher in einer Art und Weise durchgeführt werden, die nach klaren Regeln abläuft und einigermaßen plan- bzw. vorhersehbar ist. Insbesondere erscheint es wichtig, dass die technisch und wirtschaftlich möglichen Zubaupotentiale zeitgerecht ausgeschöpft werden können, um den angekündigten Quotenerhöhungen eine entsprechende zusätzliche Erzeugungskapazität entgegensetzen zu können. Ist dies nicht gewährleistet, so kann es zu Beeinträchtigungen der Funktionalität des Quoten-/Zertifikathandelssystems kommen, da es in diesem Fall aufgrund von kapazitätsbedingten Liquiditätsengpässen am Zertifikatmarkt zu Strafzahlungen (bzw. lt. EIWOG 2000 Zahlung einer Ausgleichsabgabe) kommen könnte, was im Sinne der Quotenzielerreichung vermieden werden sollte.

5.2.2 Systemeffizienz

Bei den grundsätzlichen Überlegungen zur Gestaltung eines Zertifikathandelssystems steht nicht zuletzt auch die Kosteneffizienz des Systems im Vordergrund. Dabei spielen vor allem die Höhe der Verwaltungs- und Transaktionskosten eine wichtige Rolle. Von dieser Warte aus sollte das System weitgehend standardisiert und zentralisiert werden, um durch ein möglichst hohes Marktvolumen Skalenerträge erzielen zu können, eine Duplizierung von Einrichtungen zu vermeiden und möglichst einfache und transparente Abläufe zu fördern.

Unter der Auflage, dass sich die Bundesländer auf ein zentrales Zertifikatregister einigen, hat sich der Bund (direkt oder indirekt über die Elektrizitäts-Control GmbH) zu einer zumindest anfänglichen Finanzierung eines zentralen Zertifikatregisters bereit erklärt, was m.E. für eine

⁸⁸ Außerdem ginge damit der wesentlichste Vorteil einer (optimalen) Zertifikathandelsregelung weitgehend verloren, nämlich das statische und dynamische Effizienzpotential maximal auszuschöpfen (vgl. Kap. 4.4).

rechtzeitige Umsetzung und in weiterer Folge die Lebensfähigkeit eines Zertifikathandelssystems in Österreich von großer Bedeutung sein dürfte.

5.2.3 Vermeidung von Diskriminierung

In einem wettbewerblich orientierten Markt ist es von eminenter Bedeutung, dass keiner der Marktteilnehmer diskriminiert wird. So laufen beispielsweise kleine KWKWs infolge der in der Regel etwas höheren Gestehungskosten (geringes Nutzungspotential für Skalenerträge) und der schlechteren Vermarktungsmöglichkeiten ihrer Erzeugung Gefahr, von größeren Anlagen vom Markt verdrängt zu werden. Es erscheint daher sinnvoll, schützenswerte kleine Anlagen über gesonderte Regelungen (z.B. Mindestvergütungen) zusätzlich zu fördern, um ihre Existenz einigermaßen abzusichern. Die Bedeutung und der Marktzugang kleinerer und mittlerer Anbieter von Strom aus erneuerbaren Energieträgern wird auch in der EU-Richtlinie zur Förderung von Regenerativstrom mehrfach betont.⁸⁹

Im Zuge der Einführung des Zertifikathandelssystems besteht außerdem die Gefahr, dass sie aufgrund von mangelndem Know-how bzw. fehlender Ausstattung im Vergleich zu größeren Anbietern eine Diskriminierung erfahren. Es ist deshalb im Sinne der Chancengleichheit aller Marktteilnehmer empfehlenswert, dass sich die kleinen Anbieter für die Vermarktung ihres physikalischen Stromes und / oder der Zertifikate in einer gemeinsamen Verkaufsgesellschaft oder -genossenschaft zusammenschließen und als eine einzige (juristische) Person am Markt auftreten.⁹⁰ Ist ein derartiger Zusammenschluss aus welchen Gründen auch immer nicht möglich, so könnte ein Ausgleich des Chancen-Ungleichgewichtes z.B. über eine Abnahmepflicht mit entsprechender Mindestvergütung überlegt werden.⁹¹

5.3 Akteure in Österreich

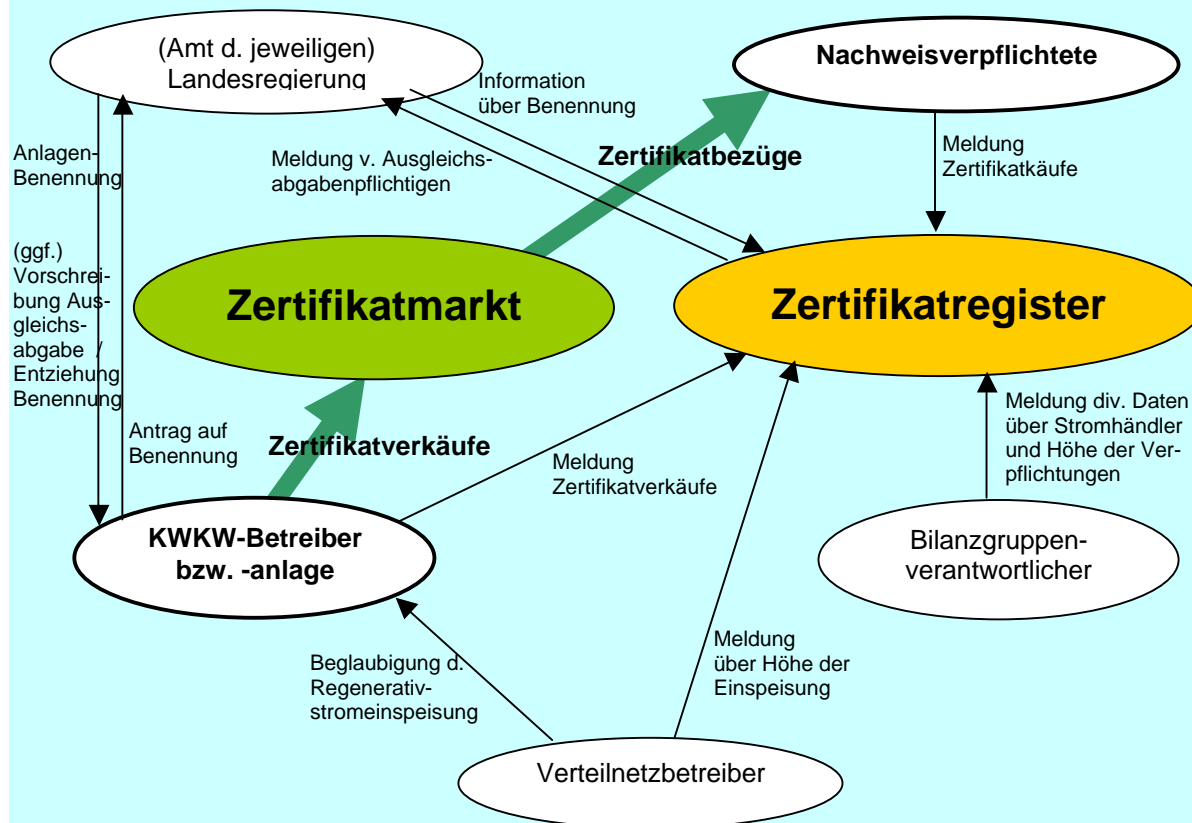
Abbildung 7 zeigt zunächst eine akteursbezogene Darstellung der prinzipiellen Funktionsweise des in Österreich geplanten Zertifikathandelssystems. Im Anschluss daran werden die Aufgaben der einzelnen Akteure detailliert erläutert.

⁸⁹ Vgl. Europäische Kommission (2000d).

⁹⁰ Der Regulator wird dabei zu überwachen haben, dass es zu keiner übermäßigen Konzentration von Marktmacht kommt (ggf. Meldung an die Kartellbehörde).

⁹¹ Wie in Kapitel 5.9 (Abbildung 11) noch dargestellt werden wird, lässt sich auf Basis der vorhandenen Daten zwar eine größere Kostenstreuung kleinerer Anlagen, jedoch interessanterweise keine allgemein gültige Benachteiligung in der Kostenstruktur feststellen.

Abbildung 7. Das österreichische Zertifikathandelssystem für KWKW-Strom



Quelle: eigene (akteursbezogene und vereinfachte) Darstellung

5.3.1 Landesregierungen

Den Landesregierungen kommt die Aufgabe zu, entsprechend der Rahmengesetzgebung die Ausführungsgesetzgebung zu gestalten. Insbesondere haben sie die Aufgabe, die Prüfung und Zulassung der Anlagen zum Zertifikathandel („Benennung“) durchzuführen, und eine (zentrale)⁹² Registrierungsstelle mit der Führung des Zertifikatregisters zu beauftragen. Weiters obliegt es ihnen auch, die Ausgleichsabgabe für den Fall der Nichterfüllung der Quote festzusetzen und den säumigen Verpflichteten die jeweilige Strafzahlung (bzw. „Ausgleichsabgabe“) vorzuschreiben.

⁹² Bund und Länder haben sich in einer Grundsatzerklärung im Rahmen des Konsultationsmechanismus darauf geeinigt, nur ein zentrales Zertifikatregister zu führen.

5.3.2 Anlagenbetreiber

Die Betreiber von Kleinwasserkraftanlagen mit einer Engpassleistung von ≤ 10 MW sind die „Begünstigten“ in dem in Österreich vorgesehenen Zertifikathandelssystem. Durch die Festlegung eines Mengenzieles soll eine bestimmte Erzeugungsmenge von bzw. Nachfrage nach Strom aus Kleinwasserkraftwerken sichergestellt werden, sodass sich ein Erlös zusätzlich zu dem aus dem Verkauf von physikalischem Strom ergibt, und sich die kostengünstigsten Anlagenbetreiber am Markt durchsetzen können.

Die Anlagenbetreiber stellen einen Antrag auf Zulassung („Benennung“) der Anlage als Kleinwasserkraftwerksanlage im Sinne des EIWOG 2000 an die jeweilige Landesregierung, wo der Betreiber seinen Sitz hat. Sie müssen dabei einen Nachweis über die Engpassleistung ihrer Kraftwerksanlagen beibringen. Im Falle der erfolgten Benennung erhält der Kraftwerksbetreiber vom Zertifikatregister-Betreiber eine persönliche und eindeutige Identifikationsnummer zugewiesen, mit der er (im Falle eines elektronischen Systems) in weiterer Folge verschiedene Transaktionen auf seinem Zertifikatkonto selbst vornehmen kann.

5.3.3 Quoten-Verpflichtete

Laut EIWOG 2000 sind einerseits die (vom Ausland Strom beziehenden) Endverbraucher und andererseits die Stromhändler mit Sitz im Inland zur Quotenerreichung verpflichtet (vgl. §§ 43(3) bzw. 45(2)).

"Endverbraucher, die Elektrizität unmittelbar von Stromhändlern beziehen, die nicht den Nachweis erbringen, dass 8 % ihrer Abgabe von elektrischer Energie an Endverbraucher aus inländischen Kleinwasserkraftwerksanlagen stammen, haben den Nachweis zu erbringen, dass 8 % ihres Strombezuges aus inländischen Kleinwasserkraftwerksanlagen stammen. Dieser Nachweis ist durch Kleinwasserkraftzertifikate zu erbringen."

(§ 43 Abs. 3)

"Die Ausführungsgesetze haben weiters vorzusehen, dass Stromhändler mit Sitz im Inland durch Vorlage von Kleinwasserkraftzertifikaten den Nachweis zu erbringen haben, dass 8 % ihrer Abgabe von elektrischer Energie an Endverbraucher aus inländischen Kleinwasserkraftwerksanlagen stammt. Dieser Nachweis ist durch Kleinwasserkraftzertifikate zu erbringen."

(§ 45 Abs. 2)

Für beide Gruppen von Verpflichteten gilt, dass die Landesgesetzgebung für den Fall, dass der Quotennachweis nicht erbracht werden kann, eine Ausgleichsabgabe vorzusehen hat. Nähere Bestimmungen über die Nachweispflicht, so u.a. die Meldepflichten der Netzbetreiber, Bilanzgruppenkoordinatoren und Bilanzgruppenverantwortlichen, sind durch Verordnung der Elektrizitäts-Control GmbH festzulegen.⁹³

5.3.4 (Verteil-)Netzbetreiber

Der Netzbetreiber erhält die Aufgabe, den vom zugelassenen KWKW-Anlagenbetreiber in das öffentliche Netz eingespeisten Regenerativstrom zu messen und in weiterer Folge zu beglaubigen. Das EIWOG 2000 sieht im Rahmen einer Grundsatzbestimmung vor, dass für Einspeiser mit weniger als 100 MWh jährlicher Einspeisung oder weniger als 50 MW Anschlussleistung standardisierte Lastprofile vorzusehen sind,⁹⁴ überlässt aber die Regelung der Erstellung und Anpassung (synthetisch, analytisch) dieser Lastprofile den einzelnen Ländern.

Bezüglich der vorhandenen Anlagenausstattung sind grundsätzlich zwei Fälle zu unterscheiden:

- Anlagen mit Messeinrichtung
- Anlagen ohne Messeinrichtung

Bei Vorhandensein einer Messeinrichtung kann der Netzbetreiber periodisch (z.B. monatlich) eine Ablesung durchführen und diese an die Zertifikat-Registrierungsstelle weiterleiten.

Bei Anlagen ohne Messeinrichtung ist der Einsatz von Lastprofilen möglich. Bei der Verwendung solcher Lastprofile erscheint es sinnvoll, periodisch (z.B. monatlich) aliquote Anteile der Jahreserzeugungsmenge auf dem Konto des jeweiligen Anlagenbetreibers gut zu schreiben, und die exakte Abrechnung nach Ablauf der Nachweisperiode durchzuführen. Auftretende Überschüsse bzw. Defizite werden jeweils auf die Folgeperiode übertragen.

5.3.5 Bilanzgruppenverantwortliche⁹⁵

Die Aufgaben und Pflichten der Bilanzgruppenverantwortlichen sind in § 47 EIWOG 2000 geregelt. Ihnen kommt insbesondere die Aufgabe zu, die erforderlichen Daten jener

⁹³ EIWOG (2000), § 11(3).

⁹⁴ Vgl. EIWOG (2000), § 18(2).

⁹⁵ Für eine Beschreibung des in Österreich gewählten Bilanzgruppenmodells siehe z.B. Benckendorff et al. (2001).

Stromhändler, die zum Nachweis von Zertifikaten verpflichtet sind, an das KWKW-Zertifikatregister zu melden. Zusätzlich müssen die Bilanzgruppenverantwortlichen das Energiehandelsvolumen und den Energiebezug der jeweiligen Bilanzgruppe an das KWKW-Zertifikatregister melden, und zwar differenziert nach Händlern, Endverbrauchern mit Auslandsbezug, bzw. Bundesland.

5.3.6 Bilanzgruppenkoordinatoren

Stromhändler und sonstige Lieferanten, die Endverbraucher beliefern, sind verpflichtet, mit dem zuständigen Bilanzgruppenkoordinator einen Vertrag über den Datenaustausch (Erzeugungs- und Verbrauchsdaten) abzuschließen.

5.3.7 Regulator

§ 4 des EIWOG 2000 bestimmt, dass die *Elektrizitäts-Control GmbH* und die (lt. Art. 8 § 15(2) bei der Elektrizitäts-Control GmbH angesiedelte) *Elektrizitäts-Control Kommission* als Regulierungsbehörde fungieren.

Die Elektrizitäts-Control GmbH hat die Aufgabe, die Einhaltung der geltenden Bestimmungen über den Bezug von elektrischer Energie aus Kleinwasserkraftwerksanlagen (soweit keine Länderzuständigkeit besteht) zu prüfen.⁹⁶ Sie hat allfällige Minderbezüge an Strom aus Kleinwasserkraftwerken jener Landesregierung zu melden, in deren Wirkungsbereich der Marktteilnehmer (inländischer Stromhändler oder Endverbraucher) oder Netzbetreiber seinen Sitz hat.⁹⁷

5.3.8 Register-Betreiber

Dem Betreiber des Zertifikatregisters kommt die Aufgabe zu, die Zertifikatekonten für die KWKW-Betreiber und die Quotenverpflichteten mit einer eindeutigen Identifikationsnummer einzurichten. Weiters obliegt es dem Register-Betreiber, am Ende jeder Nachweisperiode die Quotenverpflichtung jedes einzelnen Verpflichteten festzustellen und die Entwertung der seinem Quotenanteil entsprechenden Anzahl Zertifikate vorzunehmen. Falls die Möglichkeit für „Borrowing“ (Nachkommen der Quotenverpflichtung in Folgeperioden) geschaffen wird, sind zudem Zertifikate für noch nicht erfüllte Quotenverpflichtungen aus Vorperioden zu entwerten. Im Falle einer verbleibenden Unterdeckung (Nicht-Erfüllung der Quote selbst bei Ausschöpfung aller Borrowing-Möglichkeiten) hat er die Pflicht, das zuständige Amt der

⁹⁶ Vgl. EIWOG (2000), § 11(1).

⁹⁷ Ebda., Abs. (2).

jeweiligen Landesregierung über die Säumigkeit des Verpflichteten umgehend zu informieren.

5.3.9 Betreiber Internet-Handelsplattform

Denkbar wäre, beim Betreiber des Zertifikatregisters zusätzlich eine einfache Internet-Handelsplattform einzurichten (z.B. nach dem Muster der österreichischen Holzbörse – vgl. www.abex.at), auf der Kauf- und Verkaufsgebote eingegeben werden können. Auf Basis der Gebote und unter dem Aspekt der maximalen Markträumung (Befriedigung möglichst vieler Anbieter und Nachfrager) kann ein „börslicher“ Zertifikatspreis ermittelt und (zusammen mit den Handelsvolumina) veröffentlicht werden.⁹⁸ Diese Handelsplattform kann, muss nicht unmittelbar beim Register-Betreiber angesiedelt und von diesem auch nicht rechtlich oder wirtschaftlich abhängig sein. Allerdings stellt eine beim Register-Betreiber unmittelbar angesiedelte Handelsplattform angesichts der insbesondere beim Datenhandling zu erwartenden Synergie-Effekte wahrscheinlich die kostengünstigste Variante dar.

5.4 Abnahmegarantie vs. Selbstvermarktung

Ob der jeweils übergeordnete Verteilnetzbetreiber die physikalische Stromlieferung des betreffenden KWKWs abzunehmen hat oder nicht (Abnahmegarantie bzw. -pflicht), liegt – im Gegensatz zu den anderen durch das EIWOG 2000 geförderten erneuerbaren Energieträgern – im (politischen) Ermessen der Bundesländer, und ist vom jeweiligen Landesgesetzgeber entsprechend festzulegen.⁹⁹ Überlegenswert erscheint hier insbesondere die Einführung einer Abnahmepflicht zum Schutz sehr kleiner Anlagen (z.B. ≤ 1 MW EPL) oder aus anderen Gründen schützenswerter bzw. benachteiligter Anlagen, um Diskriminierungen möglichst zu vermeiden. Grundsätzlich wird durch den Zwang zur Selbstvermarktung ein zusätzliches Wettbewerbselement eingeführt, das mehr Kreativität erlaubt als dies im Falle einer Abnahmegarantie gegeben wäre, aber selbstverständlich auch mit mehr Risiko und zusätzlichen Kosten (z.B. für Marketingaufwendungen) für die Anlagenbetreiber – insbesondere die kleineren – verbunden ist. Im Sinne bundesweit möglichst einheitlicher Wettbewerbsvoraussetzungen wäre es auch in diesem Fall wünschenswert, wenn sich alle Bundesländer auf ein System (Abnahmepflicht oder Selbstvermarktung) einigen könnten. Im

⁹⁸ Eine solche Handelsplattform kann, muss aber grundsätzlich die Marktteilnehmer nicht anonymisieren. Man beachte, dass eine Börse im eigentlichen Sinne zahlreiche Zusatzfunktionen ausübt (z.B. Bonitätsprüfung / Zulassung der Marktteilnehmer, Übernahme des Ausfallsrisikos, usw.)

⁹⁹ Kann-Bestimmung gem. EIWOG (2000), § 32(4); die Verpflichtung, falls vorgesehen, ist mit längstens 31.12.2004 zu befristen.

Fälle der Einführung einer Abnahmepflicht sollte eine möglichst einheitliche Einspeisevergütung für den physikalischen Strom festgelegt werden.

5.5 Zertifizierung

Wie in Abschnitt 4 bereits erwähnt, muss zwischen Zertifizierung der Erzeugungsanlagen („Benennung“ der zugelassenen KWKWs gem. § 41(1) EIWOG 2000) und der Zertifizierung der regenerativ erzeugten elektrischen Energie (aus KWKWs gem. § 41(2–3) EIWOG 2000) unterschieden werden.

5.5.1 Zertifizierung der KWKWs

Grundlage für die Beurteilung der KWKWs und in weiterer Folge der Benennung sollten der jeweils gültige Wasserrechtsbescheid sowie die neueste Eintragung im Wasserbuch bilden. Es ist aus heutiger Sicht schwer abzuschätzen, wie rasch (und ob überhaupt alle) Betreiber von prinzipiell für eine Benennung in Frage kommenden KWKW-Anlagen um eine solche tatsächlich ansuchen werden, was eine Abschätzung der in den nächsten Jahren zu erwartenden Einspeisemenge aus benannten Anlagen zusätzlich erschwert.¹⁰⁰

Das EIWOG 2000 sieht vor, dass die Ausführungsgesetze im Falle einer missbräuchlichen Begebung von Zertifikaten als Sanktion den Widerruf der Benennung als KWKW und die Untersagung der Ausgabe von Kleinwasserkraftzertifikaten zwingend vorzusehen haben.¹⁰¹ Weiters wird für die Gestaltung der Ausführungsgesetze vorgeschrieben, dass die Herausgabe von Mehrerlösen vorzusehen ist, die durch die Begebung von Kleinwasserkraftzertifikaten erzielt wurden, für die kein Nachweis erbracht werden kann.¹⁰²

5.5.2 Zertifizierung der Erzeugung von Regenerativstrom

Grundsätzlich können zugelassene (bzw. „benannte“) Erzeuger von Strom aus regenerativen Quellen entweder für die erzeugte oder für die in das öffentliche Netz eingespeiste Strommenge Zertifikate erhalten. Das EIWOG 2000 sieht vor, dass sich die KWKW-Zertifikate auf

¹⁰⁰ Da es je nach Attraktivität der Angebote der Stromhändler für die Abnahme des eingespeisten KWKW-Stromes (mit oder ohne gleichzeitigem Ankauf der Zertifikate) u.U. zu massiven Verschiebungen beim Anteil des eigenverbrauchten KWKW-Stromes kommen könnte (es wird ggf. attraktiver sein, den KWKW-Strom in das Netz einzuspeisen und für den Eigenverbrauch „konventionellen“ Strom einzukaufen), ist m.E. dzt. noch keine seriöse Abschätzung der in Zukunft in das öffentliche Netz tatsächlich eingespeisten Erzeugungsmengen (und damit des Quotenzielerreichungsgrades) möglich.

¹⁰¹ EIWOG (2000), § 41(5).

¹⁰² Ebda.; diese Bestimmung stellt lt. Gesetzgeber keine Strafe dar.

