

Forschungsbericht FZKA-BWPLUS

## **Die Förderung Erneuerbarer Energien als Regulierungsaufgabe**

Ole Langniß

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW)  
Stuttgart

Jochen Diekmann

Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW Berlin)

Ulrike Lehr

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR Stuttgart)

Unter Mitarbeit von

Kathrin Heer, Julita Klink, Marlene Kratzat (ZSW)

Förderkennzeichen BWK 24011

Die Arbeiten des Programms Lebensgrundlage Umwelt und ihre Sicherung werden mit Mitteln des Landes Baden-Württemberg gefördert

Dezember 2007

# Inhaltsverzeichnis

<b>EINLEITUNG.....</b>	<b>10</b>
<b>1. ZIELE, KONZEPTE UND RAHMENBEDINGUNGEN DER FÖRDERUNG</b>	<b>13</b>
1.1 BEGRÜNDUNG UND ZIELE EINER SPEZIELLEN FÖRDERUNG ENEUERBARER ENERGIEN.....	13
1.1.1 <i>Marktversagen aufgrund externer Effekte.....</i>	<i>13</i>
1.1.2 <i>Weitere Gründe des Marktversagens .....</i>	<i>17</i>
1.2 ZIELE DER FÖRDERUNG .....	18
1.3 KRITERIEN DER INSTRUMENTENBEWERTUNG .....	21
1.3.1 <i>Umweltökonomische Kriterien .....</i>	<i>23</i>
1.3.1.1 <i>Ökonomische Effizienz .....</i>	<i>23</i>
1.3.1.2 <i>Ökologische Effizienz und Effektivität .....</i>	<i>24</i>
1.3.1.3 <i>Verteilungswirkungen .....</i>	<i>26</i>
1.3.1.4 <i>Durchsetzbarkeit.....</i>	<i>27</i>
1.3.2 <i>Weitere Kriterien und Erfolgsfaktoren.....</i>	<i>29</i>
1.4 KLASSIFIKATION VON INSTRUMENTEN .....	33
1.5 FAZIT.....	37
<b>2. FÖRDERUNG UND REGULIERUNG .....</b>	<b>40</b>
2.1 BEGRIFFLICHE ABGRENZUNGEN.....	40
2.2 WIRTSCHAFTSWISSENSCHAFTLICHE GRUNDLAGEN DER REGULIERUNG.....	43
2.2.1 <i>Natürliche Monopole und deren Regulierungsbedarf.....</i>	<i>43</i>
2.2.2 <i>Theoretische Ansätze der Regulierung .....</i>	<i>48</i>
2.2.3 <i>Praktische Ansätze der Regulierung .....</i>	<i>51</i>
2.3 EINFÜHRUNG DER ANREIZREGULIERUNG IN DEUTSCHLAND.....	53
2.4 WECHSELBEZIEHUNGEN ZWISCHEN MARKTREGULIERENDER FÖRDERPOLITIK UND NETZREGULIERUNG - THEORIE .....	56
2.5 WECHSELBEZIEHUNGEN ZWISCHEN MARKTREGULIERENDER FÖRDERPOLITIK UND NETZREGULIERUNG - GEGENWÄRTIGE PRAXIS.....	59
2.6 FAZIT.....	62
<b>3. FÖRDERKONZEPTE IM VERGLEICH .....</b>	<b>65</b>
3.1 PREIS- UND MENGENREGELUNG ALS GRUNDMODELLE .....	65
3.2 GESTALTUNGSELEMENTE .....	70