Einheiten von 100 kWh (oder ein Vielfaches davon) beziehen müssen. Die Zertifikate sind vom Netzbetreiber jenes Netzes, in das von der Anlage eingespeist wird, zu beglaubigen, und der Netzbetreiber hat über die erfolgten Beglaubigungen ein Verzeichnis zu führen.¹⁰³

Das EIWOG 2000 bestimmt in § 41(2) einerseits, dass die Anzahl der KWKW-Zertifikate der aus der Anlage abgegebenen Energiemenge zu entsprechen hat, und andererseits in § 41(3), dass die Zertifikate vom Netzbetreiber jenes Netzes, in das von der Anlage eingespeist wird, zu beglaubigen sind. Daraus kann man schließen, dass im Sinne dieser Grundsatzbestimmung lediglich die in das öffentliche Netz eingespeiste bzw. abgegebene Energiemenge für den Zertifikathandel anrechenbar ist, nicht jedoch der Eigenverbrauch.¹⁰⁴

5.5.3 Merkmale

Nicht alle der in Abschnitt 4.4.2.4 aufgezählten Merkmale sind für den Aufbau eines einfachen Zertifikathandels unbedingt erforderlich. Dennoch erscheint es ratsam, im Hinblick auf mögliche nationale und internationale Erweiterungen des Systems gewisse Merkmale bereits mit zu erfassen, damit Systemerweiterungen in weiterer Folge leichter zu bewerkstelligen sind. Erweiterungen können u.a. durch die Einbeziehung anderer regenerativer Energieträger bzw. Erzeugungstechnologien und / oder die Zulassung zum internationalen Handel¹⁰⁵ entstehen.

Ein weiterer Vorteil ist darin zu sehen, dass zumindest teilweise vermieden werden kann, dass bei einer Systemumstellung nicht mehr systemkonforme bzw. -kompatible „alte“ Zertifikate zirkulieren, was die Liquidität des Marktes unnötig einschränken und die Transaktionskosten der Umstellung unter Umständen deutlich erhöhen könnte.¹⁰⁶

Als Basis- bzw. Mindestinformationen sollten m.E. im Zertifikatregister die folgenden Kennzeichen gespeichert werden:

¹⁰³ Vgl. EIWOG (2000), § 41(3).

¹⁰⁴ Demnach wäre „abgegeben“ im Sinne von „in das öffentliche Netz eingespeist“ zu interpretieren, und nicht etwa im Sinne von insgesamt erzeugt (der Unterschied entfällt, wenn man davon ausgeht, dass der gesamte KWKW-Strom eingespeist wird). Diese Begriffsauslegung soll allerdings lediglich dazu dienen, in den weiteren Überlegungen und Darstellungen mit konkreten Zahlen operieren zu können, und keineswegs der Auslegung durch die damit befassten Juristen vorgreifen.

¹⁰⁵ Z.B. im Rahmen des RECS-Systems; vgl. Abschnitt 4.6.4, Exkurs Nr. 3.

¹⁰⁶ Man beachte, dass es im wesentlichen von der Gültigkeitsdauer der Zertifikate abhängt, wie lange für den Quotennachweis anrechenbare „alte“ Zertifikate im Umlauf sind.

- (eindeutige) Identifikationsnummer¹⁰⁷
- Ausgabe-/Ausstellungsdatum des Zertifikates
- Verfallsdatum des Zertifikates (bei beschränkter Gültigkeitsdauer)
- Informationen über die Erzeugungsanlage¹⁰⁸
- Zertifikataussteller (i.d.R. der jeweilige Registerbetreiber)¹⁰⁹
- Besitzer und Vorbesitzer (nur für den Registerbetreiber einsehbar)¹¹⁰
- Nominale (Stückelung)

Im Hinblick auf allfällige Systemerweiterungen wäre es ratsam, auch die Art der Erzeugung (beim derzeitigen Ausbaustand in Österreich nur KWK) bereits vorzusehen und zumindest Überlegungen anzustellen, auf welche Weise andere Förderungen einer bestimmten Anlage (z.B. Investitionsförderungen, Steuererleichterungen, usw.) entsprechend berücksichtigt werden könnten. Damit würde in vorausblickender Weise eine wichtige Voraussetzung für einen internationalen Zertifikathandel geschaffen, die der Vermeidung von Marktverzerrungen („level playing field“) dienlich ist bzw. diese transparenter machen.

5.6 Quotenmanagement

5.6.1 Höhe der Quotenverpflichtung

Stromerzeugung aus Wasserkraft ist ähnlich wie aus Windkraft relativ großen jahreszeitlichen Schwankungen unterworfen. Die Erreichung einer fixen und lediglich vom Stromverbrauch abhängigen Quote ist demnach in Jahren mit hoher Wasserführung tendenziell leichter möglich als in solchen mit einer geringen Wasserführung. Dasselbe gilt natürlich – wenn auch in geringerem Ausmaß – für Jahre mit vergleichsweise geringer Stromnachfrage.

¹⁰⁷ Diese kann mehrere der genannten restlichen Merkmale in kodierter (im Falle von Datumsangaben u.U. auch in unkodierter) Form enthalten. Aus diesem Grunde und der Tatsache heraus, dass in Österreich aufgrund des vergleichsweise geringen Nominales der Zertifikate eine große Anzahl Zertifikate im Umlauf sein wird, muss die ID-Nummer entsprechend viele Stellen aufweisen.

¹⁰⁸ Im Rahmen des RECS-Systems (vgl. Abschnitt 4.6.4, Exkurs Nr. 3) muss beispielsweise jeder Anlagenbetreiber eine sogenannte „Renewable Energy Declaration“ abgeben. Diese enthält Informationen über Namen und Adresse des Ausstellers, Standort der Erzeugungsanlage und des Abrechnungszählers, alle möglichen Arten des Brennstoffeinsatzes, die eingesetzte Technologie, die installierte Kapazität, der Inbetriebnahmezeitpunkt der Anlage, erhaltene Förderungen, sowie eine Erklärung, dass für die betreffende Erzeugungseinheit nicht noch ein weiteres Zertifikat eines anderen Systems erhalten wurde. Für den im Rahmen von RECS dzt. geplanten Mindestinformationsgehalt der Zertifikate vgl. „RECS Basic Commitment“, Version 6.1 (www.recs.org).

¹⁰⁹ Diese Information ist v.a. im Hinblick auf eine Erweiterung in Richtung eines internationalen Handels von Bedeutung (z.B. sind in Dänemark zwei Aussteller vorgesehen).

Alternativ zu einer fixen Quote wäre denkbar (wenn auch im EIWOG 2000 nicht vorgesehen), die Quote der Wasserführung bzw. der Erzeugungsmenge aus KWKW-Anlagen anzupassen, was allerdings zur Folge hätte, dass tatsächlich nicht mehr nur die Höhe des Stromverbrauches, sondern darüber hinaus auch die Höhe der Stromerzeugung aus KWKW-Anlagen relevant wäre und das System unnötig verkompliziert würde. Außerdem hätte eine solche Lösung den gravierenden Nachteil, dass die Wasserführung *ex ante* wesentlich schwerer zu schätzen ist als der Stromverbrauch.¹¹¹

Im EIWOG 2000 ist eine Stückelung der Zertifikate von 100 kWh („oder ein Vielfaches davon“) vorgesehen. Geht man von einer zugrunde liegenden Einspeisung von Strom aus KWKW-Anlagen in das öffentliche Netz in der Höhe von 3.224 GWh aus (Wert 1998; vgl. Tabelle 5), so resultiert daraus eine Zahl von rund 32,2 Millionen KWKW-Zertifikaten. Aus diesem Grunde ist es naheliegend, die Zertifikate lediglich in elektronischer Form – und nicht in Papierform(!)¹¹² – zu verwalten. Die Stückelung dient als Recheneinheit und ist niedrig genug, dass sich auch bei relativ kleinen Anbietern und Nachfragern in den meisten Fällen eine ganzzahlige Verpflichtung bzw. ein ganzzahliges Guthaben ergeben kann.¹¹³

Die Basis für die Überlegungen im Zuge der Festlegung der Quotenhöhe im EIWOG 2000 von 8 % bildeten die in den Tabellen 4a und 4b dargestellten Werte. Betrachtet man die Gesamterzeugung von Strom aus KWKW-Anlagen (Tabelle 4a), so wird ersichtlich, dass der Anteil der Kleinwasserkraft an der Gesamtstromabgabe an Endverbraucher („Inlands-Stromverbrauch“, der sich aus dem Verbrauch der Tarif- und Sonderabnehmer zuzüglich dem Eigenverbrauch, ohne Verbrauch für Pumpspeicherbewirtschaftung zusammensetzt) im Jahre 1998 7,45 % betrug (1997: 7,52 %). Betrachtet man hingegen lediglich die in das öffentliche Netz eingespeiste Strommenge aus KWKW-Anlagen (Tabelle 4b), so wird ersichtlich, dass im Jahre 1998 der Anteil der KWKW-Einspeisung im Verhältnis zum Inlands-Stromverbrauch lediglich 6,34 % betrug.

¹¹⁰ Diese Information dient v.a. der (Missbrauchs-)Kontrolle. Im Falle eines börslichen Handels würde die Anonymität der Börseteilnehmer umgangen, wenn z.B. der KWKW-Anlagenbetreiber auf seinem Konto diese Informationen abrufen könnte.

¹¹¹ Denkbar wäre auch eine *ex-post* Beaufschlagung des Zertifikatpreises entsprechend der Wasserführung (Umrechnung auf ein Regeljahr), was die Komplexität des Systems ebenso deutlich erhöhen würde.

¹¹² Auf besonderen Wunsch bzw. Bestellung könnten Zertifikate natürlich gegen einen entsprechenden Kostenbeitrag für die entstehenden zusätzlichen Kosten ausgedruckt werden.

¹¹³ Auf- oder Abrundungen sind im EIWOG 2000 nicht vorgesehen.

Tabelle 4a. Stromerzeugung aus Kleinwasserkraftwerken im Vergleich zur Gesamtstromabgabe, 1997–98 (in GWh bzw. %)

	1997			1998		
	EVU	UEA*	Gesamt	EVU	UEA*	Gesamt
Kleinwasserkraft (Engpassleistung ≤ 10 MW)	3.039,0	1.068,0	4.107,0	3.024,4	1.126,0	4.150,4
Gesamtstromabgabe (Inlands-Stromverbrauch, inkl. Systemdienstleistungen)	45.494,4	9.116,7	54.611,1	46.559,8	9.138,9	55.698,8
Anteil d. Kleinwasserkraft an der Gesamtstromabgabe (in %)	6,68	11,71	7,52	6,50	12,32	7,45

Datenquelle: BLV (Betriebs- und Bestandsstatistik) / BMWA

Anmerkungen: Erhebungsuntergrenze EPL > 200 kW bzw. Erzeugung / Bezug > 500 MWh p.a.;

* Unternehmen mit Eigenanlagen (inkl. ÖBB);

Tabelle 4b. Stromeinspeisung aus Kleinwasserkraftwerken im Vergleich zum Inlands-Stromverbrauch, 1998 (in GWh bzw. %)

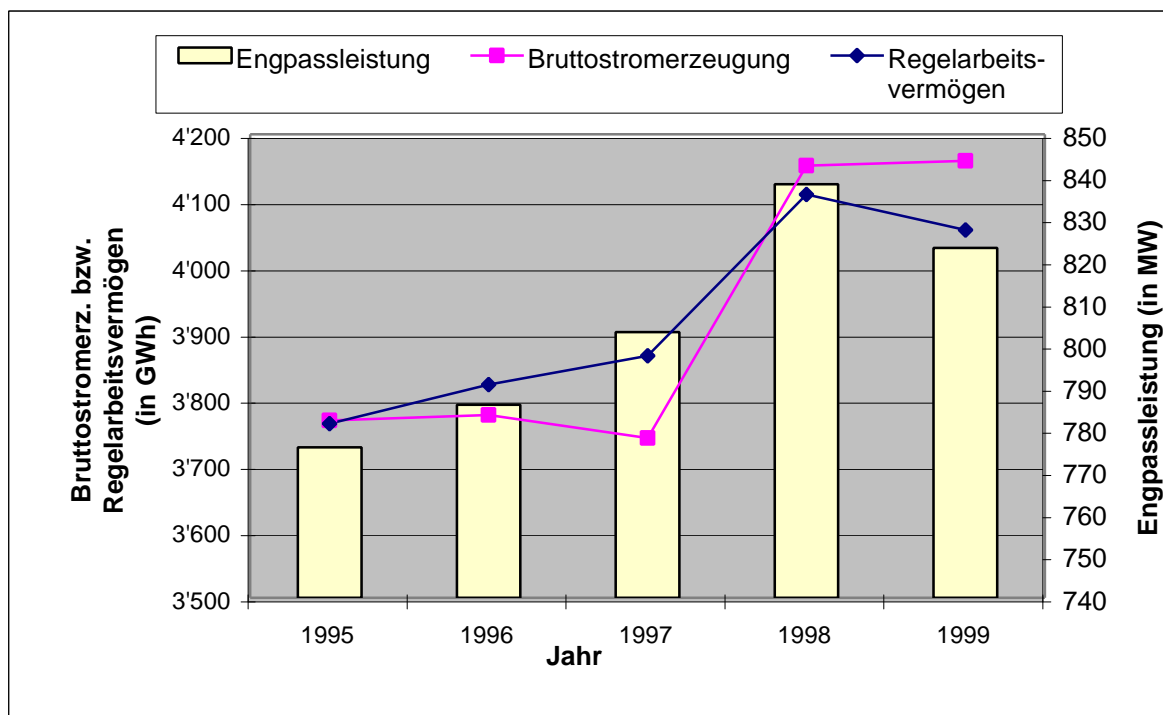
KWKW-Einspeisung (1998)	GWh	%-Anteil
EVUs	3.154,7	6,21
Unternehmen mit Eigenanlagen (UEA)	69,4	0,13
Gesamt (in das öffentliche Netz)	3.224,1	6,34
Inlands-Stromverbrauch gesamt*	50.819,8	100,00

Datenquelle: BLV (Betriebs- und Bestandsstatistik) / BMWA

Anmerkung: * o. Systemdienstleistungen

Abbildung 8 zieht einen Vergleich der Entwicklung der Engpassleistung, der Bruttostromerzeugung und des Regelarbeitsvermögens aus KWKW-Anlagen über die Jahre 1995 bis 1999. Bemerkenswert ist der verhältnismäßig starke Anstieg der Engpassleistung von 1997 auf 1998 von 803 auf 838 MW (und damit auch der Erzeugungsmenge), dem 1999 wieder ein leichter Rückgang folgte.

Abbildung 8. Engpassleistung, Bruttostromerzeugung und Regelarbeitsvermögen aus KWKW-Anlagen, Gesamtösterreich, 1995–99 (in MW bzw. GWh)



Datenquelle: BLV / BMWA (Mitteilung v. 23.5.2001)

5.6.2 Anpassung der Quote

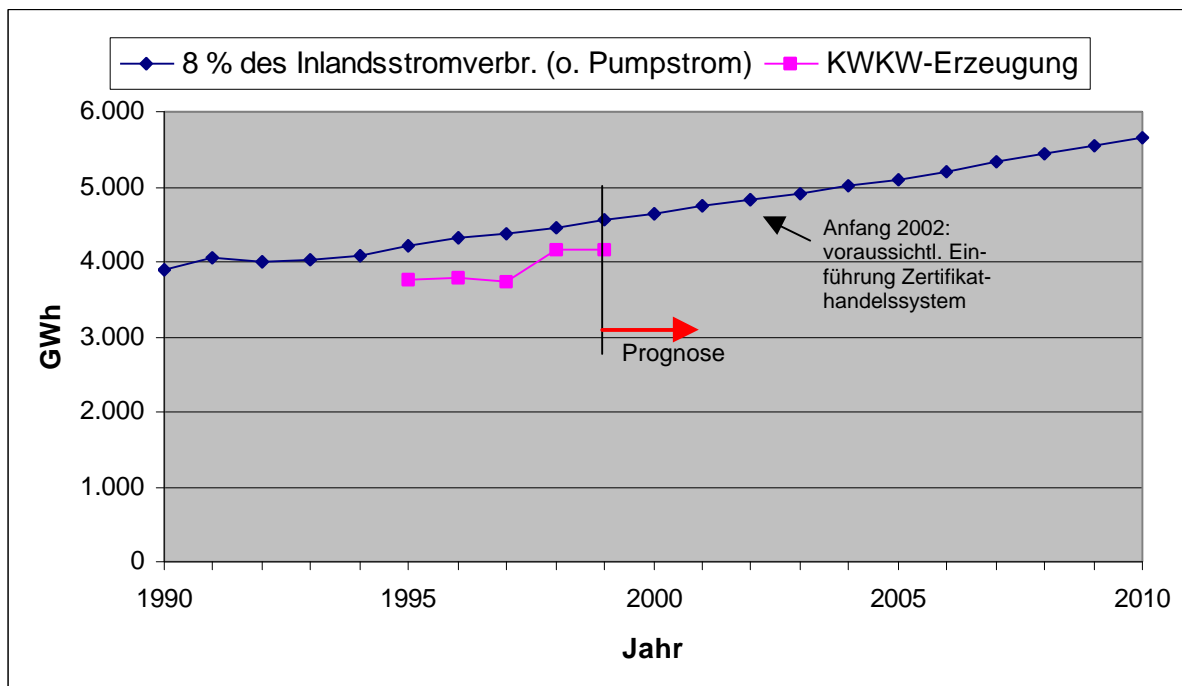
Anders als bei den sog. „Ökoanlagen“, für die zwischen 2001 und 2007 eine stufenweise Steigerung in 2-Jahres-Schritten von 1 % auf 4 % des Endverbrauchs vorgesehen ist, sieht das EIWOG 2000 keine Anpassung der Quote für die KWKW-Anlagen vor. Eine Steigerung der durch die Quote gesicherten Nachfrage kommt also lediglich in Höhe der jährlichen Stromverbrauchssteigerungen zum Tragen, prozentual bleibt die Quote (zumindest bis zur nächsten Novelle des EIWOG) gleich hoch.

Abbildung 9 zeigt eine Abschätzung der Quotenentwicklung für Strom aus KWKW-Anlagen auf Basis der in der Energieprognose 1995–2010 des WIFO angegebenen jährlichen durchschnittlichen Wachstumsraten des Gesamtstromverbrauches.¹¹⁴ Es wird deutlich, dass

¹¹⁴ Vgl. Kratena / Wagner (1996); leider konnten seitens des WIFO nicht mehr rechtzeitig bis zur Fertigstellung dieses Gutachtens aktualisierte Prognosewerte für den Gesamtstromverbrauch in Österreich bereitgestellt werden. Aufgrund der im EIWOG 2000 vorgesehenen (und teilweise antizipierten) Voll liberalisierung des Strommarktes per 1. Oktober 2001 wurde für die Periode 2000–2005 eine gegenüber Kratena / Wagner (1996) geringfügige Korrektur der jährlichen Wachstumsrate um +0,2 % vorgenommen, um den durch zusätzliche Strompreisreduktionen erwarteten Mehrver-

auch im Falle einer prozentual unveränderten Quotenhöhe eine Kapazitätsausweitung aufgrund der prognostizierten durchschnittlichen Stromverbrauchszunahme bis 2010 in der Größenordnung von rund 2 % bzw. 19 MW pro Jahr¹¹⁵ möglich bzw. erforderlich ist, um die Quotenverpflichtung erfüllen zu können.

Abbildung 9. Geschätzte Entwicklung der 8%-Quote von Strom aus KWKW-Anlagen auf Basis von Stromverbrauchs-Prognosewerten bis 2010 (in GWh)



Datenquelle: BLV / BMWA (Mitteilung v. 23.5.2001) bzw. Kratena / Wagner (1996), eigene Berechnungen und Darstellung

Dabei ist das Zubaupotential aufgrund von Reaktivierung und Modernisierung von KWKW-Anlagen zu berücksichtigen. Dieser bewegt sich nach Angaben des Österreichischen Vereines zur Förderung von Kleinkraftwerken (ÖVFK) bei einer Projektlaufzeit von Kapazitätserweiterungsvorhaben von mindestens einem Jahr in der Größenordnung von 1.000 GWh¹¹⁶, sodass zur Quotenerfüllung zumindest in unmittelbarer Zukunft (und sofern sich diese Schätzung als haltbar erweist) keine neuen Standorte für den Bau von KWKW-

brauch Rechnung zu tragen (d.h. das durchschnittliche jährliche Wachstum wurde mit 1,9 % für 2000–05 und mit 2,1 % für 2005–10 angenommen).

¹¹⁵ Zwischen 2001–10 beträgt die durch Stromverbrauchszunahmen induzierte Quotensteigerung (bzw. das resultierende KWKW-Kapazitäts-Zubaupotential im Rahmen der Quotenregelung) rd. 929 MW (Annahme einer Anlagennutzungsdauer von durchschnittlich 5.000 Stunden pro Jahr).

¹¹⁶ Bei einer angenommenen Anlagenausnutzungsdauer von durchschnittlich 5.000 Stunden per annum entspräche dies einer zusätzlichen Kapazität von etwa 200 MW.

Anlagen erforderlich wären.¹¹⁷ Vielmehr kann davon ausgegangen werden, dass durch die im Vergleich zum Bau von Neuanlagen deutlich kostengünstigere Sanierung bzw. Reaktivierung die Grenzkosten des Grenzanbieters signifikant sinken dürften, da ineffizientere Anlagen vom Markt verdrängt werden.¹¹⁸ Anpassungen der Quote sollten nur im Verbund mit den Regelungen bzgl. der Flexibilisierung des Zertifikatmarktes (Banking und Borrowing), der Höhe der Ausgleichsabgabe, sowie der erwarteten möglichen Ausbaugeschwindigkeiten betrachtet werden.

5.7 Marktorganisation und Preisbildung

Wie in Abschnitt 4.5 bereits in knapper Form dargestellt, können zwei Formen des Zertifikathandels unterschieden werden: bilateraler, nicht standardisierter (over-the-counter, OTC) Handel und börsenmäßiger, standardisierter Handel. Beide Formen können auch über längere Zeit nebeneinander bestehen, da sie vielfach eine komplementäre (und für das Funktionieren des Zertifikatmarktes zuträgliche) Beziehung zueinander aufweisen.

5.7.1 Bilateraler Handel

Beim bilateralen „over-the-counter“-Handel können die Merkmale der Zertifikatsverträge (Laufzeiten, Lieferfristen, Zahlungsmodalitäten, etc.) individuell ausgehandelt werden. Die Transaktionskosten sind höher, und die Markttransparenz geringer als beim börsenmäßig organisierten Handel. Oft stellt der bilaterale Handel eine Vorstufe bzw. wichtige Ergänzung zum börslichen Handel dar.

Entscheidend ist u.a. auch der erwartete Differenzierungsbedarf für die zu handelnden Produkte. Im Falle der Zertifikate für Regenerativstrom aus KWKW-Anlagen kann man damit argumentieren, dass es sich um ein sehr homogenes Produkt handelt (Erzeugung i.W. aus einer Technologieart, eingeschränkte Anlagengröße, usw.), während es im Falle von Zertifikathandelssystemen mit mehreren zugelassenen Erzeugungstechnologien eher Sinn machen dürfte, ein gewisses Maß an Produktdifferenzierung (z.B. nach der sozio-ökonomisch-ökologischen Wertigkeit des erzeugten Stromes) herbeizuführen.¹¹⁹ Aufgrund der an

¹¹⁷ Persönliche Kommunikation mit dem Präsidenten des ÖVFK, Hr. Kottulinsky, v. 29.11.2000. Man beachte, dass trotz dieses signifikanten und in relativ kurzer Zeit realisierbaren Modernisierungspotentials es aus heutiger Sicht sehr schwer vorherzusehen ist, welche Mengen an KWKW-Strom aus benannten Anlagen tatsächlich in das öffentliche Netz eingespeist und damit zertifizierbar sein werden.

¹¹⁸ Durch die günstigere Kostenstruktur reaktivierter Anlagen dürften auch die Markteintrittshemmnisse geringer ausfallen (vgl. Abb. 6).

¹¹⁹ Vgl. Madlener / Stagl (2000, 2001) bzw. Abschnitt 4.6.6.

einer Börse tendenziell eher eingeschränkter Produktvielfalt – es steht aufgrund der erzielbaren Transaktionskosten-Degression ein möglichst hoher Standardisierungsgrad im Vordergrund, um eine möglichst hohe Liquidität des Marktes zu gewährleisten – macht bilateraler Handel in dieser Hinsicht relativ betrachtet mehr Sinn als im Fall eines Handels mit nur einem Produkt.

5.7.2 Börslicher Handel

Beim börsenmäßigen Zertifikathandel wird die Anonymität der Marktteilnehmer gewahrt und ein markträumender Zertifikatspreis aus den vorliegenden Angeboten und der herrschenden Nachfrage ermittelt. Der Börsepreis kann als Referenz für bilaterale Verträge herangezogen werden. Transaktionskosten (z.B. Suchkosten) und Informationskosten (z.B. Bonitätsprüfung) können gegenüber dem bilateralen Handel gesenkt werden.

Die Bildung einer Zertifikatsbörse kann im Prinzip dem Markt überlassen werden, vorausgesetzt, das Marktvolumen und die Transaktionskostensparnis im Verhältnis zum reinen bilateralen Markt sind ausreichend hoch. Da jedoch selbst bei entsprechend günstigen wirtschaftlichen Voraussetzungen nicht mit Sicherheit mit einem raschen Aufbau einer derartigen Börse gerechnet werden kann, wäre es zumindest eine Überlegung wert, seitens der öffentlichen Hand eine börsenmäßig organisierte Internet-Handelsplattform für Regenerativstrom-Zertifikate zu initiieren (z.B. über eine Ausschreibung und Gewährung einer befristeten und moderaten Investitions- oder Betriebskostenbeihilfe als Anreiz) und zur Absicherung der Wirtschaftlichkeit (bzw. des „first mover advantage“) ggf. sogar für eine bestimmte Zeitspanne mit Exklusivrechten auszustatten. Ein interessantes Beispiel bietet in diesem Zusammenhang das australische Projekt „GEM“ (Green Electricity Market),¹²⁰ ein internetbasiertes Zertifikatsregister mit Handelsplattform für Regenerativstrom-Zertifikate, das von einem Consulting-Unternehmen in Zusammenarbeit mit 19 führenden australischen EVUs gerade aufgebaut und implementiert wird. Es handelt sich dabei – ähnlich wie bei RECS – um ein Zertifikathandelssystem auf freiwilliger Basis.

Vom organisatorischen Standpunkt aus betrachtet kann ein börsenmäßig organisierter Zertifikatsmarkt entweder unabhängig eingerichtet, beim Zertifikatsregister-Betreiber angesiedelt, oder aber an einer bereits institutionalisierten Strom- oder sonstigen Börse angegliedert werden.¹²¹ Technisch gesehen kann eine derartige Börse rein elektronisch und mit vergleichsweise geringem Aufwand aufgebaut werden (z.B. über Internet-Zugang).

¹²⁰ Vgl. www.gemoz.com.

¹²¹ Im letzteren Fall können sich z.B. Synergieeffekte im Clearing ergeben.

5.7.3 Risikomanagement

Neben einem Spotmarkt für Zertifikate wird sich mit der Zeit auch ein Terminmarkt für Zertifikate (Futures und Optionen) bilden, wodurch sich interessante neue Möglichkeiten zur Risikoabsicherung ergeben. Hier ist dem unter Abschnitt 4.5.3 Gesagten nicht viel hinzuzufügen, da man es weitgehend dem Markt überlassen kann, ob und bis wann sich ein Terminmarkt und eine entsprechende Auswahl an derivativen Instrumenten entwickeln wird.

5.7.4 Preisbildung

Wie in Abschnitt 4 bereits angesprochen, ist die Preisbildung auf einem Zertifikatmarkt ein sehr komplexer Prozess, bei dem viele Faktoren eine Rolle spielen. Auf die wichtigsten Aspekte wird in den folgenden Unterabschnitten näher eingegangen.

5.7.4.1 Marktmacht

Auf einem Zertifikatmarkt muss mit Zusammenschlüssen sowohl auf der Angebots- als auch der Nachfrageseite gerechnet werden, die zur Ausübung von Marktmacht führen kann. Aus diesem Grund ist eine laufende Beobachtung des Marktgeschehens (Liquidität, Preisbildung, Zusammenschlüsse) seitens der Regulierungsbehörde vorzusehen, um rechtzeitig Funktionsstörungen des Marktes aufgrund eingeschränkten Wettbewerbs vorbeugen bzw. entgegenwirken zu können (Initiierung / Durchführung von Systemparameteranpassungen, Verständigung der Kartellbehörde, etc.).

5.7.4.2 Flexibilisierung

Jede zeitliche Beschränkung der Gültigkeitsdauer der Zertifikate schränkt die Flexibilität des Zertifikathandels ein. Die Marktstruktur (Käufer- oder Verkäufermarkt) bestimmt letztendlich die Auswirkungen einer Beschränkung der Gültigkeitsdauer. In einem *Käufermarkt* (die Nachfrageseite bestimmt das Marktergebnis) und ohne Banking-Möglichkeit der Zertifikate-Anbieter tendiert der Zertifikatpreis zum Erfüllungszeitpunkt hin gegen Null, da die Zertifikate zu einem späteren Zeitpunkt ungültig und damit wertlos sind. In einem *Verkäufermarkt* wiederum (Anbieterseite bestimmt das Marktergebnis) werden die Anbieter die Zertifikate in Erwartung von Preissteigerungen tendenziell zurückhalten. Die Zahlungsbereitschaft der Nachfrager für Zertifikate ist jeweils durch die Höhe der Strafzahlung (bzw. Ausgleichs-abgabe) begrenzt.

Nachfolgend sollen exemplarisch vier Fälle unterschieden werden, um zu zeigen, wie durch die zeitliche Gestaltung der Nachweispflicht bzw. die Einräumung einer gewissen Vorlaufzeit (zur Ansammlung von Zertifikaten vor Beginn der Nachweispflicht) bzw. Zulassung von „Banking“ (d.h. Zurücklegen von Zertifikaten für zukünftige Nachweisperioden) und „Borrowing“ (teilweise Verschiebung der Nachweispflicht auf zukünftige Perioden) eine Flexibilisierung des Marktes herbeigeführt werden kann. Man beachte dabei, dass sich die Darstellung einer mehrjährigen Gültigkeit der Zertifikate im wesentlichen durch die Behandlung des Falles „unterjähriger Nachweis – Gültigkeitsdauer 1 Jahr“ erübrigt.¹²² In Matrixform lassen sich die betrachteten Fälle folgendermaßen darstellen (Tabelle 5):

Tabelle 5. Fallunterscheidung Nachweispflicht und Vorlaufzeit

	Vorlaufzeit	Ja	Nein
Nachweispflicht			
jährlich		Fall 1	Fall 2
unterjährig		Fall 3	Fall 4

- **Fall 1: Jährliche Nachweispflicht / Gültigkeitsdauer der Zertifikate 1 Jahr / kein Vorlauf**

Dies stellt den einfachsten Fall dar. Die Zertifikate werden während des Jahres generiert und gehandelt, wobei am Ende des Jahres die Quote erfüllt sein muss und die Zertifikate ihre Gültigkeit verlieren. Ohne Vorlauf kommt es zu einer Unterdeckung, falls die Quotenverpflichtung höher als die Erzeugung von Regenerativstrom aus (benannten) KWKWs ist. In Höhe dieser Unterdeckung ist die Ausgleichsabgabe zu zahlen.

- **Fall 2: Jährliche Nachweispflicht / Gültigkeitsdauer der Zertifikate 1 Jahr / Vorlauf**

Dieser Fall unterscheidet sich vom gerade beschriebenen lediglich dadurch, dass vor Beginn der ersten Nachweisperiode eine Zeitspanne vorgesehen wurde (z.B. 1 Quartal), während der Zertifikate generiert werden, ohne dass diese in der betreffenden Periode zum Nachweis der Quotenerfüllung herangezogen werden müssen (Vorlauf). Dies soll den Aufbau des Zertifikatmarktes erleichtern, in dem es erlaubt, Zertifikate bereits vor Beginn der ersten

¹²² Lediglich bei der Berücksichtigung von Schwankungen in der jährlichen Wasserführung (bzw. in geringerem Maße) des Stromverbrauches ergibt sich hier ein Unterschied. Durch eine hinreichende Flexibilisierung mittels Banking und Borrowing kann der Gefahr eines illiquiden Marktes (Zertifikate-Mangel) bzw. eines extremen Preisverfalls (Zertifikate-Überangebot) analog zum unterjährigen Nachweis bei einjähriger Gültigkeitsdauer begegnet werden.

verpflichtenden Nachweisperiode zu generieren und in Umlauf zu bringen (Testphase). Außerdem kann durch diese Maßnahme die Liquidität des Zertifikatmarktes in der schwierigen Anfangsphase (die z.B. aufgrund einer unterdurchschnittlichen Wasserführung, unerwartet hoher Stromverbräuche, oder der Hortung von Zertifikaten noch zusätzlich gefährdet sein könnte) verbessert werden.¹²³

- **Fall 3: Unterjährige Nachweispflicht / Gültigkeitsdauer der Zertifikate 1 Jahr / kein Vorlauf**

In diesem Fall müssen die Zertifikate zum Beispiel quartalsweise oder halbjährlich nachgewiesen werden. Dies dient vor allem der Ankurbelung der Handelstätigkeit, da die Marktteilnehmer nicht mehr bis zum Ende des jeweiligen Jahres zuwarten können, um die Zertifikate zu veräußern (Anbieter) bzw. der Quotenverpflichtung nachzukommen (Nachfrager).¹²⁴ Auch in diesem Fall kann es allerdings vorkommen, dass Perioden mit geringer Wasserführung mit solchen hohen Stromverbrauchs zusammenfallen (z.B. im 1. Quartal des Jahres), sodass mit Liquiditätsengpässen gerechnet werden muss.¹²⁵ Für solche Situationen bietet es sich geradezu an, dass mittels „Borrowing“ der Quotennachweis dennoch ermöglicht (und damit die Zahlung der Ausgleichsabgabe verhindert) wird. Dadurch, dass die Nachweisperiode unterjährig, die Gültigkeitsdauer der Zertifikate jedoch ein Jahr beträgt, entsteht zusätzlich eine gewisse Möglichkeit für „Banking“ von Zertifikaten.

- **Fall 4: Unterjährige Nachweispflicht / Gültigkeitsdauer der Zertifikate 1 Jahr / Vorlauf**

Der vierte Fall schließlich betrifft die Situation, in der als Flexibilisierungsmaßnahmen sowohl Banking und Borrowing als auch ein Grundstock an Zertifikaten infolge der Vorlaufzeit zugelassen werden, um die Volatilität des Zertifikatpreises einzudämmen.

Ein übertriebenes Maß an Flexibilität kann einerseits zu Schwierigkeiten bei (notwendigen bzw. gewünschten) Systemumstellungen führen, da sich zum Zeitpunkt der geplanten Umstellung unter Umständen noch eine große Anzahl „alter“ Zertifikate im Umlauf befinden können. Andererseits zeigt sich durch die Einräumung einer Borrowing-Möglichkeit über

¹²³ Für das erste Jahr der Quotenziel-Verpflichtung rechne ich nicht mit einer Erfüllung bzw. Übererfüllung der Quote. Doch selbst dann könnte man argumentieren, dass es durch die über die Vorlaufzeit zusätzlich geschaffene Zertifikatmenge in den Folgejahren zu etwas geringeren Zertifikaterlösen kommt, wodurch die aufgrund der während der Vorlaufzeit produzierten Zertifikate zusätzlich erzielbaren Zertifikaterlöse zumindest teilweise wieder kompensiert würden.

¹²⁴ Inwieweit die Marktteilnehmer dennoch zuwarten können, hängt i.W. von den Banking- und Borrowing-Möglichkeiten sowie der erwarteten Zertifikatpreisentwicklung ab.

¹²⁵ Dies unter der Annahme, dass sich die Quote aus dem jeweiligen Quartals-Stromverbrauch errechnet und nicht lediglich ein Viertel des Jahresstromverbrauches herangezogen wird.

mehrere Jahre erst relativ spät die Funktionstüchtigkeit des Systems (tatsächliche Quotenerreichung etc.), was gerade Investoren zu einer gewissen Zurückhaltung veranlassen könnte und für das Vertrauen in den Zertifikathandel nicht gerade förderlich sein dürfte.

In Bezug auf „Banking“ und „Borrowing“ bzw. Festsetzung der Strafzahlung erscheint es an dieser Stelle auch angebracht, in Ermangelung an Lehren, die aus praktisch erprobten Systemen für einen Regenerativstrom-Zertifikathandel gewonnen werden können, die wichtigsten Ergebnisse des in Abschnitt 4 bereits kurz erwähnten, an der Universität Amsterdam durchgeführten Laborexperiments zusammenzufassen:¹²⁶

- Unlimitiertes Banking führte zu einer starken Verlagerung der Marktmacht von den Quotenverpflichteten zu den Zertifikatanbietern, wodurch sehr volatile Preise zustande kommen können (exzessives strategisches Verhalten);
- Ein Pönale unter dem Gleichgewichtspreis führte zu einem sehr geringen Grad der Quotenerfüllung, was der Strafzahlung annähernd den Charakter einer Steuer verleihen kann;
- Ein sehr hohes Pönale erzeugt einen hohen Druck auf die Verpflichteten (was in der Anfangsphase zu hohen Preisen und zu überhöhten Investitionsraten und gegen Ende zu einem starken Preisverfall führen kann);
- Die Möglichkeit von Borrowing nahm viel Druck von den Verpflichteten, insbesondere wenn es nicht mit der Möglichkeit unlimitierten Bankings gekoppelt war; in Kombination mit einem mittleren Pönale kam ein stabiles Marktgeschehen zustande.

Obwohl sich die einzelnen Ergebnisse dieses Laborexperimentes aufgrund der naturgemäß gegebenen Vereinfachungen mit Sicherheit nicht 1 : 1 auf reale Zertifikathandelssysteme übertragen lassen, so kann man doch davon ausgehen, dass tendenzielle Aussagen möglich sind. Als besonders hervorzuheben erscheinen insbesondere die beiden Tatsachen, dass aufgrund der Labor-Ergebnisse von unlimitiertem Banking eher abgeraten wird (Übermaß an strategischem Verhalten seitens der Zertifikatverkäufer) und die Möglichkeit von Borrowing sich für die Stabilität des Systems als sehr zuträglich erwiesen hat.

5.7.4.3 Marktbeeinflussung durch freiwillige Zertifikatkäufe

Es ist durchaus denkbar, dass NGOs (z.B. WWF, Greenpeace, Global 2000, u.a.m.) auf freiwilliger Basis Zertifikatkäufe tätigen werden, was die Liquidität des Zertifikatmarktes und damit das Preisniveau unter Umständen in signifikanter Weise beeinflussen könnte. Ebenso

¹²⁶ Schaeffer / Sonnemans (2000).

ist es vorstellbar, dass zum Quotennachweis Verpflichtete Stromhändler und / oder Endkunden Zertifikate in einem höheren Ausmaß erwerben als sie im Rahmen der 8 %-Quote verpflichtet wären (z.B. Horten von Zertifikaten für Folgeperioden, Kauf im Rahmen von „Green Pricing“-Angeboten etc.). Sollte dadurch die Liquidität des Zertifikatmarktes nachhaltig und spürbar beeinträchtigt werden, so kann aufgrund der durch die zusätzliche Nachfrage induzierten Preissteigerung – und unter der Voraussetzung, dass keine Überkapazitäten vorhanden sind – mit einem zusätzlichen Kapazitätsaufbau gerechnet werden.

5.8 Kontrolle

Die Einführung einer Quotenregelung mit Zertifikathandel bringt eine Reihe von Kontrollaufgaben mit sich (im Sinne einer fortlaufenden bzw. wiederkehrenden Überprüfung). Zu den wichtigsten zählen dabei insbesondere:¹²⁷

- Benennung der KWKW-Anlagen (Einhaltung der technischen Mindestanforderungen),
- Zertifizierung der laufenden Erzeugung,
- Erfüllung der Quote,
- Angemessenheit der Elemente des Quotenmodells im zeitlichen Verlauf,
- Funktionsfähigkeit des Zertifikatmarktes.

Da auf die ersten beiden Punkte bereits in Kapitel 5.5 und auf den vierten und fünften Punkt an verschiedenen Stellen des Gutachtens wiederholt eingegangen wurde, soll nachfolgend vor allem auf diverse Aspekte im Zusammenhang mit der Kontrolle der Quotenerfüllung eingegangen werden.

Die Verpflichtung zur Erfüllung einer bestimmten Quote (%-Anteil am Jahres- bzw. unterjährigen Inlands-Stromverbrauch) bezieht sich auf einen bestimmten Zeitraum (z.B. ein Jahr). Die individuellen Verpflichtungen werden dabei in einem zentralen Zertifikatregister und unter Beisteuerung bestimmter Angaben über die Stromeinspeisungen aus zugelassenen („benannten“) KWKW-Anlagen durch die Netzbetreiber (Beglaubigung) geführt. Die Einhaltung der Quotenverpflichtung wird durch den Besitz von Zertifikaten in einer ausreichenden Menge und zu einem bestimmten Stichtag nachgewiesen (wobei dem Zertifikatregister-Betreiber die Entwertung der Zertifikate ermöglicht sein muss, was im Falle eines elektronischen Registers i.d.R. der Fall sein wird).

¹²⁷ Vgl. Drillisch (2001), Kap. 7.

Handelt es sich um den Jahresstromverbrauch, so steht die Höhe der Verpflichtung mit Jahresende (bzw. kurz danach) fest. Die Überprüfung der Einhaltung der Quote und die Abrechnung der Nachweisperiode kann somit kurze Zeit später erfolgen (z.B. binnen eines Monats bzw. Quartals). Denkbar ist auch, dass der Zertifikatregister-Betreiber jene Verpflichteten, die zum Stichtag eine gewisse Unterdeckung an Zertifikaten auf ihrem Zertifikatkonto aufweisen, unter Setzung einer Nachfrist (z.B. von 2 Wochen) zur Quotenerfüllung auffordert und Ihnen damit noch nach Ablauf der eigentlichen Nachweisperiode eine allerletzte Möglichkeit einräumt, die Meldung an die zuständige Landesregierung und in weiterer Folge die Zahlung der Ausgleichsabgabe zu vermeiden.

Wird *Borrowing* zugelassen, so kommt es auch in jenen Fällen zu keiner Meldung an die zuständige Landesregierung, in denen der „Kreditrahmen“ noch nicht ausgeschöpft ist (d.h. dass beispielsweise bei einer Borrowing-Möglichkeit bis zu maximal zwei Jahren keine Quotenschuld, die älter als zwei Jahre zurück liegt, noch zu tilgen ist).

Im Falle von *Banking* können noch nicht konsumierte Zertifikate zur Quotenerfüllung herangezogen werden, wobei (unter Beachtung der jeweiligen verbleibenden Gültigkeitsdauer der Zertifikate) genau Buch geführt werden muss über jene Zertifikate, die nach Ablauf der Nachweisperiode bzw. nach der Periodenabrechnung für Folgeperioden weiterhin zur Verfügung stehen.¹²⁸

Zertifikate, die zum Nachweis der Quoteneinhaltung verwendet werden, müssen entsprechend (unwiderruflich) entwertet werden. Es obliegt dem Zertifikatregister-Betreiber ebenfalls, Quotenschulden aus Vorperioden auf bereits erfolgte Tilgung bzw. vorhandene Tilgungsmöglichkeiten zu überprüfen. Sinnvollerweise werden im Zuge der Entwertung die Zertifikatguthaben der Verpflichteten jeweils auf die ältesten Zertifikatschulden angerechnet.

¹²⁸ Werden zuviele Zertifikate gehortet, so kann der Fall eintreten, dass unbenützte Zertifikate infolge Ablaufs der Gültigkeit für den Einsatz im Rahmen des Zertifikathandels unbrauchbar und damit wertlos werden. Unter Umständen sind solche Zertifikate allerdings noch im Rahmen des freiwilligen Regenerativstromhandels (d.h. bei dem Konsumenten freiwillig bereit sind, einen gewissen Mehrpreis für zertifizierten Regenerativstrom zu zahlen) verwertbar.

5.9 Sanktionen bei Nichterfüllung der Quote

5.9.1 Gestaltung der Ausgleichsabgabe

5.9.1.1 Allgemeines

Die Ausgleichsabgabe¹²⁹ hat den Zweck zu erfüllen, die Erreichung bzw. Einhaltung der Quote sicherzustellen. Sie *muss* deshalb ausreichend hoch angesetzt werden, um die Funktionsfähigkeit des Zertifikatmarktes nicht zu gefährden. Grundsätzlich sind mehrere Arten denkbar, die Ausgleichsabgabe zu berechnen (vgl. Abschnitt 4.4.2.5).

Das EIWOG 2000 sieht für den Handel mit KWKW-Zertifikaten vor (Grundsatzbestimmung), dass sich die Höhe der Ausgleichsabgabe „*an der Differenz zwischen den durchschnittlichen Produktionskosten von Kleinwasserkraftwerken und dem Marktpreis zu orientieren hat*“.¹³⁰ Die Ausführungsgesetze der Länder haben nähere Erläuterungen über die Bestimmung des Marktpreises, die Einhebung der Ausgleichsabgabe und die Verwaltung des Fonds vorzusehen.¹³¹

Dazu ist zunächst anzumerken, dass sich – wie in Abbildung 1 dargestellt – der Zertifikatspreis bei kurzfristigen Betrachtungen grundsätzlich an den (kumulierten) Grenzkosten¹³² auf Höhe der Quote ausrichtet (Grenzkosten des Grenzanbieters). Da im Falle der (Klein-)Wasserkraft jedoch davon auszugehen ist, dass der Anteil der kurzfristig variablen Kosten an den Gesamtkosten und damit auch die kurzfristigen Grenzkosten sehr gering ausfallen, sind die langfristigen Grenzkosten bzw. die Durchschnittskosten der bessere Maßstab. Man beachte, dass wenn sogar diese auf Quotenhöhe unter dem Preisniveau für den physikalischen Strom liegen würden (und unter der Voraussetzung einer Erwartungshaltung, dass die 8%-Quote tatsächlich mit den bestehenden Anlagen erfüllt werden kann¹³³, sowie eines wettbewerblichen Marktes) sich kein positiver Zertifikatspreis bilden würde (vgl. Abb. 2).

¹²⁹ Im Sinne eines Parameters, der die Quotenzielerreichung gewährleisten soll, müsste man eigentlich von einer „Strafzahlung“ bzw. einem „Pönale“ sprechen. Da dies im EIWOG 2000 nicht der Fall ist, könnte es je nach juristischer Interpretation zu einem allzu sehr eingeschränkten Handlungsspielraum in Bezug auf die Festsetzung einer ausreichend hohen Strafzahlung kommen. Dies erscheint mir zumindest problematisch zu sein, da es wohl auch im Sinne des Gesetzgebers war, ein voll funktionsfähiges Quoten-/Zertifikathandelssystem zu schaffen.

¹³⁰ EIWOG (2000), § 61a, Hervorhebung R.M.

¹³¹ Ebda.

¹³² D.h. den Kosten einer *zusätzlich* erzeugten Einheit Regenerativstrom.