3.3	INTERNATIONALE ERFAHRUNGEN MIT FÖRDERINSTRUMENTEN .....	80
3.3.1	<i>Erfahrungen mit Quotenmodellen</i> .....	80
3.3.1.1	Quotenregelungen in den USA.....	80
3.3.1.2	Das schwedische Quotenmodell.....	83
3.3.1.3	Das Quotenmodell in Großbritannien .....	87
3.3.2	<i>Erfahrungen mit Mindestvergütungen bzw. Zuschlägen</i> .....	96
3.3.2.1	Überblick .....	97
3.3.2.2	Vergütungshöhe und -dauer.....	102
3.3.2.3	Tarifstaffelung – Frankreich, Niederlande, Luxemburg.....	102
3.3.2.4	Bonusmodelle in Spanien, Tschechien und Slowenien.....	103
3.3.2.5	Bonus für die Bereitstellung von Reserveenergie – das Beispiel Spanien, Slowenien und Ungarn .....	112
3.3.2.6	Anbindung an Marktpreise – das Beispiel Spanien und Niederlande 112	
3.3.2.7	Prämien für technologische Innovationen.....	115
3.3.2.8	Intensivierung der Förderung von Strom aus Sonnenenergie – Frankreich, Griechenland, Italien .....	115
3.3.3	<i>Erfahrungen mit Ausschreibungen</i> .....	116
3.3.3.1	Portugal: Ausschreibungen und Mindestvergütungen.....	116
3.3.3.2	Ausschreibung von Offshore-Projekten in Großbritannien und Dänemark .....	122
3.4	FAZIT.....	125
<b>4.</b>	<b>ZUSAMMENWIRKEN DER FÖRDERUNG MIT ANDEREN INSTRUMENTEN .....</b>	<b>125</b>
4.1	ZUSAMMENWIRKEN DER FÖRDERUNG MIT DEM EMISSIONSHANDEL UND DEN FLEXIBLEN KYOTO-MECHANISMEN.....	127
4.1.1	<i>Vorbemerkung</i> .....	127
4.1.2	<i>Europäisches Emissionshandelssystem und flexible Mechanismen</i> .....	127
4.1.3	<i>Ziele, Überlappungen und Wechselwirkungen</i> .....	129
4.1.4	<i>Wechselwirkungen auf dem Markt für erneuerbarer Energien</i> .....	131
4.1.5	<i>Wechselwirkungen auf dem Markt für CO<sub>2</sub>-Zertifikate</i> .....	134
4.1.6	<i>Wechselwirkungen auf dem Strommarkt</i> .....	138
4.1.7	<i>Auswirkungen der flexiblen Kyoto-Mechanismen (CDM, JI)</i> .....	144
4.1.8	<i>Abstimmung der Instrumente</i> .....	148
4.1.9	<i>Allokationsplanung in Deutschland</i> .....	153
4.1.10	<i>Fazit</i> .....	156

4.2	ZUSAMMENWIRKEN DER FÖRDERUNG MIT DER ÖKOLOGISCHEN STEUERREFORM	159
4.2.1	<i>Entwicklung und aktueller Stand der ökologischen Steuerreform</i>	159
4.2.2	<i>Ziele, Geltungsbereiche und Wechselwirkungen</i>	161
4.2.3	<i>Anpassungsbedarf</i>	164
4.2.4	<i>Fazit</i>	165
4.3	WECHSELWIRKUNG DER FÖRDERUNG MIT DEM KRAFT-WÄRME-KOPPLUNGS-GESETZ (KWKG)	166
4.3.1	<i>Das Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der KWK</i>	166
4.3.2	<i>Ziele und Zielerreichung</i>	168
4.3.3	<i>Wechselwirkungen und Anpassungsbedarf</i>	169
4.4	WECHSELWIRKUNG MIT ANDEREN FÖRDERPROGRAMMEN	170
4.4.1	<i>Markteinführungsprogramme und ihre Ziele und Akteure</i>	172
4.4.2	<i>F&amp;E-Förderprogramme und ihre Ziele und Akteure</i>	175
4.4.3	<i>Wechselwirkungen und Anpassungen</i>	176
4.5	WECHSELWIRKUNGEN DER FÖRDERUNG MIT DEM ENWG	176
4.6	SCHLUSSFOLGERUNGEN	182
<b>5.</b>	<b>ANALYSE UND WEITERENTWICKLUNG DER VORRANGPOLITIK IN DEUTSCHLAND</b>	<b>186</b>
5.1	CHARAKTERISIERUNG DES ERNEUERBAREN-ENERGIEN-GESETZES-(EEG)	186
5.1.1	<i>Das EEG vom März 2000</i>	186
5.1.2	<i>Novellierung des EEG im Jahr 2004</i>	189
5.1.3	<i>EEG-Änderungsgesetz 2006</i>	195
5.1.4	<i>Netzintegration im gegenwärtigen EEG - Wälzungsmechanismus</i>	198
5.1.5	<i>EEG-Mengen und Vergütungen</i>	204
5.2	DEFIZITE UND HERAUSFORDERUNGEN	205
5.2.1	<i>Dimensionen der Defizitanalyse</i>	205
5.2.2	<i>Konzeptionelle Defizite und Herausforderungen</i>	207
5.2.3	<i>Technologiebezogene Defizite und Herausforderungen</i>	212
5.2.4	<i>Wechselwirkungen mit Regelungen außerhalb des EEG</i>	215
5.3	ANPASSUNGEN IM RAHMEN DES EEG	215
5.3.1	<i>Änderung des Prognoseschemas</i>	216
5.3.2	<i>Händlermodell</i>	217
5.3.3	<i>Zeitliche Differenzierung der Vergütungen</i>	220
5.4	KONZEPTIONELLE WEITERENTWICKLUNGEN DES EEG	223
5.4.1	<i>Marktmediator-Modell</i>	224