¹³³ Im anderen Fall wäre der Zubau neuer Kapazitäten (mit entsprechend höheren Grenzkosten) erforderlich, sodass erwartet werden kann, dass die Grenzkosten auf Quotenhöhe über dem Preis des physikalischen Stromes zu liegen kommen, wodurch sich wiederum ein positiver Zertifikatspreis einstellen würde.

Da die Anbieter von Regenerativstrom aus KWKW-Anlagen jedoch mittelfristig (d.h. 1 Jahr und darüber) zumindest die laufenden betrieblichen Kosten erwirtschaften müssen (kurz- und mittelfristig kann ggf. auf die Erwirtschaftung der Abschreibungen und der Eigenkapitalverzinsung verzichtet und notfalls zumindest ein Teil der Reparaturen auf einen späteren Zeitpunkt verschoben werden¹³⁴), sind *aus ökonomischer Sicht* die Durchschnittskosten des Grenzanbieters (und nicht wie man dem neuen EIWOG entnehmen könnte der Branche) als Richtschnur für die Festsetzung der Strafzahlung heranzuziehen, um die Quotenzielerreichung nicht zu gefährden.

Wie in den Abbildungen 10 und 11 ersichtlich, können die Durchschnittskosten des Grenzanbieters aufgrund der großen Abweichungen vom Branchenmittelwert erheblich von diesem abweichen, sodass die im EIWOG 2000 gegebene Definition für die Berechnung der Strafzahlung¹³⁵ (Ausgleichsabgabe) nicht zu eng ausgelegt werden darf. Wird diese Bestimmung nämlich dahingehend interpretiert, dass die Differenz aus Durchschnitts-Produktionskosten der Branche und dem Strommarktpreis gleich der Höhe der Ausgleichsabgabe ist, dann hätte dies zur Folge, dass aufgrund der Tatsache, dass viele Verpflichtete die Strafzahlung dem Kauf von Zertifikaten vorziehen würden (a) die Quote nicht mehr erreicht werden kann (definitionsgemäß wird es immer KWKW-Betreiber mit Produktionskosten über dem Branchendurchschnitt geben!¹³⁶), und (b) ein Teil der KWKW-Anlagenbetreiber (nämlich eben jene mit überdurchschnittlichen Kosten) keinen Zusatzerlös mehr aus den Zertifikatverkäufen erwirtschaften könnten, und über kurz oder lang wegen der unzureichenden Kostendeckungsbeiträge den Markt verlassen müssten. *Dadurch käme es unabhängig von etwaigen Effizienzgewinnen der Erzeuger zu einer systematischen Nichterreichung des Quotenzieles*, da im Gleichklang mit Verbesserungen in der Kostenstruktur der KWKW-Branche ja auch die Strafzahlung wieder nach unten angepasst werden müsste. Zur Vermeidung bzw. Verminderung dieser Problematik wäre (zumindest aus ökonomischer Sicht) ein Aufschlagsfaktor vorstellbar, um zu verhindern, dass das Quotenziel gleich von Anfang an signifikant verfehlt wird.

¹³⁴ Was oft mit einem in Summe höheren Reparaturaufwand verbunden ist als im Falle von zeitgerechten Reparaturintervallen.

¹³⁵ Differenz zwischen den durchschnittlichen Produktionskosten und dem [wohl ebenfalls durchschnittlichen; Anm. R.M.] Marktpreis für physikalischen Strom.

¹³⁶ Diese Aussage gilt natürlich nicht im Falle einer identischen Kostenstruktur aller Anbieter, was allerdings sehr unrealistisch ist, da das vorhandene Innovationspotential wahrscheinlich nie vollständig ausgeschöpft sein dürfte.

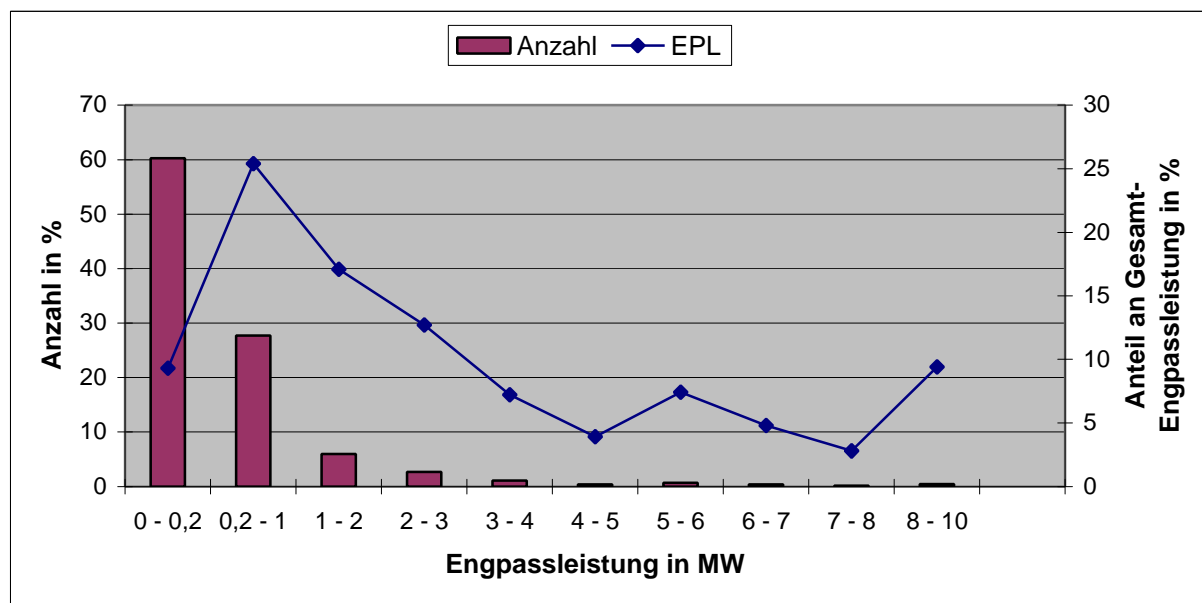
Durch die Tatsache, dass es noch ein beträchtliches Potential an modernisierbaren Anlagen gibt,¹³⁷ bei denen die Umbaukosten deutlich unter jenen eines Neubaus liegen dürften, könnte es hier zu Wettbewerb kommen, wie er im theoretischen Teil in Abschnitt 4.5.6 beschrieben wurde – d.h. bis sich die Produktionsfunktionen der am Markt befindlichen Anbieter angeglichen haben und aufgrund der fehlenden Gewinnaussichten für neue Anbieter keine Markteintritte mehr stattfinden.

5.9.1.2 Bestimmung der durchschnittlichen Produktionskosten

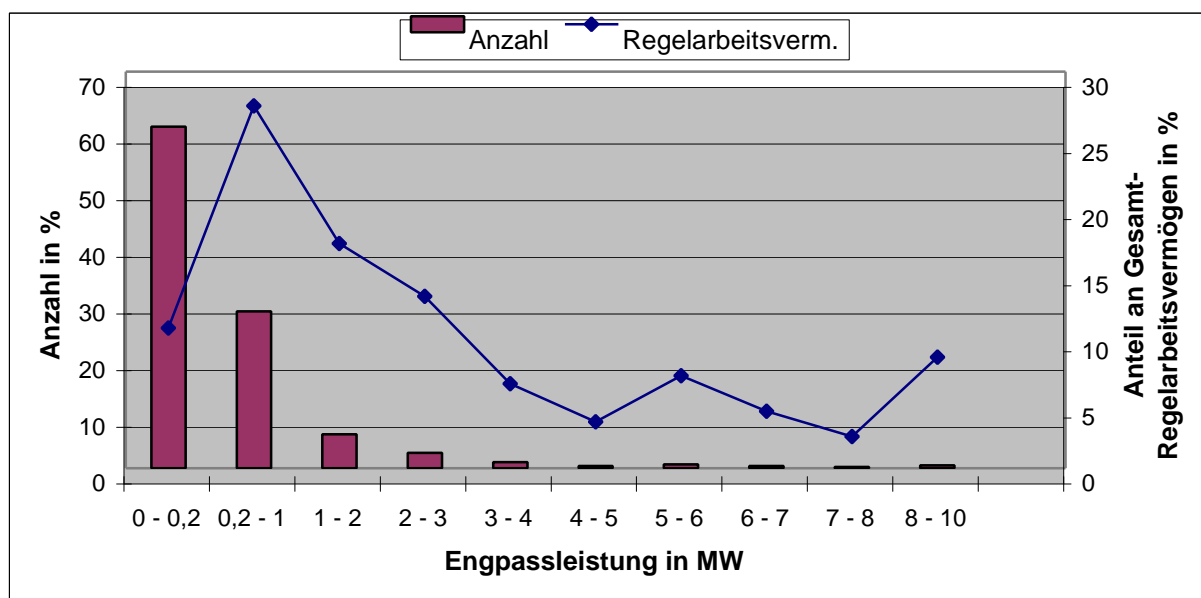
Ausgangspunkt der Überlegungen in Bezug auf die durchschnittlichen Produktionskosten bildet die Struktur der KWKW-Anlagen in Österreich. Die Abbildungen 10a bzw. 10b zeigen einerseits die prozentuale Verteilung der Anzahl als auch der Engpassleistung der KWKW-Anlagen in Österreich im Jahre 1998 (obere Grafik), und andererseits der Anzahl und des Regelarbeitsvermögens (untere Grafik), jeweils gegliedert nach Engpassleistungsklassen. Es zeigt sich, dass die Anzahl der Kleinstanlagen bis 200 kW einen überwältigenden Anteil von nahezu 60 % aufweist (EPL-Anteil 9,3 %; Regelarbeitsvermögen-Anteil 10,6 %), und beinahe 9 von 10 Anlagen in die Leistungsklasse ≤ 1 MW fallen (bei einem EPL-Anteil von 34,7 % bzw. einem ebenso stattlichen Anteil am Gesamt-Regelarbeitsvermögen von 38 %).

¹³⁷ In der Größenordnung von 1.000 GWh lt. Mitteilung bzw. Schätzung von ÖVFK-Präsident Kottulinsky (vgl. Abschnitt 5.6.2).

Abbildung 10a–b. Prozentuale Verteilung (a) der Anzahl und der Engpassleistung bzw. (b) der Anzahl und des Regelarbeitsvermögens der KWKW-Anlagen in Österreich nach Engpassleistungsklassen, 1998



(a) Verteilung Anlagenanzahl und Engpassleistung (in %)



(b) Verteilung Anlagenanzahl und Regelarbeitsvermögen (in %)

Datenquelle: BLV (2001)

Stellt man den prozentualen Verteilungen in den beiden Abbildungen 10a und 10b die von Neubarth / Kaltschmitt zur Ermittlung der Gestehungskosten mit Hilfe der Annuitätenmethode herangezogenen sechs Referenz-KWKWs im Leistungsbereich von 32 kW bis 4,4 MW gegenüber, so erkennt man, dass die Kleinanlagen bis 200 kW EPL bei Neubarth / Kaltschmitt stark unterrepräsentiert und insbesondere die Anlagen in der Gruppe 2–3 MW überrepräsentiert sind (vgl. Tabelle 6).

Tabelle 6. Gestehungskosten ausgewählter KWKW-Anlagen in Österreich, Leistungsbereich 32 kW – 4,4 MW

Referenzanlage		Annuität	Betriebskosten	Ant. Betriebskosten an Gesamtkosten	Stromgestehungskosten	
Nr.	Nennleistung (MW)	Jahreserzeugung (GWh)	Mio. ATS (Tsd. EUR)	Mio. ATS (Tsd. EUR)	%	ATS / kWh (€EUR / kWh)
I	0,032	0,16	0,11 (7,99)	0,02 (1,45)	15,4	0,72 (5,23)
II	0,3	1,49	1,39 (101,02)	0,23 (16,71)	14,2	0,93 (6,76)
III	0,36	1,78	1,02 (74,13)	0,17 (12,35)	14,3	0,57 (4,14)
IV	2,2	10,9	7,5 (545,05)	1,3 (94,47)	14,8	0,69 (5,01)
V	2,6	12,9	6,7 (486,91)	1,1 (79,94)	14,1	0,52 (3,78)
VI	4,4	21,8	12,2 (886,61)	2,0 (145,35)	14,1	0,56 (4,07)

Datenquelle: Neubarth / Kaltschmitt (2000), eigene Ergänzungen

Anmerkung: Annahme eines Kalkulationszinssatzes von 4,5 % u. einer technischen Lebensdauer von 70 Jahren für die baul. Anlagen bzw. 40 Jahren f. elektr. Anlagen u. Maschinen.

Bei der Bestimmung der durchschnittlichen Produktionskosten für Strom aus Kleinwasserkraft kommt es ganz wesentlich auf die zugrunde gelegten Annahmen bzgl. der (als angemessen erachteten) Eigenkapitalverzinsung und der (als notwendig erachteten) Risikoprämie an. Um diesen Zusammenhang näher untersuchen zu können und eine Vergleichsbasis für die in Abbildung 8 dargestellten Resultate zu haben, wird in einem weiteren Schritt eine Analyse eines vom ÖVFK in dankenswerter Weise zur Verfügung gestellten (und auf Grund der Sensibilität der Daten anderweitig nicht oder nur sehr schwer zu beschaffenden)

Datensatzes angestellt. Es handelt sich dabei um Daten für insgesamt 56 KWKW-Anlagen in einem Leistungsbereich von 13 kW bis 8,5 MW¹³⁸, die auf Basis der prozentualen Verteilung der Engpassleistungen der darin enthaltenen KWKWs als für die Gesamtheit aller österreichischen KWKWs als weitgehend repräsentativ betrachtet werden kann.

Anders als bei Neubarth / Kaltschmitt wird im ÖVFK-Datensatz nicht mit der Annuitätenmethode, sondern mit buchhalterischen Größen (Aufwands- und Erlösposten) operiert. Insbesondere wird mit einem branchenüblichen durchschnittlichen Fremdkapitalanteil von 70 %, einem Fremdkapital-Zinssatz von 6 %, und einer „angemessenen“ Eigenkapitalverzinsung von 10 % ausgegangen,¹³⁹ und in weiterer Folge ein „kostendeckender Tarif“ bzw. kostendeckender (erforderlicher) Stromerlös pro kWh errechnet.¹⁴⁰ Die (buchhalterische) Nutzungsdauer der Anlagen wird einheitlich mit 30 Jahren angenommen, was deutlich unter der von Neubarth / Kaltschmitt angenommenen technischen Nutzbarkeit der Anlagen liegt.¹⁴¹

In Ermangelung einer entsprechenden Aufteilung der Kostenkomponenten in fixe und variable Anteile wurden beim verwendeten Ansatz die Betriebskosten (Verwaltungs- und Betreuungskosten), die Aufwendungen für Reparaturen¹⁴², sowie die den Berechnungen zugrunde gelegten jährlichen Fremdkapitalkosten herangezogen. Von den Abschreibungen und der Eigenkapitalverzinsung wird angenommen, dass die KWKW-Anlagenbetreiber zumindest kurzfristig darauf verzichten können, sodass Sensitivitätsanalysen Variationen dieser beiden Kostenpositionen beinhalten. In den nachfolgenden beiden Abbildungen werden die kostendeckenden Erlöse pro Erzeugungseinheit als Funktion der Engpassleistung (Abb. 11) bzw. ungeordnet (Abb. 12) dargestellt, und zwar jeweils ohne Berücksichtigung der Abschreibungsraten.

¹³⁸ Die Daten für Kraftwerk Nr. 16 wurden aufgrund der Implausibilität der Werte von den weiteren Betrachtungen ausgeschlossen, sodass Daten für 55 KWKWs zur Verfügung standen, die eine Jahrerzeugungsmenge von rd. 218 GWh (entsprechend rd. 6,76 % der eingespeisten bzw. 5,25 % der 1998 insgesamt von österreichischen KWKW-Anlagen erzeugten Jahrerzeugungsmenge) repräsentieren.

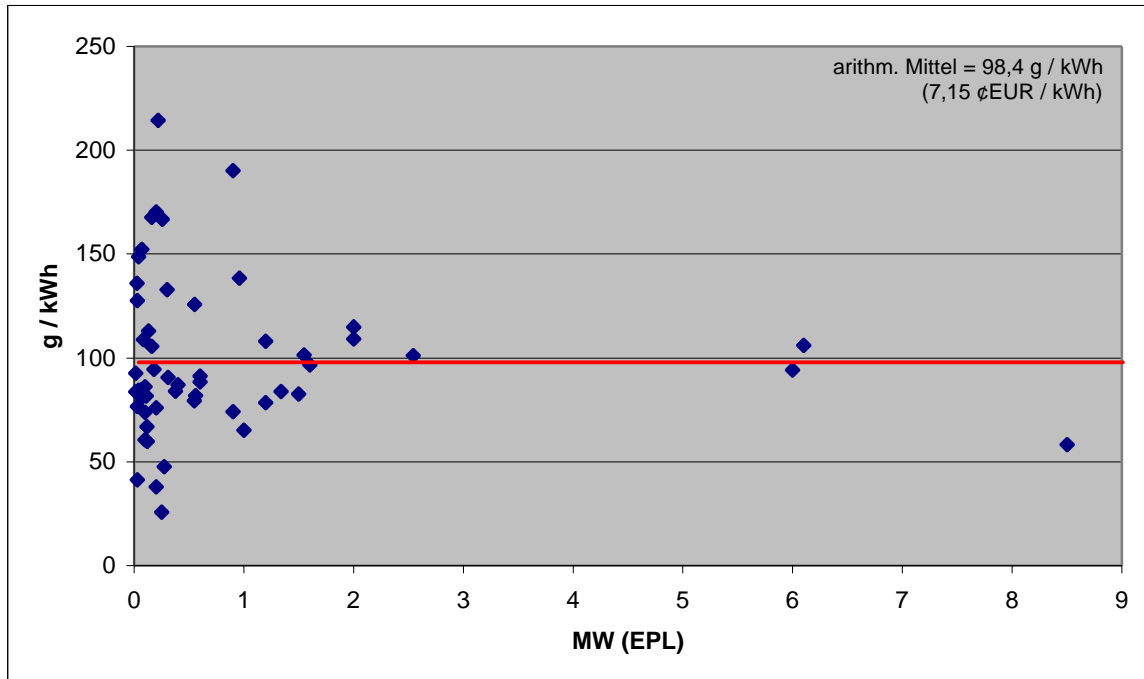
¹³⁹ Die angegebenen Zinssätze für Fremd- bzw. Eigenkapital erscheinen zumindest in einem liberalisierten Marktumfeld als relativ niedrig.

¹⁴⁰ Man beachte, dass es hier terminologisch zu einer Vermischung von Begriffen der Kostenrechnung und der Finanzbuchhaltung kommt. Dennoch können die zur Verfügung gestellten Daten für den beabsichtigten Untersuchungszweck wichtige Hinweise bzgl. der Wirtschaftlichkeit von KWKW-Anlagen liefern.

¹⁴¹ Neubarth / Kaltschmitt (2000) gehen von einem Kalkulationszinsfuß von 4,5 % aus und einer Nutzungsdauer von 40 (elektrische Anlagen) bzw. 70 Jahren (bauliche Anlagen). Demgegenüber bedeutet die vom ÖVFK angesetzte generelle Nutzungsdauer von 30 Jahren eine jährliche Abschreibungsrate von 3,33 %. Wenn man ausgehend von den im ÖVFK-Datensatz angegebenen gesamten Betriebskosten (56 Anlagen) und unter Zuhilfenahme des sich aus Tabelle 6 ergebenden prozentualen Anteils der Betriebskosten an den Gesamtkosten (d.h. rund 15 %) in einer ersten Annäherung auf die Gesamtkosten schließt, so ergibt sich ein um etwa 12,6 % höherer Ansatz für den durchschnittlichen kostendeckenden Erlös pro Erzeugungseinheit als wenn man die einzelnen Aufwandspositionen im ÖVFK-Datensatz aufaddiert und durch die Jahrerzeugungsmenge dividiert.

¹⁴² Inklusive Rückstellungen für Großreparaturen.

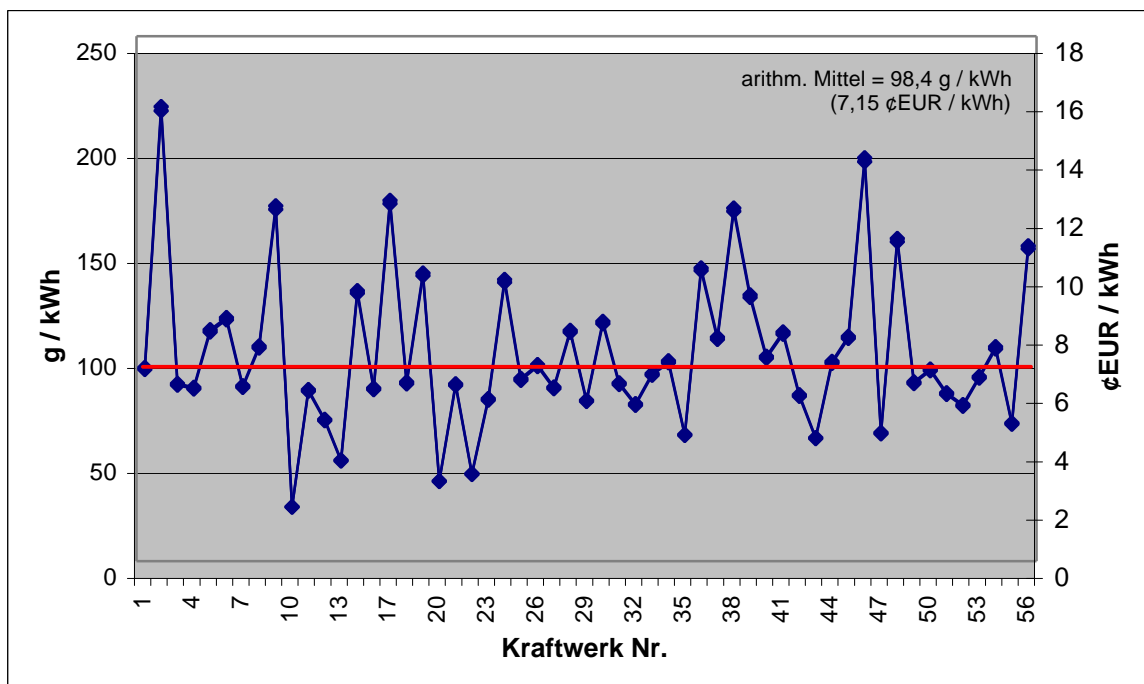
Abbildung 11. Kostendeckender Erlös* für 55 ausgewählte KWKW-Anlagen in Österreich als Funktion der Engpasseleistung (in g / kWh)



Datenquelle: ÖVFK, eigene Darstellung

Anmerkung: * o. Berücksichtigung Unternehmerlohn

Abbildung 12. Kostendeckender Erlös* für 55 ausgewählte KWKW-Anlagen in Österreich (in g / kWh bzw. €EUR / kWh)

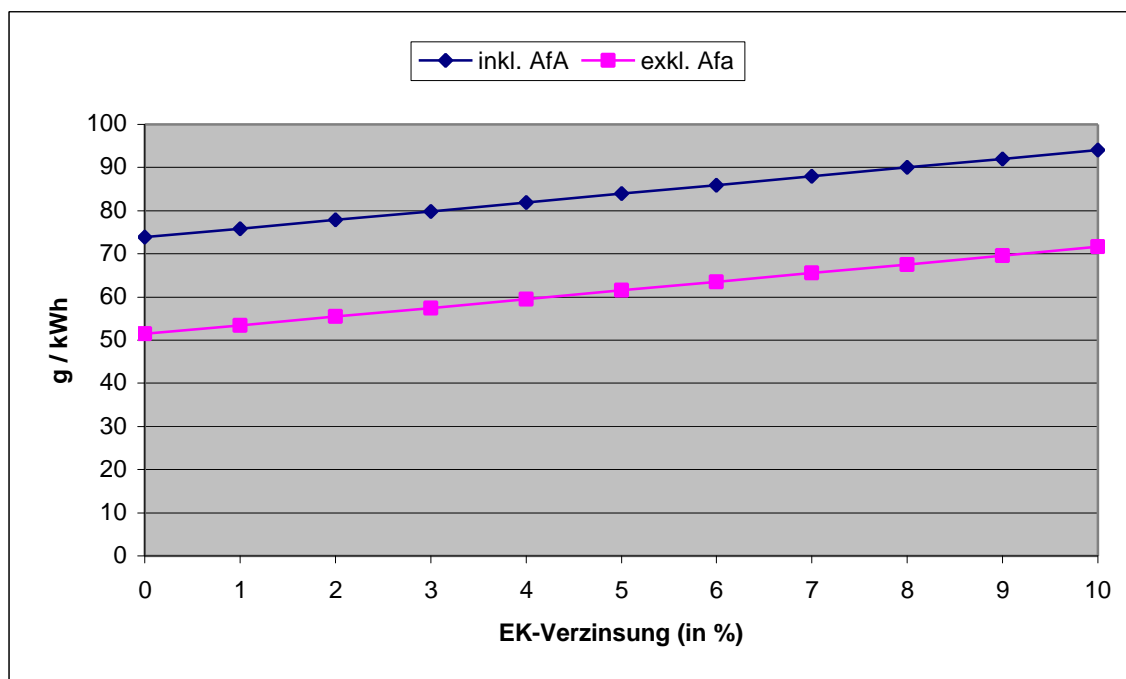


Datenquelle: ÖVFK, eigene Darstellung

Anmerkung: * o. Berücksichtigung Unternehmerlohn

Als nächster Schritt soll die Sensitivität der kostendeckenden Erlöse pro Erzeugungseinheit als Funktion von Eigen- und Fremdkapitalzinsen untersucht werden. Wie Abbildung 13 zu entnehmen ist, bewegt sich der erforderliche kostendeckende Gesamterlös für die 55 betrachteten KWKW-Anlagen bei einer Variation der Eigenkapitalverzinsung zwischen 0 und 10 % bei 74 bis 94 g / kWh (inkl. AfA) bzw. 51 bis 72 g / kWh (exkl. AfA).¹⁴³ Man beachte, dass es sich hier um Durchschnittswerte für eine Auswahl von KWKW-Anlagen handelt; wie im folgenden noch dargestellt werden wird, können die durchschnittlichen kostendeckenden Erlöse des für die Zertifikatpreisbildung relevanten Grenzanbieters deutlich darüber liegen.

Abbildung 13. Kostendeckender Gesamterlös* für 55 KWKW-Anlagen als Funktion der Eigenkapitalverzinsung (auf Basis von 55 Anlagen geschätzter Branchendurchschnitt; in g / kWh)



Datenquelle: ÖVFK, eigene Berechnungen und Darstellung

Anmerkung: * o. Berücksichtigung Unternehmerlohn

Wie bereits in Abbildung 1 dargelegt wurde, ist die Strafzahlung dann ausreichend, wenn sie die (aggregierten) Grenzkosten der Erzeugung von Strom aus Kleinwasserkraft in der Höhe der Quotenverpflichtung abzüglich der Erlöse aus dem Stromverkauf (und evtl. sonstiger erzielbarer Erlöse) nicht unterschreitet. Ansonsten besteht ein Anreiz, anstatt der Quoten-

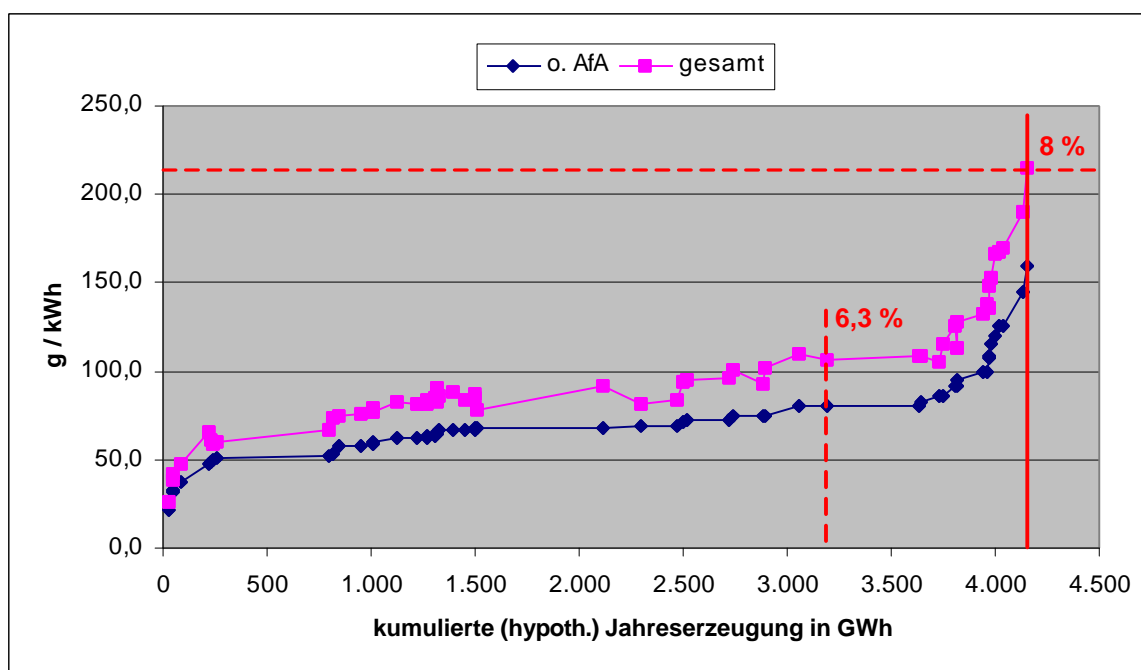
¹⁴³ Entsprechend 5,38–6,83 ¢EUR / kWh (inkl. AfA) bzw. 3,71–5,23 ¢EUR / kWh (exkl. AfA).

erfüllung die Ausgleichsabgabe zu leisten, wodurch das Zertifikathandelssystem unterminiert und die Erreichung des Mengenzieles verfehlt würde.

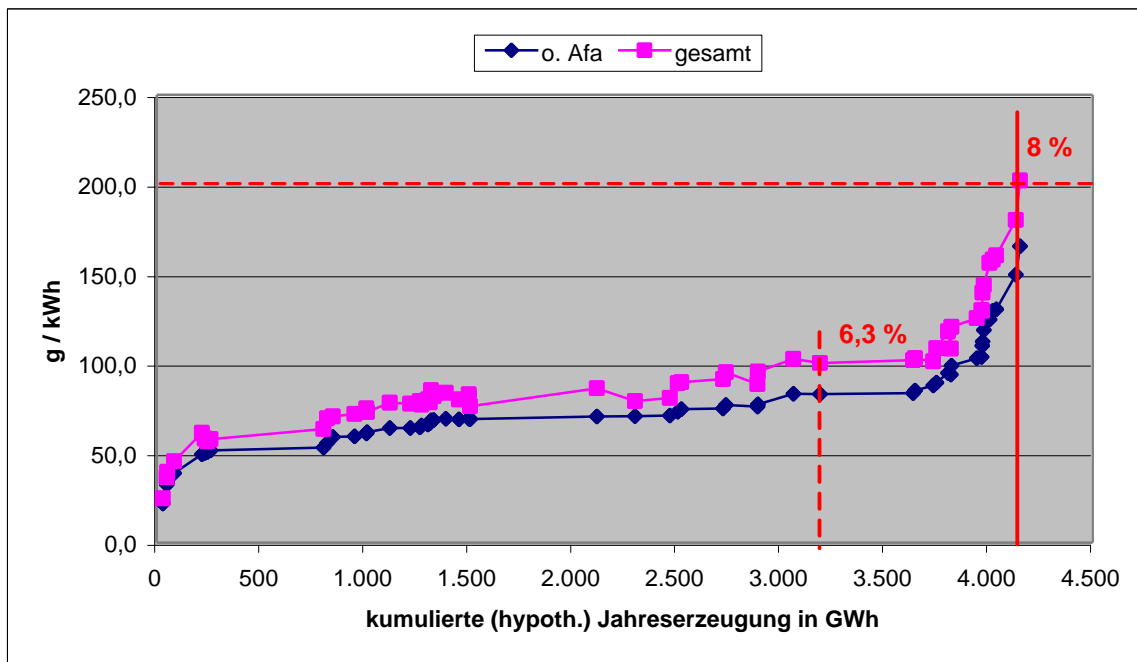
Die Abbildungen 14a–c zeigen den Verlauf von kumulierten, hypothetischen Durchschnittskostenkurven, die man erhält, wenn man das ÖVFK-Datenset für 55 KWKW-Anlagen als repräsentativ für die österreichische KWKW-Gesamterzeugung betrachtet und auf die im Jahre 1998 erreichte Erzeugungsmenge von rund 4.152,5 GWh hochrechnet (Annahme, dass die 8 % Quote tatsächlich erreicht wurde). Es zeigt sich, dass die in das öffentliche Netz eingespeiste Strommenge einer Quotenerreichung von lediglich 6,3 % (bzw. 3.224 GWh) entsprochen hätte, und dass auf Höhe der 8 %-Quote (entsprechend 4.201,3 GWh) die Durchschnittskosten stark ansteigen, da auch weniger kosteneffiziente Anlagen in den Genuss der Quotenregelung gefallen wären.

Je nach Erwartungshaltung in Bezug auf neue (bzw. reaktivierte und / oder sanierte) Anlagen (Konkurrenzdruck) und den von den Zertifikatanbietern verwendeten Kostenansatz (d.h. Grenzkosten- oder Durchschnittskostenbetrachtung, oder Kombination der beiden) hätte sich der Zertifikatangebotspreis auf Basis dieser Überlegungen und bei einem angenommenen durchschnittlichen Marktpreis für physikalischen Strom aus KWKW-Anlagen von 30 Groschen (2,2 ¢EUR) in etwa zwischen ATS 1,30 (9,4 ¢EUR; Durchschnittskosten o. AfA) und ATS 1,80 (13,1 ¢EUR; Vollkostendeckung) pro Kilowattstunde bewegen müssen.

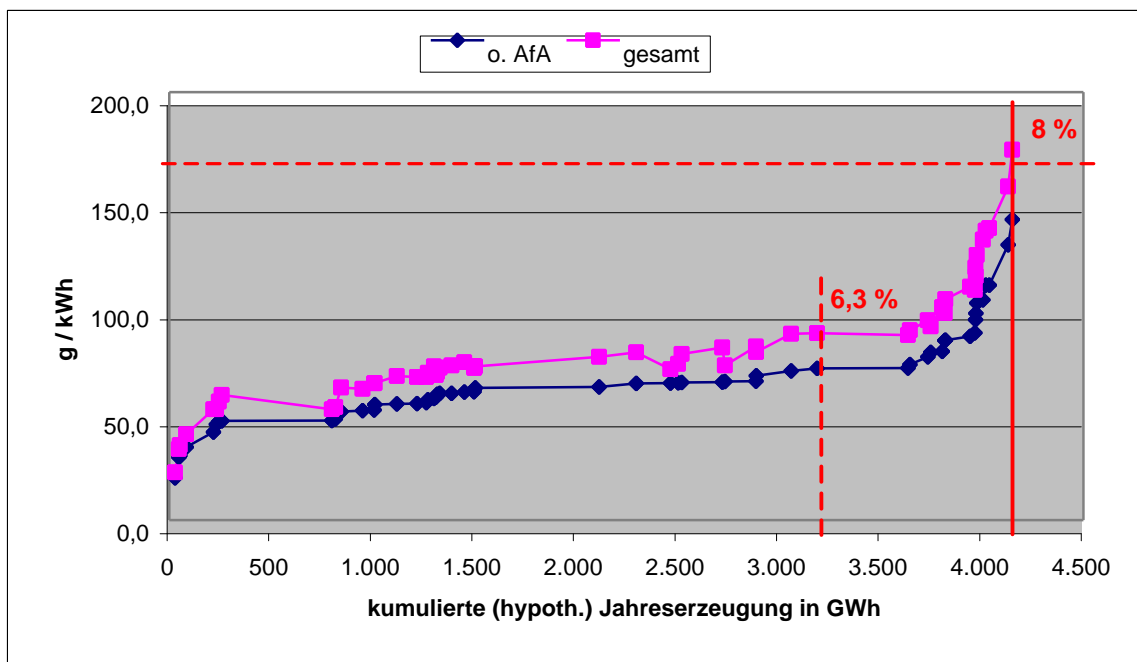
Abbildung 14a–c. Kumulierte (hypothetische) Durchschnittskosten der KWKW-Erzeugung in Österreich (in g / kWh)



(a) ND = 30 Jahre, EK-Verzinsung 10 %



(b) ND = 30 Jahre, EK-Verzinsung 7,5 %



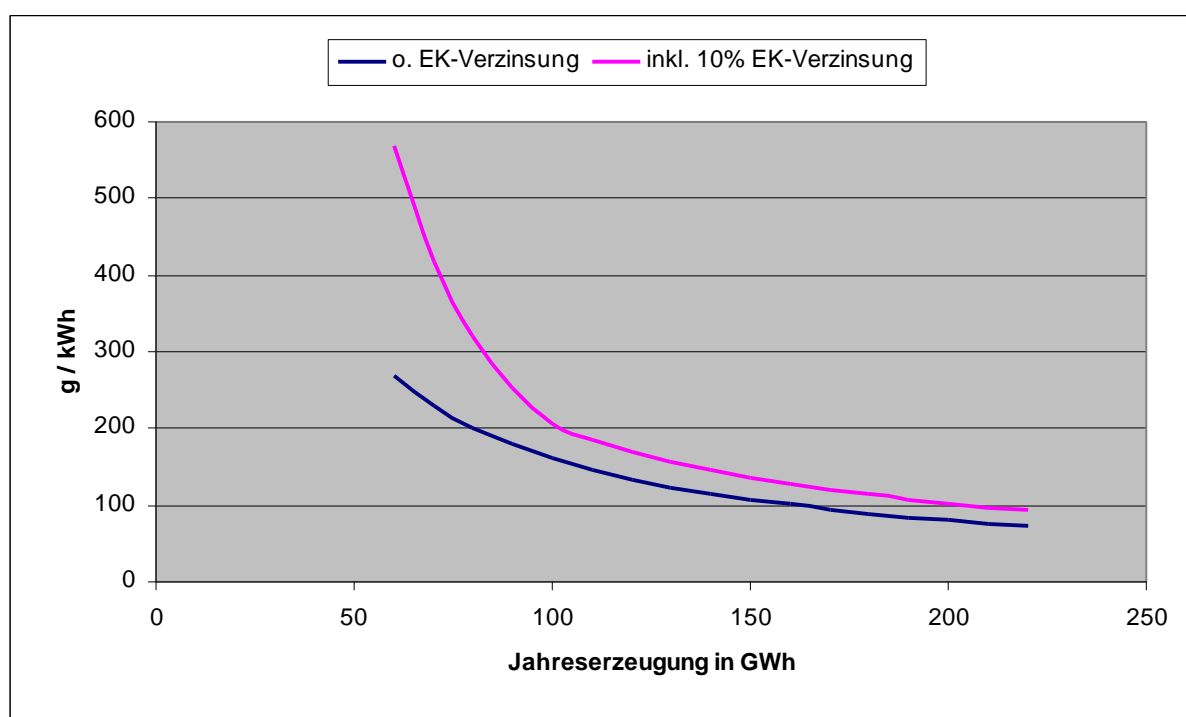
(c) ND = 50 Jahre, EK-Verzinsung 6 %

Datenquelle: ÖVFK / BLV (2001), eigene Berechnungen und Darstellung

Anmerkung: Bei einem Gesamt-Inlandsstromverbrauch (o. Pumpstrom) im Jahre 1998 von 52.516 GWh ergibt sich eine (hypothetische) 8 %-Quote von 4.201,3 GWh. Im Vergleich dazu wurden 1998 lediglich rund 3.224,1 GWh von KWKW-Anlagen in das öffentliche Netz eingespeist, was einer (hypothetisch) erreichten Quote von 6,3 % entspricht.

In einem letzten Schritt wurde auf Basis der Gesamtkosten und der Jahreserzeugung der 55 Anlagen aus dem ÖVFK-Datenset eine Durchschnittskostenkurve ermittelt, und zwar einmal inklusive einer (vom ÖVFK als angemessen erachteten) Eigenkapital-Verzinsung von 10 % und einmal ohne eine solche (vgl. Abb. 15). Der Kurvenverlauf zeigt deutlich, wie bei schlechterer Auslastung der Anlagen (z.B. aufgrund schlechter Wasserführung oder unter der Annahme nicht absetzbarer Strommengen) die Durchschnittskosten drastisch ansteigen würden.¹⁴⁴

Abbildung 15. (Kumulierter) Durchschnittskostenkurvenverlauf (inkl. AfA) für 55 österreichische KWKW-Anlagen, mit und ohne EK-Verzinsung (in g / kWh)



Datenquelle: ÖVFK, eigene Berechnungen und Darstellung

5.9.1.3 Bestimmung des Marktpreises für physikalischen Strom

Bei der Bestimmung des erzielbaren Marktpreises für physikalischen Strom aus KWKW-Anlagen wäre es denkbar, entweder einen bereits existierenden Spot- oder Forwardpreisindex für (Grundlast-)Strom einer der europäischen Strombörsen als Maßstab heranzuziehen (z.B. SWEP, GPI¹⁴⁵, EEX, LPX, APX-index; nach Realisierung der Grazer Strombörse evtl.

¹⁴⁴ Vereinfachend und mangels einer genaueren Aufteilung der Kostenpositionen in fixe und variable Kosten wurden sämtliche Kosten als Fixkosten betrachtet.

¹⁴⁵ German Power Index (Nachfolge-Index des CEPI).

auch AAPEX¹⁴⁶-Index), oder sich einen eigenen Index zu konstruieren. Naheliegender wäre es, einen Durchschnitt entweder über ein ganzes Jahr zu nehmen, oder aber einen (gleitenden) Durchschnitt über die (unterjährige) Nachweisperiode. Aufgrund der mengenmäßig geringen Wertigkeit von Regenerativstrom aus KWKW-Anlagen dürfte der Marktpreis vermutlich etwas geringer ausfallen als jener für Großlieferungen (Bandenergie).

5.9.1.4 Fazit aus den Überlegungen zur Festsetzung der Ausgleichsabgabe

Anhand der angestellten Überlegungen wird ersichtlich, dass es je nach Erwartungshaltung der Anbieter und Nachfrager in Bezug auf die Möglichkeiten zur Quotenerfüllung zu einer Zertifikatpreisbildung zwischen Null und der Ausgleichsabgabe kommen kann. Dabei werden die Flexibilisierungsbestimmungen (Banking, Borrowing, Vorlaufzeit) eine ganz wesentliche Rolle bei der Einschätzung der Situation spielen.

Um die Funktionsfähigkeit des Zertifikathandelssystems nicht durch eine zu niedrig gewählte Strafzahlung zu gefährden und Marktverzerrungen zu vermeiden, empfehle ich den Bundesländern, nach Möglichkeit eine bundesweit vereinheitlichte Ausgleichsabgabe einzuführen. Sollte eine diesbezügliche Einigung nicht zustande kommen, so rate ich, jedenfalls darauf zu achten, dass in keinem der neun Bundesländer eine für die Funktionsfähigkeit des Zertifikatmarktes als kritisch erachtete Untergrenze für die Strafzahlung unterschritten wird (d.h. unter der damit gerechnet werden muss, dass selbst bei hinreichender Liquidität des Zertifikatmarktes die Quote nicht erfüllt wird).

Unter der Annahme eines durchschnittlichen Marktpreises für den physikalischen Strom von rund 30 g / kWh (2,2 €EUR / kWh)¹⁴⁷ und den in den Abbildungen 14a–c dargestellten Kostenverläufen, würde sich eine Untergrenze für die Ausgleichsabgabe von rund ATS 1,40 (10,2 €EUR / kWh) ergeben.¹⁴⁸ Auch wenn dies für manche auf den ersten Blick als hoch erscheinen mag, so führt eine zu niedrig festgesetzte Pönale durch die Quotenaufweichung auf der einen Seite zu einer Verunsicherung der Investoren in Bezug auf die zukünftigen Ertragsaussichten geplanter Investitionen, und auf der anderen Seite zu einer Erodierung der zusätzlich über den Zertifikathandel erzielbaren Erlöse der bereits am Markt befindlichen Anlagenbetreiber (und damit einer Verschlechterung der Kostendeckungsbeiträge).

¹⁴⁶ Alpen-Adria Power Exchange.

¹⁴⁷ Vgl. auch die diesbezüglichen Ausführungen in Lechner et al. (2000).

¹⁴⁸ Man beachte, dass dies für den Fall, dass die (kumulierte) Erzeugungsmenge aller Anlagen im ersten Jahr der Nachweisverpflichtung nicht ausreichen sollte und keine entsprechende Flexibilisierung des Zertifikatmarktes vorgesehen ist (Borrowing, Vorlaufzeit), zu relativ hohen Strafzahlungen führen kann (Illiquidität des Marktes; vgl. Abb. 16). Es sollte jedoch möglich sein, durch entsprechende Kapazitätserweiterungen (neue Anbieter, Modernisierung bestehender Anlagen) derartige Erzeugungspässe relativ rasch (d.h. binnen 1–2 Jahren) zu beseitigen.

Außerdem sollte es im Falle einer ausreichenden Flexibilisierung des Zertifikatmarktes und in Anbetracht der in naher Zukunft noch vorhandenen kostengünstigen Zubaupotentiale an reaktiver- bzw. sanierbaren Anlagen nur in den seltensten Fällen notwendig werden, dass die Strafzahlung bzw. Ausgleichsabgabe tatsächlich zum Tragen kommt.