5.4.2	<i>Bonus-Optionsmodell</i> .....	227
5.5	ZUSAMMENFASSENDE BEWERTUNG .....	234
<b>6.</b>	<b>ZUSAMMENFASSUNG</b> .....	<b>241</b>
6.1	ZIELE, KONZEPTE UND RAHMENBEDINGUNGEN DER FÖRDERUNGEN .....	241
6.2	FÖRDERUNG UND REGULIERUNG .....	243
6.3	FÖRDERKONZEPTE IM VERGLEICH .....	246
6.4	ZUSAMMENWIRKEN DER FÖRDERUNG MIT ANDEREN INSTRUMENTEN .....	247
6.5	BISHERIGE ERFAHRUNGEN MIT DEM EEG UND KÜNFTIGE HERAUSFORDERUNGEN .....	251
6.6	MODELLE ZUR WEITERENTWICKLUNG DES EEG .....	256
<b>7.</b>	<b>LITERATUR</b> .....	<b>260</b>

## Abbildungsverzeichnis

ABBILDUNG 1-1: MÖGLICHER AUSBAU DER STROMERZEUGUNG AUS ERNEUERBAREN ENERGIEN IN DEUTSCHLAND .....	19
ABBILDUNG 2-1 NATÜRLICHES MONOPOL .....	44
ABBILDUNG 2-2 ANREIZORIENTIERTE ENTGELTSHEMATA .....	50
ABBILDUNG 3-1: RENTEN IM PREIS- (LINKS) UND MENGENREGELUNGEN (RECHTS) BEI SINKENDEN ANGEBOTSPREISEN .....	67
ABBILDUNG 3-2: AUSGESTELLTE ZERTIFIKATE IN SCHWEDEN IM JAHR 2006 NACH TECHNOLOGIEN .....	86
ABBILDUNG 3-3: ENTWICKLUNG DES REGISTRIERTEN ZERTIFIKATSHANDELS UND DER MONATSDURCHSCHNITTPREISE IN SCHWEDEN .....	87
ABBILDUNG 3-4: ROC-ERZEUGUNG AUS ANLAGEN IM EIGENTUM VON VERPFLICHTETEN – ALLE TECHNOLOGIEBEREICHE 2004/05.....	91
ABBILDUNG 3-5: ROCs AUS WASSERKRAFT .....	92
ABBILDUNG 3-6: ROCs AUS WINDKRAFT .....	93
ABBILDUNG 3-7: BONUSANPASSUNG IN SPANIEN AM BEISPIEL DER WINDENERGIE AN LAND	108
ABBILDUNG 3-8: GEFÖRDERTE STROMERZEUGUNG IN SPANIEN NACH DEM FESTVERGÜTUNGSMODELL UND DER BONUSOPTION, JANUAR 2004 BIS JULI 2006	110
ABBILDUNG 3-9: ERLÖSE BEI EIGENVERMARKTUNG UND VERGÜTUNGEN IN SPANIEN IN DEN JAHREN 2004 UND 2005 (CT/KWH) .....	111
ABBILDUNG 3-10: FÖRDERUNG UND ENTWICKLUNG DER STROMERZEUGUNG AUS ERNEUERBAREN ENERGIEN IN DEN NIEDERLANDEN (€LINKE SKALA, TWh RECHTE SKALA)	114
ABBILDUNG 4-1: WIRKUNGEN DER FÖRDERUNG ERNEUERBARER ENERGIEN DURCH MINDESTVERGÜTUNG, BONUS ODER QUOTE UND DES EMISSIONSHANDELS.....	132
ABBILDUNG 4-2: WIRKUNG DER FÖRDERUNG ERNEUERBARER ENERGIEN AUF DEN EMISSIONSHANDEL BEI VORGEgebenEM CAP .....	134
ABBILDUNG 4-3: WIRKUNGEN DER FÖRDERUNG ERNEUERBARER ENERGIEN UND DES EMISSIONSHANDELS AUF DEM STROMMARKT.....	142
ABBILDUNG 4-4: WIRKUNG DER FÖRDERUNG ERNEUERBARER ENERGIEN AUF DEN EMISSIONSHANDEL MIT VERKNÜPFUNG FLEXIBLER INSTRUMENTE (CDM, JI) - MIT UND OHNE CAP-ANPASSUNG - .....	147
ABBILDUNG 4-5: EFFIZIENTE AUFTEILUNG DES EMISSIONSBUDGETS AUF HANDELS- UND NICHTHANDELSBEREICH UNTER BERÜCKSICHTIGUNG DER FÖRDERUNG ERNEUERBARER ENERGIEN .....	152