Hingegen sprechen auch mehrere Gründe für eine Herabsetzung der Strafzahlung auf ein (gerade noch vertretbares) geringeres Niveau. Dazu zählen:

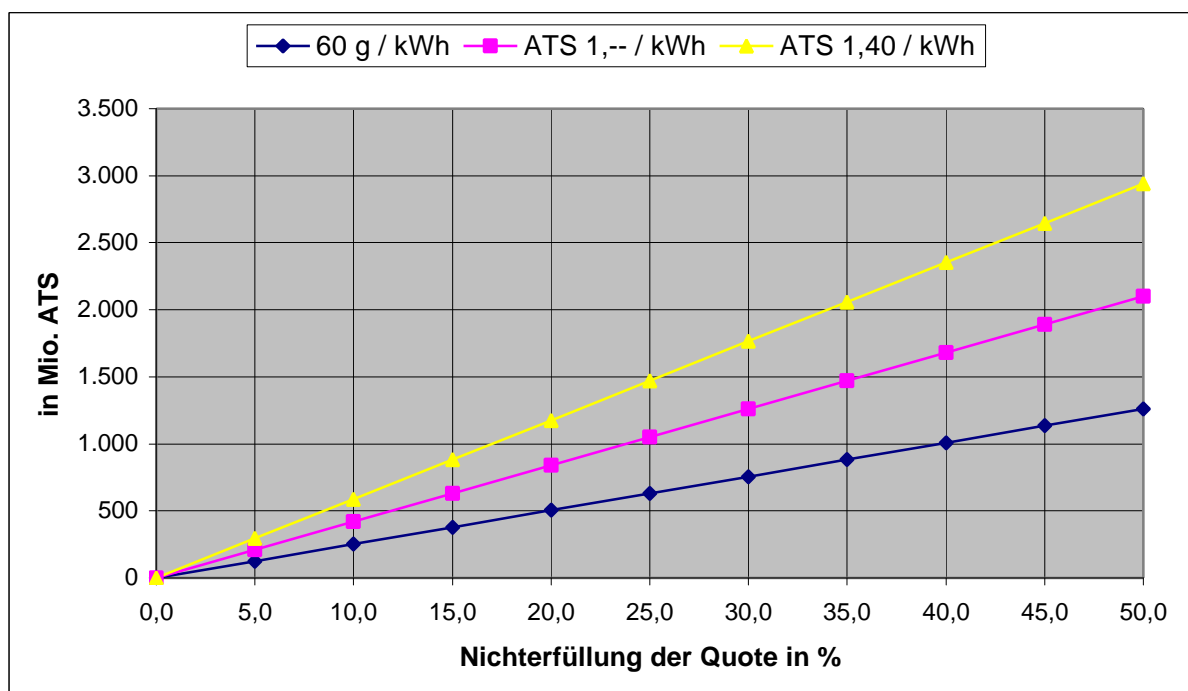
- der im EIWOG 2000 gewählte und m.E. nicht ganz unproblematische Terminus „Ausgleichsabgabe“, der den Handlungsspielraum je nach juristischer Interpretation des Begriffes in Bezug auf die Festsetzung der (aus ökonomischer Sicht sehr wichtigen) Strafzahlung unnötig einschränken könnte (die Funktionsfähigkeit eines Quoten-/Zertifikathandelssystems bedingt nämlich, dass dieser zur Sicherung der Quotenzielerreichung eindeutig ein gewisser „Strafcharakter“ zukommen muss!);
- die ebenfalls nicht unkritische Formulierung im EIWOG 2000 *„an ... durchschnittlichen Produktionskosten von Kleinwasserkraftwerken ... orientieren“* (die zu einer systematisch zu geringen Strafzahlung führen kann, da es definitionsgemäß(!) immer KWKW-Anlagenbetreiber geben wird, die über den Branchen-Durchschnittskosten erzeugen – und somit bei einer sich lediglich an den Durchschnittskosten der Branche (und dem durchschnittlichen Strommarktpreis) richtenden Ausgleichsabgabe nicht in den Genuss der Zertifikat Erlöse bzw. Förderung kommen können);
- die schwierige politische Durchsetzbarkeit einer hohen Strafzahlung aufgrund der stark föderalistischen Struktur in Österreich und der stark unterschiedlichen KWKW-Potentiale;
- die Möglichkeit, dass die Quotenerfüllung aufgrund von Marktliquiditäten anfänglich nur gering und das Ausgleichsabgabenvolumen daher entsprechend hoch ausfallen könnte (vgl. Abb. 16);
- die Schaffung eines sofortigen verstärkten Innovationsdruckes für besonders kosteneffiziente Anlagen (möglichst rasche Abflachung der in Abbildung 14a–c dargestellten kumulierten Durchschnittskostenkurven),
- Verringerung unbotmäßig hoher Mitnahmeeffekte für besonders kostengünstige Anlagen.

Unter Einbeziehung der obigen Überlegungen und insbesondere der in Abbildung 14a–c gezeigten Verläufe der Anstiege der Durchschnittskostenkurven ist meines Erachtens eine (gegenüber den vorangegangenen Überlegungen) herabgesetzte anfängliche Ausgleichsabgabe in Höhe von etwa ATS 1,-- (bundesweite Untergrenze!) noch vertretbar, ohne die für den Vertrauensaufbau unbedingt notwendige und von Anfang an zu gewährleistende Funktionsfähigkeit des Systems und insbesondere die Quotenzielerreichung in einem

unvertretbaren Ausmaß zu gefährden. Insbesondere bei unzureichenden Kapazitätserweiterungs-Aktivitäten (anfänglich wahrscheinlich v.a. in Form von Modernisierungs- bzw. Reaktivierungsmaßnahmen) dürfte diese bewusste Absenkung des Strafzahlungsniveaus unter das theoretische Niveau zumindest vorübergehend (d.h. vermutlich in den ersten 1–2 Jahren nach Einführung des Systems) mit einem etwas geringeren Quotenzielerreichungsgrad und damit einer entsprechend geringeren Förderung der Erzeugung von Regenerativstrom aus KWKWs verbunden sein. Auf der anderen Seite lassen sich dadurch einige der oben geschilderten Nachteile bzw. Gefahren einer hohen Strafzahlung vermindern. Würde man die Ausgleichsabgabe hingegen noch niedriger ansetzen, so besteht die Gefahr, dass man in den „flachen Ast“ der in Abbildung 14a (EK-Verzinsung 10 %) dargestellten kumulierten Durchschnittskostenkurve(n) gerät, wodurch ggf. mit unmäßig hohen Quotenzielverfehlungen gerechnet werden muss (da es für entsprechend viele der Quotenverpflichteten attraktiver würde, die Ausgleichsabgabe zu bezahlen anstatt Zertifikate zu erwerben).

Die nachfolgende Abbildung 16 zeigt, dass es im Falle von signifikanten Quotenverfehlungen je nach Höhe der Ausgleichsabgabe (untersucht wurden Strafzahlungen von 60 Groschen / 4,4 €EUR, 1 Schilling / 7,3 €EUR bzw. 1,40 Schillingen / 10,2 €EUR) rasch zu hohen Zahlungsströmen in den Ausgleichsfonds kommen kann.

Abbildung 16. Abhängigkeit des Ausgleichsabgabenvolumens als Funktion der prozentualen Quoten-Nichterfüllung, versch. Niveaus der Strafzahlung (in Mio. ATS)



Quelle: eigene Berechnungen

Stellt sich in weiterer Folge heraus, dass (a) trotz Liquidität des Zertifikatmarktes in häufiger Weise die Ausgleichsabgabe gezahlt wird bzw. (b) der Zahlung der Ausgleichsabgabe gegenüber den Möglichkeiten des Banking bzw. Borrowing der Vorzug gegeben wird, so sollte die Ausgleichsabgabe erhöht werden. Kommt es umgekehrt wiederholt zu Illiquiditäten des Zertifikatmarktes (z.B. aufgrund strategischen Verhaltens), so sollte einerseits versucht werden, die Anreize für strategisches Verhalten zu verringern (z.B. durch Erhöhung der Nachweishäufigkeit, Einschränkung der Banking- bzw. Ausweitung der Borrowing-Möglichkeiten) bzw. die Ausgleichsabgabe (zumindest temporär, d.h. bis der Markt wieder hinreichend liquide ist) zu senken.

5.9.2 Verwendung der Mittel aus dem Ökofonds

5.9.2.1 Allgemeines

§ 61a des EIWOG 2000 sieht vor, dass die Ausgleichsabgaben, die bei Nichterfüllung der KWKW-Quotenverpflichtung fällig werden, in einen Fonds einzubringen sind. In diesen Fonds müssen ebenfalls die Ausgleichsabgaben fließen, die aus der Nichterreichung der Anteile an „Ökoenergie“ bei den Netzbetreibern anfallen. Die Mittel des Fonds sind lt. EIWOG zweckgebunden für die Förderung von „Ökoanlagen“ zu verwenden. Den Ländern wird es jedoch überlassen, in den Ausführungsgesetzen nähere Bestimmungen über die Einhebung der Mittel und die Fondsverwaltung zu erlassen.¹⁴⁹

Die Mittel des Fonds können u.a. (a) für den Kauf von Defizitzertifikaten bzw. (b) die Finanzierung sonstiger Fördermaßnahmen für regenerative Stromerzeugung verwendet werden.¹⁵⁰

5.9.2.2 Kauf von Defizitzertifikaten

Dadurch, dass bestimmte Quotenverpflichtete nicht genügend Zertifikate nachweisen, entsteht die Ausgleichsabgabe. Durch die zu geringe Nachfrage (bzw. mangelnde Liquidität bei ausreichender Nachfrage) am Zertifikatmarkt (Defizitzertifikate) liegt der Preis der Zertifikate unterhalb des erwarteten Preises, sodass alle Zertifikatanbieter geschädigt werden. Zusätzlich können die Grenzanbieter ihre Zertifikate überhaupt nicht absetzen, sodass sie von der Nichterfüllung der Quotenverpflichtung ganz besonders geschädigt werden.

¹⁴⁹ Beispielsweise bleibt es damit den Bundesländern überlassen, ob sie Einnahmen aufgrund der Nichterfüllung der KWKW-Quote lediglich zur Förderung von Kleinwasserkraftanlagen einsetzen wollen, oder aber für verschiedene Arten von sog. Ökostromanlagen.

Werden die Ausgleichsabgaben in der Folgeperiode zum Kauf von Defizitzertifikaten verwendet, steigt der Preis in der Folgeperiode im Vergleich zum Preis ohne den Kauf der Defizitzertifikate. Davon profitieren alle Zertifikatanbieter und können ggf. die durch das Nachfragedefizit in der ersten Periode entstandenen Verluste kompensieren.¹⁵¹

5.9.2.3 Finanzierung sonstiger Fördermaßnahmen für regenerative Stromerzeugung

Werden die angefallenen Ausgleichsabgaben, die aufgrund der Nichterfüllung der KWKW-Quote anfallen, nicht vollständig für den Kauf von Defizitzertifikaten oder sonstige Kompensationszahlungen für KWKW-Betreiber eingesetzt, so werden sie dem KWKW-Quotenkreislauf entzogen. Die geschädigten KWKW-Betreiber werden nicht kompensiert und sind Leidtragende der Nichterfüllung. Um dies zu verhindern, sind die fällig gewordenen Ausgleichsabgaben in den KWKW-Quotenkreislauf zurückzuschleusen.

Werden jedoch z.B. KWKW-Betreiber, die bei gegebenen Zertifikatpreisen nicht wirtschaftlich sind, oder andere spezifisch abgegrenzte KWKW-Betreiber mit Hilfe der Ausgleichsabgabe gefördert (z.B. über direkte Investitionsbeihilfen), so können die Betreiber dieser Anlagen ihre Zertifikate zu niedrigeren Preisen anbieten. Dabei kann nicht ausgeschlossen werden, dass Zertifikatanbieter, die bereits durch die Nichterfüllung der Quotenverpflichtung geschädigt wurden (durch geringere Nachfrage bedingte Preissenkung), einen weiteren Schaden erleiden. Das wird dann der Fall sein, wenn sie durch die geförderten Zertifikatanbieter aus dem Markt gedrängt werden.

Aus diesen Überlegungen folgt, dass die Ausgleichsabgaben, die aufgrund der Nichterfüllung der KWKW-Quotenregelung anfallen, zum Kauf von Defizitzertifikaten verwendet werden sollten.¹⁵²

¹⁵⁰ Vgl. im folgenden Drillisch (2001), S. 181ff. Es wird bei den angestellten Überlegungen davon ausgegangen, dass die Quotenverpflichteten durch den Kauf von Zertifikaten bzw. durch Banking und / oder Borrowing von Zertifikaten ihre Verpflichtung hätten erfüllen können.

¹⁵¹ Dabei kann jedoch nicht sichergestellt werden, dass alle in der ersten Periode geschädigten Zertifikatanbieter von den Kompensationskäufen in der Folgeperiode profitieren, da sie möglicherweise bereits aus dem Markt ausgeschieden sind.

¹⁵² Ein (beschränkter) Einsatz der Fondsmittel zur Beeinflussung des Zertifikatmarktes ist etwa auch im dänischen Quoten-/Zertifikathandelsmodell vorgesehen, wo diese zur Finanzierung des Ankaufs von Zertifikaten (zum gesetzlich festgelegten Mindestpreis) verwendet werden können, falls aufgrund zu hoher Angebotsmengen am Zertifikatmarkt nur niedrige Preise erzielbar sind (Preisstützung); vgl. Danish Energy Agency (1999).

5.10 Systemerweiterungen

5.10.1 Einbeziehung weiterer Technologien bzw. Energieträger

Es ist in jedem Fall sinnvoll, sich Erweiterungen des bestehenden Zertifikathandelssystems in Richtung einer Einbeziehung von zusätzlichen Energietechnologien zu überlegen. Diese würde einerseits das Volumen und damit die Liquidität des Zertifikatmarktes, und andererseits den Wettbewerbsdruck (mehr konkurrierende Marktteilnehmer) erhöhen. Darüber hinaus bieten sich dadurch Möglichkeiten für einen gewissen Ausgleich zwischen den Bundesländern (relativ stärkere Belastung durch ein geringes Potential bei einer regenerativen Energieressource kann durch eine gute Potentialausstattung bei einer anderen Ressource kompensiert werden) und hilft gleichzeitig, die sich durch garantierte Einspeisevergütungen ergebenden Marktverzerrungen zu vermindern.

Um das Problem zu minimieren, dass in einem Zertifikathandelssystem ohne Technologiegruppenbildung die kostengünstigsten Erzeugungstechnologien dominant sind (und im Extremfall – d.h. bei Vorhandensein ausreichender Kapazitäten – die anderen vom Markt verdrängen), sollten vorderhand am ehesten solche Technologien gefördert werden, die einigermaßen gleichwertige Konkurrenten zur Kleinwasserkraft darstellen. Alternativ dazu bieten sich Ansätze zur Weiterentwicklung des Fördersystems, wie sie in den Abschnitten 4.6.5 („Verquickung mit Emissionszertifikaten“) bzw. 4.6.6 („Förderung entsprechend der sozio-ökonomischen Wertigkeit“) kurz diskutiert wurden, an.

5.10.2 Internationaler Handel (bilateral, multinational)

Die jetzige Konstellation des Zertifikathandels für Regenerativstrom in Österreich zielt darauf ab, einer einzigen Erzeugungstechnologie (der KWKW) durch eine fixierte 8 %-Quote bessere Chancen zur Existenzsicherung zu bieten. Das Augenmerk liegt also primär nicht auf einer deutlichen Kapazitätsausweitung, da im EIWOG 2000 ansonsten wohl ähnlich wie für die „Ökoanlagen“ ambitionierte Quotenerhöhungen vorgesehen gewesen wären. Geht man jedoch davon aus, dass (a) die heimische Kleinwasserkraft mit zahlreichen anderen Regenerativstromtechnologien im In- und Ausland konkurrieren kann (sodass eine Existenzgefährdung einer größeren Anzahl von KWKW-Anlagen nicht befürchtet werden müsste) und (b) sich Partnerländer finden, die einen bilateralen bzw. multinationalen Zertifikathandel auch mit einem Land mit einem derart eingeschränkten Technologiekatalog wünschen, so stellt die Internationalisierung einen attraktiven Ausbauschritt dar. Sie würde es aufgrund der erweiterten Marktgröße erlauben, die (unter Wirtschaftlichkeitsgesichtspunkten und Berücksichtigung der sozialen Präferenzen) maximal mögliche Erzeugungskapazität aus

KWKW in beiden Ländern rascher zu erreichen als ohne eine entsprechende Internationalisierung.

Zweifelt man hingegen an der internationalen Konkurrenzfähigkeit der heimischen Kleinwasserkraft, so wäre es nicht allzu ratsam, in Richtung einer Internationalisierung des geplanten Zertifikathandelssystems zu drängen – da dies infolge der zu erwarteten Verdrängung der Kleinwasserkraft durch ausländische KWKW-Anlagen bzw. andere zugelassene Technologien – dem erklärten Ziel der Existenzsicherung der heimischen KWKW-Anlagen entgegen stünde. In diesem Fall wäre es naheliegender, in einem ersten Erweiterungsschritt zunächst zusätzliche heimische Energieträger bzw. -technologien zu berücksichtigen, wie diese in Abschnitt 5.10.1 bereits besprochen wurde. Dies würde es nicht zuletzt erlauben, durch eine geeignete Quotenhöhe der Kleinwasserkraft jedenfalls eine Überlebenschance zu bieten.

§ 43(3) und § 45(2) des EIWOG 2000 besagen, dass sich die Quotenverpflichtung auf inländische KWKW-Anlagen bezieht. Ungeachtet einer juristischen Prüfung hinsichtlich der Kompatibilität dieser Regelung mit EU-rechtlichen Vorschriften¹⁵³, soll im folgenden untersucht werden, welche Auswirkungen

- die Anerkennung ausländischer KWKW-Zertifikate in Österreich und
- die Anerkennung österreichischer KWKW-Zertifikate im Ausland (im Rahmen dortiger Quotenregelungen oder im Rahmen der freiwilligen RECS-Nachfrage)

auf die österreichische Quotenregelung haben würde.

Die Anerkennung ausländischer Zertifikate für KWKW würde bedeuten, dass die österreichischen Quotenverpflichteten ihre Verpflichtung erfüllen könnten, indem sie ganz oder teilweise Zertifikate nachweisen, die auf der Stromerzeugung ausländischer KWKWs basieren.

Österreichische Quotenverpflichtete werden in jenen Fällen KWKW-Zertifikate importieren, wenn die Preise für ausländische KWKW-Zertifikate unter den Preisen für österreichische KWKW-Zertifikate liegen. Analog werden ausländische Zertifikatsbesitzer ihre Zertifikate in Österreich nur dann anbieten, wenn das Preisniveau in Österreich oberhalb dessen auf

¹⁵³ Vgl. z.B. die Forderung des letzten EU-Richtlinienvorschlages (Europäische Kommission 2000d) nach einer gegenseitigen Anerkennung von Zertifikaten. Eine Ablehnung ausländischer Zertifikate muss demnach auf transparenten, objektiven und nicht diskriminierenden Bedingungen basieren (s.a. Abschnitt 3.3).

anderen Märkten liegt. Die Auswirkungen auf den österreichischen Zertifikatmarkt hängen von den Preis- und Mengenrelationen in Österreich (p_{intl} , x_{intl}) und dem Ausland (p_{aus} , x_{aus}) ab:

- Liegt das Preisniveau in Österreich oberhalb des ausländischen Preisniveaus ($p_{\text{intl}} > p_{\text{aus}}$), so werden Zertifikate importiert, und inländische KWKW-Betreiber werden (bei ausreichendem Importangebot) ganz oder zumindest teilweise vom Markt verdrängt. Der Zertifikatmarktpreis in Österreich und somit die Belastung der Quotenverpflichteten sinken. Mitnahmeeffekte (Produzentenrenten) für kostengünstige österreichische KWKW-Betreiber werden reduziert, allerdings kommt es zu einer Förderung ausländischer KWKW-Betreiber. In Zeiten eines für die Erreichung der Quote zu geringen inländischen Zertifikatangebotes (z.B. aufgrund eines sehr niedrigen Wasseraufkommens) kann durch die Zulassung von Importen erreicht werden, dass die Quote dennoch erfüllt werden kann – und keine Strafzahlungen fällig werden.
- Liegt das Preisniveau in Österreich hingegen unterhalb des Preisniveaus im Ausland ($p_{\text{intl}} < p_{\text{aus}}$), so besteht kein Anreiz, ausländische Zertifikate zur Quotenerfüllung zu importieren. Aber für die österreichischen KWKW-Betreiber ist es vorteilhafter, ihre Zertifikate im Ausland abzusetzen. Dadurch sinkt die im Inland zur Verfügung stehende Zertifikatmenge, *ceteris paribus* steigt der Preis. In diesem Fall profitieren die österreichischen KWKW-Betreiber und die Quotenverpflichteten werden relativ gesehen benachteiligt.

Das ausländische Preisniveau wird von der jeweiligen Ausgestaltung der Quotenmodelle (begünstigte Energieträger, Quotenhöhe, Potentiale, Mindest- und Maximalpreise u.a.m.) beeinflusst. So ist z.B. in Dänemark ein Mindestpreis von DKK 0,10 pro kWh (rd. 14 g / kWh) geplant, was bedeutet, dass österreichische KWKW-Betreiber ihre Zertifikate nicht unter diesem Preis anbieten werden, falls sie in Dänemark anerkannt werden.

Der maximale Zertifikatpreis wird von der Höhe der Strafzahlung begrenzt. Die für die einzelnen in Europa geplanten Quotenmodelle vorgesehenen Strafzahlungen sind recht unterschiedlich (und durchwegs deutlich niedriger als die im vorliegenden Gutachten für die österreichische Kleinwasserkraft vorgeschlagene *anfängliche* Strafzahlung). Sie beträgt z.B. in England & Wales 3 pUK pro kWh (rd. 69 g / kWh), Dänemark DKK 0,27 pro kWh (rd. 55 g / kWh) und Flandern (geplant) 10 øEUR pro kWh (rd. 55 g / kWh). Daraus folgt, dass ab diesen Preisen keine Nachfrage aus dem Ausland nach österreichischen Zertifikaten mehr

auftreten wird. Vielmehr ist zu vermuten, dass das Preisniveau in Österreich oberhalb dessen in anderen Ländern zu liegen kommt und die o.g. Effekte auftreten.¹⁵⁴

5.10.3 Verquickung mit Emissionszertifikaten

Trotz der momentan ungewissen Zukunft der internationalen Klimaschutzvereinbarung von Kyoto von 1997 ist die Einführung eines Handelssystems von Emissionsrechten für Treibhausgase im Rahmen der EU¹⁵⁵, einzelner Länder¹⁵⁶, oder freiwilliger Projekte von Unternehmen¹⁵⁷ möglich. In diesem Abschnitt soll untersucht werden, welche Auswirkungen die Einführung eines Marktes für Emissionsrechte in Österreich auf den Markt für KWKW-Zertifikate hätte.

5.10.3.1 Weitere Notwendigkeit der KWKW-Quotenregelung

Zunächst ist zu klären, ob mit der Einführung einer Limitierung der zulässigen Treibhausgasemissionsmengen und einem System handelbarer Emissionsrechte eine separate Quoten-/Zertifikathandelsregelung für Strom aus KWKW-Anlagen überhaupt noch als notwendig erachtet wird.

Mit der Einführung eines Emissionshandels tritt neben dem Markt für KWKW-Zertifikate ein Markt für Emissionsrechte. Emittenten werden gezwungen, bestimmte Emissionsreduktionsziele zu erreichen. Diese können sie durch Emissionsminderungsmaßnahmen (wie z.B. regenerative Stromerzeugung oder Energieeffizienzmaßnahmen) oder den Zukauf weiterer Emissionsrechte und Beibehaltung des bisherigen Emissionsniveaus erreichen. Sie werden Emissionsminderungsmaßnahmen so lange durchführen (bzw. die Durchführung bei Dritten finanzieren) wie die Kosten pro vermiedener Emissionseinheit (CO₂-Äquivalent) unterhalb des Preises für Emissionsrechte liegen. Das bedeutet, dass Emissionsminderungen durch KWKW-Erzeugung nur dann nachgefragt werden, wenn die Emissionsvermeidungskosten von KWKW-Strom (gemessen in ATS pro vermiedener Einheit CO₂-Äquivalent) unterhalb des Preises auf dem Markt für Emissionsrechte liegt.

¹⁵⁴ Bei einem Vergleich mit den italienischen Zertifikatpreisen ist zu beachten, dass dort Zertifikate nur für die ersten acht Produktionsjahre ausgegeben werden, und somit die Zertifikatangebotspreise vermutlich oberhalb der anderen europäischen Quotenmodelle zu liegen kommen.

¹⁵⁵ In einem Grünbuch aus dem Jahr 2000 hat die EU-Kommission einen beschränkten Testhandel mit Emissionsrechten ab dem Jahr 2005 vorgeschlagen (vgl. Europäische Kommission 2000b).

¹⁵⁶ Vgl. z.B. van Vliet / Joshua (1999).

¹⁵⁷ Dies kann entweder unternehmens- bzw. konzernintern oder aber zwischen einzelnen selbständigen Unternehmen ablaufen (vgl. z.B. BP Amoco – www.bpamoco.com/climatechange/index_flexible.htm).

Aufgrund der z.T. hohen Erzeugungskosten (vgl. Abschnitt 5.9.2) trifft dies vermutlich nur für einen Bruchteil der österreichischen KWKW-Anlagen zu.¹⁵⁸ Ohne eine zusätzliche Förderung kann folglich ein KWKW-Anteil in Höhe von 8 % kaum erreicht werden.

5.10.3.2 Zertifizierung der KWKW

Emittenten, die CO₂-Minderungsmaßnahmen bei Dritten finanzieren, müssen die Reduktionsmengen nachweisen. Dies geschieht durch CO₂-Vermeidungszertifikate („CO₂ credits“). KWKW-Betreiber, die durch ihre Erzeugung CO₂-Emissionen vermeiden, erhalten für ihre Erzeugung solche CO₂-Vermeidungszertifikate, die die vermiedenen CO₂-Emissionen pro kWh verbrieft. Gleichzeitig erhalten sie bei Beibehaltung des bisherigen Quoten-/Zertifikathandelsmodells für ihre Erzeugung KWKW-Zertifikate, die dann alle positiven Umwelteigenschaften der KWKW-Erzeugung mit Ausnahme der CO₂-Vermeidung verbrieft.

Ohne die Ausnahme der CO₂-Vermeidung käme es zu einer Doppelförderung, da der KWKW-Betreiber seine CO₂-Vermeidung einmal auf dem CO₂-Vermeidungszertifikate-Markt und einmal auf dem KWKW-Zertifikate-Markt verkaufen könnte. Als Konsequenz werden folglich nur die KWKW-Quotenregelung mit allen über die CO₂-Vermeidung hinausgehenden Umwelteffekten der KWKW gefördert.

5.10.3.3 Interdependenz der beiden Zertifikatmärkte

Zur Untersuchung der Interdependenz der beiden Zertifikatmärkte wird unterstellt¹⁵⁹, dass

- KWKW-Betreiber pro erzeugter kWh ein CO₂-Vermeidungszertifikat und ein KWKW-Zertifikat erhalten,
- Stromerzeuger einer Verpflichtung unterliegen, ihre CO₂-Emissionen zu senken und die Kosten über den Strompreis abwälzen können,
- Stromlieferanten einer KWKW-Quote unterliegen.

Durch die Belastung der Stromerzeuger aufgrund der Pflicht zur Emissionsvermeidung entstehen ihnen Kosten, die sie annahmegemäß über einen steigenden Strompreis weiterwälzen können. Aufgrund des höheren Strompreises erzielen die KWKW-Betreiber

¹⁵⁸ Unter Vernachlässigung der CO₂-Vermeidung durch den Einsatz von Kernenergie, Senken und kostenintensiver CO₂-Rückhaltetechnologien können durch Wirkungsgradverbesserungen und Energieeffizienzmaßnahmen kosteneffizient Treibhausgasemissionen vermieden werden.

¹⁵⁹ Vgl. dazu Bräuer / Stronzik / Michaelowa (2001) oder auch Morthorst (2001), die diese Überlegungen auch auf einen internationalen Handel mit Emissions- und Regenerativstromzertifikaten ausdehnen.

einen höheren Erlös aus dem Verkauf ihres Stromes, sodass sie ihre KWKW-Zertifikate zu einem niedrigeren Preis anbieten können, ohne auf Kostendeckung zu verzichten. Folglich fällt bei ausreichendem Wettbewerb auf dem KWKW-Zertifikatmarkt der Preis, da auch der preisbestimmende Grenzanbieter von dem höheren Strompreis profitiert.

Zusätzlich erhalten die KWKW-Betreiber CO₂-Vermeidungszertifikate, die sie zu einem Preis von Null auf dem Markt für CO₂-Vermeidungszertifikate anbieten können, da bereits alle Kosten über den Verkauf des Stromes und der KWKW-Zertifikate gedeckt sind. Somit gelangen auch KWKW-Betreiber mit hohen CO₂-Vermeidungskosten auf den Markt und verdrängen andere Anbieter von CO₂-Vermeidungszertifikaten. Der Preis auf dem Zertifikatmarkt für CO₂-Vermeidung sinkt. Im Gleichgewicht sinkt somit der Strompreis und der zusätzliche Erlös aus dem Verkauf von CO₂-Vermeidungszertifikaten kompensiert die notwendige Erhöhung des KWKW-Zertifikatangebotspreises.

5.10.3.4. Fazit Verquickung mit Emissionszertifikaten

Als Fazit dieser vereinfachten Wirkungsanalyse lässt sich festhalten, dass bei parallelen Märkten für KWKW-Zertifikate und CO₂-Vermeidungszertifikate

- der Preis für KWKW-Zertifikate und somit die Kosten der Verpflichteten der Quotenregelung fallen, bzw.
- der Preis für CO₂-Vermeidungszertifikate und somit die Kosten der Verpflichteten der CO₂-Minderungsregelung fallen, aber der Strompreis für die Verbraucher aufgrund der Belastung aus der KWKW-Förderung und der CO₂-Emissionsbegrenzung steigt.¹⁶⁰

Zielt die Politik nur auf eine effiziente Klimaschutzpolitik, so ist eine separate Förderung der KWKW nicht zu rechtfertigen, da durch sie kostengünstigere CO₂-Vermeidungsalternativen vom Markt verdrängt werden.

5.10.4 Quotenverpflichtung für KWK-Anlagen

Anders als in Österreich und aufgrund der ungleich größeren Bedeutung ist die Diskussion in Richtung einer Quotenregelung für KWK-Anlagen in Deutschland intensiv geführt worden. Dennoch wäre es überlegenswert, im Hinblick auf die erschwerten Bedingungen der KWK im

¹⁶⁰ Zur Vereinfachung sei an dieser Stelle von Rückkoppelungen des gestiegenen Strompreises auf Nachfrageänderungen, die wiederum Einfluss auf KWKW-Quotenhöhe und Emissionsmenge haben, abgesehen.

liberalisierten Markt aufgrund der technischen Effizienzvorteile ein solches System einzuführen, allerdings unabhängig vom Zertifikathandel für die Kleinwasserkraft. Ein kombiniertes System erscheint schon aus der Tatsache heraus, dass KWK-Anlagen mit fossilen oder regenerativen Energieträgern befeuert werden können, und der daraus resultierenden Komplexität bei der Berechnung der (Gleich-)Wertigkeit zumindest aus heutiger Sicht wenig attraktiv zu sein.

5.11 Handlungsempfehlungen

Nachfolgend sollen die wichtigsten, sich aus den angestellten Überlegungen und Analysen ergebenden Empfehlungen kurz zusammengefasst werden:

1. Aufgrund der deutlich höheren Kosteneffizienz wird die **Einrichtung eines zentralen elektronischen Zertifikatregisters** empfohlen.
2. Es wird die **Initiierung einer (einfachen) Internet-Handelsplattform für einen börsemäßig organisierten Handel** angeregt (z.B. durch ein Ausschreibungsverfahren und Anreizsetzung) angeregt. Diese Handelsplattform, die beim Register-Betreiber angesiedelt sein kann (aber nicht muss), könnte die Transparenz und Effizienz des Marktes deutlich erhöhen (bessere Preisfindung etc.). Der Anregung liegt die Überlegung zugrunde, dass sich eine Zertifikatbörse aufgrund des erwarteten (anfänglich) geringen Marktvolumens marktautonom nicht rasch genug etablieren dürfte.
3. Die **Ausstellung der Zertifikate (Zertifizierung)** sollte nach Möglichkeit monatlich erfolgen, um ein möglichst kontinuierliches Angebot an Zertifikaten zu gewährleisten.
4. Die **Periodizität des Quotennachweises (Erfüllungszeitraum)** sollte unterjährig gewählt werden, um durch einen kontinuierlicheren Handel die Liquidität des Zertifikatmarktes zu erhöhen und die Möglichkeiten für strategisches Verhalten der Marktteilnehmer zu verringern.
5. Die **Gültigkeitsdauer der Zertifikate** sollte unabhängig von der Periodizität der Nachweispflicht (d.h. jährlich, halbjährlich, quartalsweise, monatlich, etc.) zwischen 1,5 und 3 Jahren betragen (**limitiertes Banking**).
6. Zur Reduzierung der Preisvolatilität, etwa aufgrund zu geringer Wasserführung bzw. von Illiquiditäten am Zertifikatmarkt, sollte auch ein **gewisses Maß an Borrowing** zugelassen

werden (z.B. Beschränkung auf 2–3 Jahre). Banking und Borrowing tragen auch der mangelnden praktischen Erfahrung mit derartigen Systemen Rechnung, sowie der Gefahr von Marktdominanzen einzelner Anbieter, und helfen zu vermeiden, dass die Nachweispflicht nicht eingehalten werden kann.

7. Zusätzlich (oder alternativ) zur Flexibilisierung des Zertifikatmarktes durch Banking und Borrowing könnte das vierte Quartal des laufenden Jahres (2001) sinnvollerweise auch als **Vorlaufzeit** benützt werden, während der Zertifikate generiert und auch gehandelt werden können, aber noch keine Nachweispflicht besteht (Aufbau und Funktionstest des Systems, Bildung eines Grundstockes an Zertifikaten zur Reduzierung möglicher Illiquiditäten in der Aufbauphase des Systems).
8. Die **Höhe der Ausgleichsabgabe** (Strafzahlung) sollte nach Möglichkeit bundesweit einheitlich festgesetzt werden und sich auf Basis der theoretischen Überlegungen (Prämissen Quotenerfüllung und maximale Funktionsfähigkeit des Zertifikatmarktes) an den Durchschnittskosten des Grenzanbieters orientieren. Bei einem angenommenen durchschnittlich erzielbaren Spotmarktpreis für den physikalischen KWKW-Strom von rund 30 g / kWh und durchschnittlichen Produktionskosten des Grenzanbieters von rund ATS 1,70 würde sich eine anfangs mindestens notwendige Ausgleichsabgabe von ATS 1,40 ergeben (wenn man alternativ dazu von den ermittelten durchschnittlichen Produktionskosten der Branche von rund 94 g / kWh ausgeht und einen (ökonomisch durchaus begründbaren) Sicherheitsaufschlag von 50 % vorsehen würde, so käme eine Ausgleichsabgabe in ähnlicher Höhe zustande).

Auf Basis zusätzlicher, reiflicher Überlegungen und Abwägen der induzierten Vor- und Nachteile einer geringeren Ausgleichsabgabe plädiere ich jedoch dafür, eine gegenüber obigen Überlegungen reduzierte Ausgleichsabgabe **von lediglich ATS 1,-- / kWh festzusetzen (entweder bundesweit einheitlich oder als bundesweit vereinbarte Untergrenze)**. Damit nimmt man zwar einerseits in Kauf, dass der Grad der Quotenziel-erreichung und das Vertrauen der Investoren etwas geringer ausfallen wird als bei einer sich aus den obigen Überlegungen ergebenden mindestens erforderlichen Ausgleichs-abgabe von ATS 1,40, läuft aber noch nicht in Gefahr, sich auf dem „flachen Ast“ der in Abbildung 14 dargestellten kumulierten Durchschnittskostenkurve(n) zu bewegen (ab dem mit massiven Quotenzielverfehlungen gerechnet werden muss, da es potentiell für einen großen Teil der Nachweispflichtigen günstiger sein dürfte, anstatt Zertifikate zu kaufen die Ausgleichsabgabe zu bezahlen!). Andererseits reduziert sich aber das Risiko extremer Preisausschläge nach oben aufgrund von Marktilliquiditäten, werden die ineffizientesten Anlagen einem erhöhten Innovationsdruck ausgesetzt, und lassen sich die

erzielbaren Mitnahmeeffekte besonders kostengünstiger KWKW-Anlagen entsprechend vermindern.

9. Um eine möglichst hohe Flexibilität im Sinne einer bedarfsweisen und entsprechend raschen Anpassung der Pönale an geänderte bzw. unvorhergesehene Verhältnisse zu gewährleisten, sollte die **Festsetzung der Ausgleichsabgabe und anderer wichtiger Systemparameter (z.B. Flexibilisierungsmaßnahmen) im Verordnungswege** erfolgen.

10. Die **Verwendung der Mittel aus dem Ökofonds** kann entweder für den Kauf von Defizitcertifikaten oder für sonstige Fördermaßnahmen für regenerative Stromerzeugung erfolgen. Während erstere Maßnahme der Preisstabilisierung und der Quotenerfüllung dient (und eine Schädigung der Zertifikatanbieter durch Quoten-Nichterfüllung vermeiden hilft), muss bei letzterer darauf geachtet werden, dass durch selektive Fördermaßnahmen keine ungewollten Marktverzerrungen entstehen.

Die Entscheidung darüber, ob eine zeitlich befristete bzw. nur für kleine (z.B. ≤ 1 MW Engpasseleistung) oder aus anderen Gründen schutzwürdige Anlagen geltende **Abnahmegarantie für Strom aus KWKW-Anlagen** gewährt werden soll (und damit zwar eine Gleichbehandlung mit anderen regenerativen Energieträgern erzielt, aber gleichzeitig auf eine zusätzliche Wettbewerbskomponente verzichtet werden soll), ist letztlich eine Frage des politischen Ermessens der Länder, wozu der Autor keine generelle Handlungsempfehlung aussprechen möchte.

6 Fazit und Ausblick

Die Republik Österreich hat durch die Verankerung eines Quoten-/Zertifikathandelsmodells für Strom aus Kleinwasserkraftanlagen im neuen Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (EIWOG 2000) einen zukunftsgerichteten Schritt im Hinblick auf eine Weiterentwicklung der bestehenden Förderlandschaft für erneuerbare Energieträger durch Einsatz eines innovativen, wettbewerbsorientierten und auf relativ einfache Weise internationalisierbaren Instruments gesetzt.

Ob es in Österreich zu einem funktionsfähigen Zertifikathandelssystem für Regenerativstrom aus KWK-Anlagen kommen kann, wird zum einen maßgeblich vom guten Willen jener Bundesländer abhängen, die ein geringes KWK-Potential aufweisen (vgl. dazu Abb. A1 bzw. Tabelle A1 im Anhang). Ein sehr kritisches Element ist dabei die bundesländerweise zu regelnde Höhe der Strafzahlung für den Fall der Nichterfüllung der Quote, für die im Bundes-EIWOG die Bezeichnung „Ausgleichsabgabe“ gewählt wurde und deren Charakter und maximal zulässiges Ausmaß noch durch juristische Sachverständige zu klären sein wird. Zum anderen ist die Einrichtung einer börsenmäßig organisierten Handelsplattform für die Effizienz des Systems sehr wichtig, ebenso wie ein positives Investitionsklima, das erforderlich ist, um effiziente und innovative neue KWK-Anlagen zur Verdrängung ineffizienter alter Anlagen in den Markt zu bringen.

Die Erweiterungsmöglichkeiten des Systems dürften in den kommenden Jahren, sofern politisch überhaupt gewünscht, vor allem im Bereich der berücksichtigten Technologien erfolgen. Zum anderen wäre denkbar, dass österreichische KWK-Zertifikate bilateral oder evtl. sogar multinational gehandelt werden können.

Die EU-Kommission hat zuletzt eine abwartende Haltung hinsichtlich eines EU-weit einheitlichen Fördersystems für Regenerativstrom eingenommen; sie wird in den nächsten Jahren die Systeme der einzelnen Mitgliedsstaaten genau analysieren und beobachten. In frühestens fünf Jahren wird sie einen diesbezüglichen Bericht abliefern und entscheiden, ob die Einführung eines einheitlichen Systems dann zielführend sein wird. Die in Österreich gemachten Erfahrungen mit dem Zertifikathandel für die Kleinwasserkraft werden in dieser Hinsicht eine wichtige Rolle spielen.

Verwendete Literatur

- Benckendorff, G. / Hager, R. / Ressler, S. / Schwarz, G. (2001). Konzeption eines österreichischen Energiemarktes in der Form des Energieliberalisierungsgesetzes 2000 nach dem skandinavischen Bilanzgruppenmodell, 2. Internationale Energiewirtschaftstagung IEWT 2001 „Strategien und Instrumente für den Wettbewerb in der Energiewirtschaft“, TU Wien, 21. – 23. Februar 2001.
- Berry, T. / Jaccard, M. (2001). The renewable portfolio standard: – design considerations and an implementation survey, *Energy Policy*, 29(4), S. 263–277.
- EAWAG / econcept (2001). Umweltzertifizierung Kleinwasserkraftwerke, Schlussbericht, Studie im Auftrag des Schweizerischen Bundesamtes für Energie (BFE) und des Interessensverbandes der Schweizerischen Kleinwasserkraftwerk-Besitzer (ISKB), (in Veröffentlichung).
- BLV (2001). *Betriebsstatistik und Bestandsstatistik 1998*, Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit – Bundeslastverteiler, Wien.
- Boots, M. / Schaeffer, G. J. / de Zoeten, C. (2001). Integration of Electricity, Heat and Gas in a Tradable Green Certificate System (in Vorbereitung).
- Bräuer, W. / Kühn, I. (2000). Review of the Size and Value of a Tradable Green Certificate (TGC_{el}) Market in an Internal European Electricity Market, RECerT Task 1.4, Final Report, September.
- Bräuer, W. / Stronzik, M. / Michaelowa, A. (2001). Die Koexistenz von Zertifikatmärkten für grünen Strom und CO₂-Emissionen – wer gewinnt und wer verliert? *Zeitschrift für Umweltpolitik & Umweltrecht* (in Drucklegung).
- Brindle, A. (1995). Exchanges and the OTC Market, in: R. Jameson (Hsg.), *Managing Energy Price Risk*, Risk Publications, London, Kap. 13, S. 251–264.
- BWW (1987). Kleinwasserkraftwerke in der Schweiz, Teil III, Bundesamt für Wasserwirtschaft, Eidgenössisches Verkehrs- und Energiewirtschaftsdepartement, Bern.
- Cervený, M. / Veigl, A. (2000). Einspeisungen elektrischer Energie aus erneuerbaren Energieträgern in das öffentliche Netz (Einspeisetarife und Zuschläge zu den Systemnutzungstarifen), Energieverwertungsagentur (E.V.A.), Stand Dezember.
- Danish Energy Agency (1999). Report on the Danish green certificate market, Danish Energy Agency, Kopenhagen, Dezember.
- Deutsche Bundesregierung (2000). Nationales Klimaschutzprogramm, Beschluss der Bundesregierung vom 18.10.2000, Berlin.
- Drillisch, J. (1998). Quotenregelung für erneuerbare Energien und Zertifikatshandel auf dem niederländischen Elektrizitätsmarkt. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 22. Jg., Heft 4, S. 247–263.
- Drillisch, J. (1999a). Quotenregelung für regenerative Stromerzeugung, Schriftenreihe des Energiewirtschaftlichen Instituts, Band 55, Oldenbourg Verlag, München.

- Drillisch, J. (1999b). Quotenregelung für regenerative Stromerzeugung. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 23. Jg., Heft 4, S. 251–274.
- Drillisch, J. (2001). Quotenmodell für regenerative Stromerzeugung: Ein umweltpolitisches Instrument auf liberalisierten Elektrizitätsmärkten, Schriftenreihe des Energiewirtschaftlichen Instituts, Band 57, Oldenbourg Verlag, München.
- Edge G. / Boyle, S. (1999). European green certification under threat from competing initiatives. *Financial Times Renewable Energy Report*, Issue 6, August, S. 21–24.
- EEG (2000). Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) sowie zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes und des Mineralölsteuergesetzes. Bundesgesetzblatt Jahrgang 2000 Teil I Nr. 13, Bonn, 31. März 2000.
- EIWOOG (1998). Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz – EIWOOG. Bundesgesetz, mit dem die Organisation auf dem Gebiet der Elektrizitätswirtschaft neu geregelt wird (Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz – EIWOOG), das Bundesverfassungsgesetz, mit dem die Eigentumsverhältnisse an den Unternehmen der österreichischen Elektrizitätswirtschaft geregelt werden, erlassen wird und das Kartellgesetz 1988 und das Preisgesetz 1992 geändert werden, BGBl. I Nr. 143/1998, Wien.
- EIWOOG (2000). Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz – EIWOOG idFv BGBl. I Nr. 121/2000 (Energiliberalisierungsgesetz), Artikel 7, Wien.
- Espey, S. (2001). Renewables portfolio standard: a means for trade with electricity from renewable energy sources?, *Energy Policy*, 29(7), S. 557–566.
- Eurelectric (2000). Market Mechanisms for Supporting Renewables Energies: Tradable RES Certificates, Ref. Nr. 2000-900-0081, Brüssel, Juni.
- Europäische Kommission (1996). Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt, Brüssel, Europäisches Amtsblatt Nr. L 027/20 vom 30. Januar 1997.
- Europäische Kommission (1997). Energie für die Zukunft: Erneuerbare Energieträger. Weißbuch für eine Gemeinschaftsstrategie und Aktionsplan. Kommission der Europäischen Gemeinschaften, KOM(1997) 599 endg., Brüssel, 26. November 1997.
- Europäische Kommission (1998a). Bericht an den Rat und das Europäische Parlament über den Harmonisierungsbedarf, Richtlinie 96/92/EC betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt, KOM(1998) 167 endg., Brüssel, 16.3.1998.
- Europäische Kommission (1998b). Draft Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on access of electricity from renewable energy sources to the internal market in electricity. Brüssel, 13.10.1998.
- Europäische Kommission (1999a). Zweiter Bericht an den Rat und das Europäische Parlament über den Harmonisierungsbedarf, Richtlinie 96/92/EC betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt, SEC(1999) 470 endg., Brüssel.
- Europäische Kommission (1999b). Working Paper of the European Commission. Electricity from renewable sources and the internal electricity market. Kommission der Europäischen Gemeinschaften, Brüssel, März.

- Europäische Kommission (1999c). Energie für die Zukunft: Erneuerbare Energieträger. (Gemeinschaftsstrategie und Aktionsplan), Campaign for Take-Off, DG XVII, Commission Services Paper SEC(1999) 504, Brüssel, 9. April 1999.
- Europäische Kommission (2000a). Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt, Kommission der Europäischen Gemeinschaften, KOM(2000) 279 endg., Brüssel, 10. Mai 2000.
- Europäische Kommission (2000b). Grünbuch zum Handel mit Treibhausgasemissionen in der Europäischen Union, Kommission der Europäischen Gemeinschaften, KOM(2000) 087, Brüssel, 8. März 2000.
- Europäische Kommission (2000c). Mitteilung der Kommission an den Rat und an das Europäische Parlament. Unsere Bedürfnisse mit unserer Verantwortung in Einklang bringen. Einbeziehung des Umweltschutzes in die Wirtschaftspolitik, Kommission der Europäischen Gemeinschaften, KOM(2000) 576 endg., Brüssel, 29. September 2000.
- Europäische Kommission (2000d). Geänderter Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt, Kommission der Europäischen Gemeinschaften, KOM(2000) 884 endg., Brüssel, 28. Dezember 2000.
- Europäische Kommission (2000e). Recent progress with building the internal electricity market, COM(2000) 297 final, Brüssel, 16. Mai 2000.
- Europäische Kommission (2001). Community guidelines on State aid for environmental protection. Official Journal of the European Communities, OJ C 37, Brüssel, 3. Februar 2001, S. 3–15.
- Europäischer Rat (1999). Report to the European Council on the strategy for integrating environmental aspects and sustainable development into energy policy, Doc. 13773/99 ENER 140 ENV 426, Brüssel, 3. Dezember 1999.
- EWI / Prognos (1999). Subventionsabbau, in: DIW / EWI / FhG-ISI / Öko-Institut / Prognos / RWI / WI, Energiewirtschaftliche Voraussetzungen und energiepolitische Handlungsmöglichkeiten für eine zukunftsfähige Energieentwicklung in Deutschland, (unveröffentlichte) Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie der Bundesrepublik Deutschland, Zwischenbericht, Abschnitt 1.9.2, Köln / Karlsruhe / Freiburg-Darmstadt-Berlin / Basel / Essen / Wuppertal, November.
- Fischedick, M. / Gailfuß, M. (2000). KWK-Ausbau im Kontext von liberalisiertem Markt und Klimaschutzprogramm, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 50(11), S. 800–803.
- Fischedick, M. / Hennike, P. (1999). Bonusregelung für Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen, Friedrich-Ebert-Stiftung, Bonn (vgl. www.energiedialog2000.de/kwk.html).
- Gao, W. / Madlener, R. (2000). Efficient Price Support Schemes for Electricity Generation from Renewables: Price vs. Quantity Control (in Veröffentlichung).
- Görlach, B. (2000). Evaluation of environmental integration by the European Council within the framework of the study "From Helsinki to Gothenburg", Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, Dezember.

- Jorde, K. / Truffer, B. (1999). Ökologische Forderungen beim Bau von Kleinwasserkraftanlagen (unveröffentlichtes Manuskript).
- Holdren, J. P. (1982). Energy Hazards: What to Measure, What to Compare. *Technology Review*, April, S. 32–39 und S. 74–75.
- Hustedt, M. (2000). Das Zertifikats-Handelsmodell – ein modernes Instrument zur effizienten Nutzung von Kohle, Gas und Öl. Eckpunktepapier, Bündnis 90/Die Grünen, Berlin, März.
- IEA (1999). *World Energy Outlook. Looking at Energy Subsidies: Getting the Prices Right*, OECD / IEA, Paris.
- Kaltschmitt, M. / Wiese, A. (1997). *Erneuerbare Energien*, 2. Auflage, Springer Verlag, Berlin/Heidelberg.
- Kratena, K. / Wagner, K. (1996). Energieprognose bis zum Jahr 2010 mit einem disaggregierten Strukturmodell. Studie des Österreichischen Instituts für Wirtschaftsforschung im Auftrag des Bundesministeriums für wirtschaftliche Angelegenheiten, Wien, Februar.
- Kühn, I. / Schaeffer, G. J. / Voogt, M. / Crookall-Fallon, C. (1999). Evaluation of Incentive Schemes for Renewable Sources of Energy in the Electricity Sector, REALM Working Group III Final Paper, Mannheim / Petten / Bath, Oktober.
- Kühn, I. / Bräuer, W. (2000). Quotenmodelle – was können sie leisten, wo sind ihre Grenzen, in: Instrumente zur Förderung erneuerbarer Energien im Strombereich, Workshop zur Förderung erneuerbarer Energien im liberalisierten Strommarkt, Stuttgart, 13. April 2000, S. 41–50.
- Lechner, H. / Haas, R. / Auer, H. / Huber, C. (2000). Energiebinnenmarkt und Umweltschutz: Evaluierung für Österreich. Studie der E.V.A. und der TU Wien im Auftrag des Bundesministeriums für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, Wien, Dezember.
- Madlener, R. (1999). Handelbare Zertifikate für Strom aus erneuerbaren Energieträgern: Perspektiven für Österreich. In: Friedrich, K. / Wallner, W. (Hsg.), *Energieinnovation im liberalisierten Markt*, 6. Symposium Energieinnovation, 1.–2.2.2000, Graz. Österreichischer Verband für Elektrotechnik (ÖVE), *ÖVE-Schriftenreihe* Nr. 21, ISBN 3-85133-017-X.
- Madlener, R. / Fouquet, R. (1999). Markets for tradable renewable electricity certificates: Dutch experience and British prospects. 1999 BIEE Konferenz „A New Era for Energy? Price Signals, Industry Structure and Environment, 20. – 21. Sept. 1999, Oxford/UK (in Drucklegung bei Oxford University Press).
- Madlener, R. / Stagl, S. (2000). Promoting Renewable Electricity Generation through Guaranteed Feed-in Tariffs vs Tradable Certificates: An Ecological Economics Perspective. 3rd Biennial Conference of the European Society for Ecological Economics (ESEE), 3. – 6. Mai 2000, Wien. (überarbeitete und verbesserte Version eingereicht bei *Ecological Economics*, Sept. 2000).
- Madlener, R. / Stagl, S. (2001). Quotenregelungen mit Zertifikathandel und garantierte Einspeisevergütungen für Ökostrom: Sozio-ökologisch-ökonomische Bewertung förderungswürdiger Technologien, *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 25. Jg., Heft 1, S. 53–66.

- Matthes, F. C. / Timpe, C. (2000). Sustainability and the Future of European Electricity Policy. Politikpapier im Auftrag der Heinrich Böll Stiftung in Zusammenarbeit mit dem WWF European Policy Office, Documentations, Papers & Reports Nr. 4, Heinrich Böll Stiftung.
- Mayrhuber, J. (2001). EU-Richtlinie zu erneuerbaren Energien – Auswirkungen auf die Wasserkraft in Österreich, VEÖ-Journal, Nr. 1–2, S. 29–34.
- Menges, R. (1998). Staatlich garantierte Preise oder regenerativer Quotenhandel? Elemente eines Fördermodells für die erneuerbaren Energien in Deutschland, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 48(11), S. 687–693.
- Menges, R. (1999). Elemente eines Fördermodells für die erneuerbaren Energien in Deutschland. Energiestiftung Schleswig-Holstein, Studie 6, Kiel.
- Menges, R. (2000). Supporting Renewable Energy Sources on Liberalised Markets. Market Mechanism or Planned Economy? 2000 IAEE European Conference “Towards an Integrated European Energy Market”, Bergen/Norwegen, 31. Aug. – 1. Sept. 2000.
- Meyerhoff, J. / Petschow, U. (1998). Umweltverträglichkeit kleiner Wasserkraftwerke, Zielkonflikte zwischen Klima- und Gewässerschutz, Forschungsbericht 202 05 321 / UBA-FB 97-093, Umweltbundesamt, Berlin.
- Mitchell, C. / Anderson, T. (2000). The Implications of Tradable Green Certificates for the UK, ETSU Project No. TGC (K/BD/00218), March.
- Morthorst, P. E. (2000a). Scenarios for the use of GHG-reduction instruments – how can policy-instruments as carbon emission trading and tradable green certificates be used simultaneously to reach a common GHG reduction target? *Energy & Environment*, 11(4), S. 423–438.
- Morthorst, P. E. (2000b). The development of a green certificate market, *Energy Policy*, 28(15), S. 1085–1094.
- Morthorst, P. E. (2001). Interactions of tradable green certificate market with a tradable permits market, *Energy Policy*, 29(5), S. 345–353.
- Nast, M. (2000). Instrumentendiskussion in parallelen Märkten – Vorschläge für den Wärmemarkt, Deutsches Institut für Luft- und Raumfahrt e.V., Stuttgart (unveröffentlichtes Manuskript).
- Neubarth, J. / Kaltschmitt, M. (Hsg.)(2000). *Erneuerbare Energien in Österreich*, Springer, Wien/New York.
- Nielsen, L. / Jeppesen, T. (1999). Green electricity certificates – A supplement to the flexible mechanisms of the Kyoto protocol. Design of Energy Markets and Environment, conference papers, Copenhagen, 20. – 21. Mai 1999, Nordic Energy Research Program.
- Öko-Institut (1998). Kurz-Information zu Gesamt-Emissions-Modell integrierter Systeme – eXtended version (GEMIS 3.x). Ein Computer-Instrument zur Umwelt- und Kostenanalyse von Energie-, Transport- und Stoffsystemen, Öko-Institut, Darmstadt / Freiburg / Berlin, Dezember (vgl. www.oeko.de/service/gemis).

- Öko-Institut / DLR / Bergmann (2001). *Umsetzungsaspekte eines Quotenmodells für Strom aus erneuerbaren Energien*. Studie im Auftrag des Ministeriums für Umwelt und Verkehr in Baden-Württemberg (in Veröffentlichung).
- PricewaterhouseCoopers (1999). *Organisation of RE Market and Trading of Green Certificates*. Studie im Auftrag der Danish Energy Agency, Hellerup/Dänemark, Oktober.
- PricewaterhouseCoopers (2000). Kleinwasserkraftzertifikate. Konzept für Kleinwasserkraftzertifikate-Handel, Foliensammlung DI Erwin Smole, November.
- PricewaterhouseCoopers (2001). Kleinwasserkraft-Zertifikate: Systembeschreibung, Version 6.2a vom 17. Jänner.
- Rader, N. (2000). The hazards of implementing renewables portfolio standards, *Energy & Environment*, 11(4), S. 391–405.
- Rader, N. / Norgaard, R. (1996). Efficiency and sustainability in restructured electricity markets: The Renewable Portfolio Standard, *The Electricity Journal*, Vol. 9, No. 6, July, S. 37–49.
- Rennings, K. / Brockmann, K. L. / Koschel, H. / Bergmann, H. / Kühn, I. (1996). *Nachhaltigkeit, Ordnungspolitik und freiwillige Selbstverpflichtung*, Physika Verlag, Heidelberg (= Schriftenreihe des Zentrums für Europäische Wirtschaftsforschung, Bereich Umwelt- und Ressourcenökonomik, Band 2).
- REP (2000). Nord Pool to trade renewable energy certificates, Renewable Energy Report, June, Issue 16, S. 11.
- Schaeffer, G. J. / Boots, M. G. / Anderson, T. / Mitchell, C. / Timpe, C. / Cames, M. (1999a). The implications of tradable green certificates for the deployment of renewable electricity – Mid-Term Report. Science and Technology Policy Research (SPRU), University of Sussex, Brighton; ECN Policy Studies, Petten/The Netherlands; and Öko-Institut, Freiburg/Berlin; Report ECN-C-99-072, Petten/The Netherlands.
- Schaeffer, G. J. / Boots, M. G. / Martens, J. W. / Voogt, M. H. (1999b). Tradable Green Certificates. A new market-based incentive scheme for renewable energy: Introduction and analysis, Energieonderzoek Centrum Nederland (ECN), ECN-I-99-004, März.
- Schaeffer, G. J. / Sonnemans, J. (2000). The influence of banking and borrowing under different penalty regimes in tradable green certificate markets – results from an experimental economics laboratory experiment, *Energy & Environment*, 11(4), S. 407–422.
- Schmelzer, D. / Bolle, F. (1998). Eine Speisung der Bedürftigen? Zur Einspeiseregulierung regenerativer Energieträger in der Energiewirtschaft, *Zeitschrift für Umweltpolitik & Umweltrecht (ZfU)*, Heft 1, S. 97–112.
- Schumann, J. (1984). *Grundzüge der mikroökonomischen Theorie*, Springer-Verlag, Berlin/Heidelberg, 4. (verbesserte) Auflage.
- SPD – Bündnis 90 / Die Grünen (2000). Für einen Ausbau der effizienten Energieversorgung in Kraft-Wärme-Kopplung, Gemeinsames Eckpunktepapier der Bundestagsfraktionen SPD und Bündnis 90 / Die Grünen, Berlin, Juni.

- Traube, K. / Riedel, M. (1998). Quoten-/Zertifikatsmodell zur Förderung des Ausbaus der Elektrizitätserzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung, *Zeitschrift für Neues Energierecht*, Heft 2, S. 25–31.
- van Vliet, M. J. / Joshua, F. (1999). Domestic Emissions Trading Initiatives, in: *Global Greenhouse Emissions Trader*, No. 7, S. 1–4.
- Vince, D. (1999). Green label blues, *Utility Week*, Ausgabe v. 9. Juli, S. 22–23.
- Voogt, M. / Boots, M. G. / Schaeffer, G. J. / Martens, J. W. (2000). Renewable electricity in a liberalised market – the concept of green certificates, *Energy & Environment*, 11(1), S. 65–79.
- Voß, A. / Dicke, N. (2000). Liberalisierter Strommarkt – Effiziente Förderung erneuerbarer Energien, in: *Instrumente zur Förderung erneuerbarer Energien im Strombereich*, Workshop zur Förderung erneuerbarer Energien im liberalisierten Strommarkt, Stuttgart, 13. April 2000, S. 51–63.
- Wohlgemuth, N. / Madlener, R. (2000). Financial Support for Renewable Energy Systems: Investment vs Operating Cost Subsidies. 2000 IAEE European Conference „Towards an Integrated European Energy Market“, Bergen/Norwegen, 31. Aug. – 1. Sept. 2000.
- UNFCCC (1997). Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change. Document FCCC/CP/1997/7/Add. 1 (www.unfccc.de).

Anhang

Abbildung A1. Brutto-Stromerzeugung aus KWKW-Anlagen, nach Bundesländern, 1995-99
(in GWh)

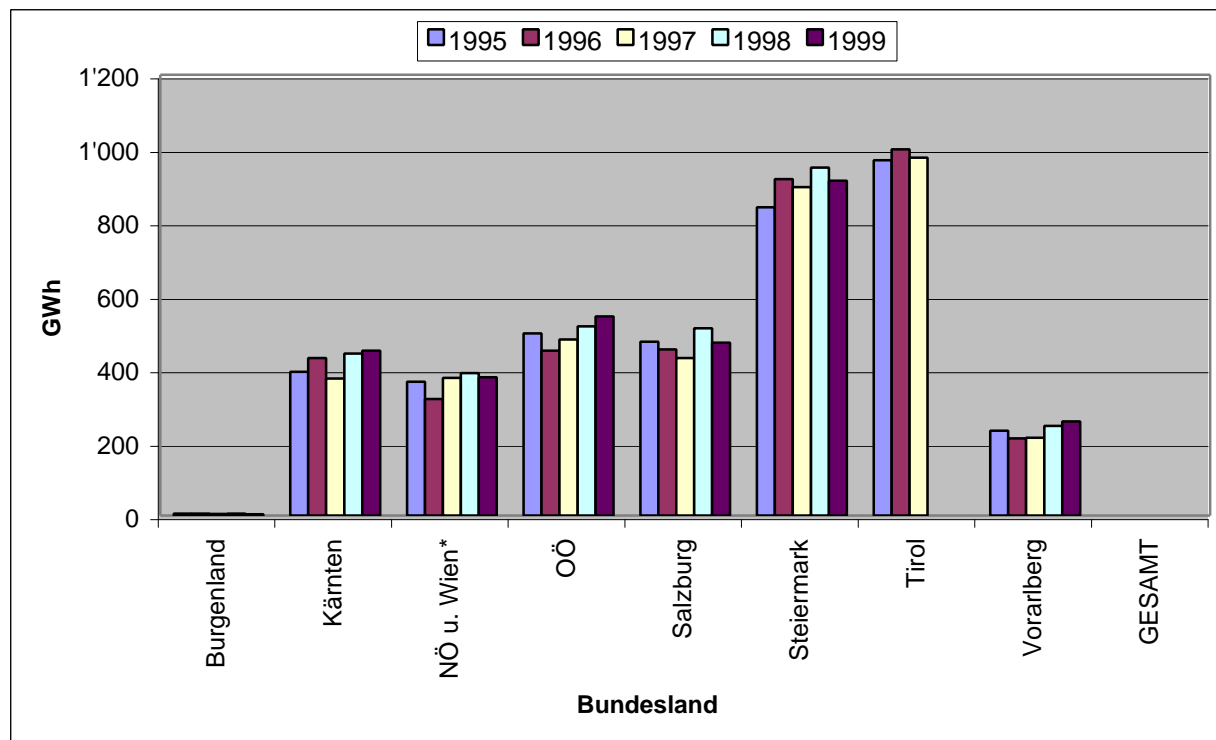
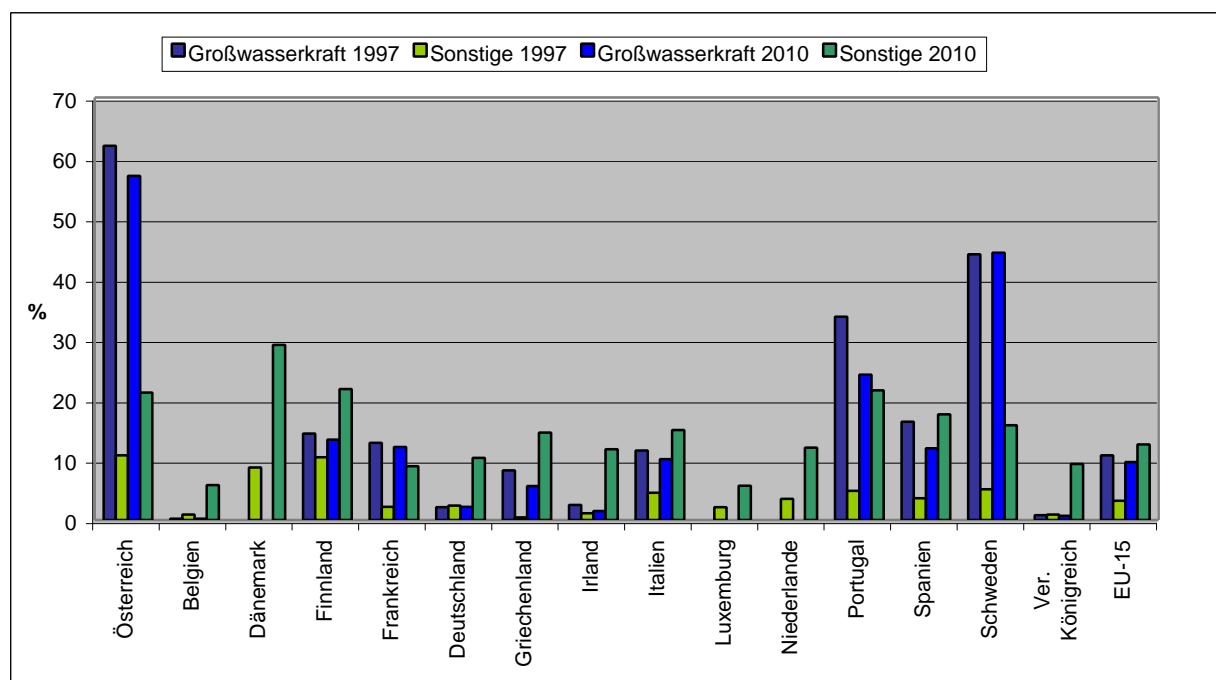


Tabelle A1. Brutto-Stromerzeugung aus KWKW-Anlagen, nach Bundesländern, 1995-99
(in GWh bzw. %)

Jahr	1995		1996		1997		1998		1999	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Burgenland	5,01	0,13	5,62	0,15	4,41	0,12	5,31	0,13	3,78	0,09
Kärnten	391,10	10,38	428,90	11,36	373,25	9,98	441,38	10,63	448,50	10,78
NÖ u. Wien*	364,55	9,68	317,02	8,40	375,06	10,03	387,51	9,33	376,69	9,06
ÖO	496,08	13,17	448,45	11,88	479,05	12,80	514,66	12,39	542,07	13,03
Salzburg	473,21	12,56	452,38	11,98	429,02	11,47	509,96	12,28	470,41	11,31
Steiermark	839,43	22,23	915,94	24,26	894,31	23,90	947,64	22,82	911,20	21,90
Tirol	967,57	25,68	997,24	26,41	974,52	26,05	1.101,95	26,54	1.141,18	27,43
Vorarlberg	230,67	6,12	210,30	5,57	211,59	5,66	244,05	5,88	256,47	6,16
GESAMT	3.767,62	100,0	3.775,84	100,0	3.741,21	100,0	4.152,45	100,0	4.159,83	100,0

Datenquelle: Bundeslastverteiler (Betriebsstatistik) / BMWA (Mitteilung v. 23.5.2001);
* Summenmeldung aus Datenschutzgründen; EPL ≤ 10 MW

Abbildung A2. Anteile der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern in der EU-15: Stand 1997 und indikative Ziele für 2010 (Großwasserkraft und sonstige, in %)



Datenquelle: EUROSTAT / Europäische Kommission (2000d)

Tabelle A2. Anteile der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern in der EU-15: Stand 1997 und indikative Ziele für 2010 (Großwasserkraft, sonstige und gesamt; in %)

	Großwasser- kraft 1997	Sonstige 1997	RES-E gesamt	Großwasser- kraft 2010	Sonstige 2010	RES-E gesamt 2010
Österreich	62,0	10,7	72,7	57,0	21,1	78,1
Belgien	0,2	0,9	1,1	0,2	5,8	6,0
Dänemark	0,0	8,7	8,7	0,0	29,0	29,0
Finnland	14,3	10,4	24,7	13,3	21,7	35,0
Frankreich	12,8	2,2	15,0	12,1	8,9	21,0
Deutschland	2,1	2,4	4,5	2,2	10,3	12,5
Griechenland	8,2	0,4	8,6	5,6	14,5	20,1
Irland	2,5	1,1	3,6	1,5	11,7	13,2
Italien	11,5	4,5	16,0	10,1	14,9	25,0
Luxemburg	0,0	2,1	2,1	0,0	5,7	5,7
Niederlande	0,0	3,5	3,5	0,0	12,0	12,0
Portugal	33,7	4,8	38,5	24,1	21,5	45,6
Spanien	16,3	3,6	19,9	11,9	17,5	29,4
Schweden	44,0	5,1	49,1	44,3	15,7	60,0
Ver. Königreich	0,8	0,9	1,7	0,7	9,3	10,0
EU-15	10,7	3,2	13,9	9,6	12,5	22,1

Datenquelle: EUROSTAT / Europäische Kommission (2000d)

Abbildung A3. Simulation einer Internet-basierten, börsenmäßig organisierten Online-Handelsplattform für Regenerativstrom-Zertifikate (RECErT-sim)

RECErT-sim Simulation Year : 2003 Currency : Euros Refresh Rate : 5.00min 11:25:22am
 Welcome Page | MyPortal | Bid | Offer | Trading Board | Reporting | Feedback | Rule Book | Help User 625 Market Status: Trading

Trading Limit Summary
 Market Participant Available Credit
 CGR01 341,373,280.27

Trading Board Summary

Product	Best Bid		Best Offer	
	Quantity	Price	Quantity	Price
G01	250000	66.00	400000	67.60
G02	1423	67.99	400000	68.00
G03	250000	67.51	3037905	67.58
G04	500000	67.50	100000	70.00
G05	1100000	68.10	100000	69.95
G06	50000	67.50	200000	69.00
G07	100000	67.50	1000000	68.99
G08	450000	65.00	200000	69.00
G09	1000000	66.00	200000	69.00
G10	450000	65.00	200000	69.00
W01	10000	65.11	500	73.00
W02	426000	67.00	51155	70.00
W03	80000	67.52	43989	68.00
W04	500000	65.50	50000	71.50
W05	500000	65.50	110000	71.60
W06	500000	65.50	120000	72.00
W07	300000	65.01	160000	74.80
W08	720692	65.00	320000	72.00
W09	300000	67.00	20000	72.00
W10	100000	66.00	370000	72.00

View Certificate Positions

Market Participant	Product	Status	Quantity
CGR01	G02	Own	697,722
CGR01	G03	Own	1,315,690
CGR01	G05	Own	49,500
CGR01	G06	Own	740,000
CGR01	G08	Own	3,150,000

Want to add more? Market Administration Add

Want to add more? All Wide Portals are Shown Add

Want to add more? Market Administration Add