ABBILDUNG 4-6: ENTWICKLUNG DER TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN NACH SEKTOREN IN DEUTSCHLAND GEMÄß DEM ALLOKATIONSPLAN NAP II .....	155
ABBILDUNG 4-7: ÜBERLAPPENDE ZIELSETZUNG BEI EEG UND ENWG .....	179
ABBILDUNG 5-1: GEGENWÄRTIGER WÄLZUNGSMECHANISMUS EXEMPLARISCH FÜR ZWEI EEG-BILANZKREISE .....	200
ABBILDUNG 5-2: ENTWICKLUNG DER EEG-MENGEN UND VERGÜTUNGEN NACH DER MITTELFRISTPROGNOSE DES VDN .....	205
ABBILDUNG 5-3: DIMENSIONEN DENKBARER ÄNDERUNGEN DES EEG.....	206
ABBILDUNG 5-4: WÄLZUNGSMECHANISMUS IM HÄNDLERMODELL EXEMPLARISCH FÜR ZWEI EEG-BILANZKREISE .....	218
ABBILDUNG 5-5: STROMFLÜSSE, MONETÄRE STRÖME UND INFORMATIONENFLÜSSE IM MARKTMEDIATOR-MODELL .....	225
ABBILDUNG 5-6: STROMFLÜSSE, MONETÄRE STRÖME UND INFORMATIONENFLÜSSE IM BONUS-MODELL.....	229
ABBILDUNG 5-7: ENTWICKLUNG DES KWK INDEX AN DER LEIPZIGER STROMBÖRSE	
231	

## Tabellenverzeichnis

TABELLE 1-1: VERGLEICH DER EXTERNEN KOSTEN DER STROMERZEUGUNG AUS ERNEUERBAREN UND KONVENTIONELLEN (FOSSILEN) ENERGIEN .....	16
TABELLE 1-2: TYPEN POLITISCHER INSTRUMENTE .....	36
TABELLE 2-1: GEGENÜBERSTELLUNG DER MERKMALE VON MARKTREGULIERENDER FÖRDERPOLITIK UND NETZREGULIERUNG .....	57
TABELLE 3-1: BEWERTUNG DER GRUNDMODELLE.....	70
TABELLE 3-2: BEWERTUNG DER FESTSETZUNGSART. ....	72
TABELLE 3-3: BEWERTUNG DER FESTSETZUNGSZEITPUNKTES.....	73
TABELLE 3-4: BEWERTUNG DES FÖRDERUMFANGES UNTER DER ANNAHME OLIGOPOLISTISCHER STROMMÄRKTE UND/ODER BEHINDERTEN NETZZUGANG .....	74
TABELLE 3-5: BEWERTUNG DER ÜBERTRAGBARKEIT DES NACHWEISES IN MENGENREGELUNGEN.....	76
TABELLE 3-6: BEWERTUNG DER DIFFERENZIERUNG. ....	77
TABELLE 3-7: BEWERTUNG UNTERSCHIEDLICHER VERPFLICHTETER .....	78
TABELLE 3-8: BEWERTUNG DER FÖRDERDAUER.....	79
TABELLE 3-9: VERPFLICHTUNG UND ERFÜLLUNGSGRAD DER DREI GRÖßTEN VERPFLICHTETEN STROMVERSORGER IN DER ERFÜLLUNGSPERIODE 2004/2005 .....	90
TABELLE 3-10: VORGESCHLAGENE TECHNOLOGIE-BÄNDER IM BRITISCHEN QUOTENMODELL .....	96
TABELLE 3-11: EINSPEISERVERGÜTUNGEN IN DEN NIEDERLANDEN IM JAHR 2006 .....	99
TABELLE 3-13: VERGÜTUNGSSÄTZE DES SPANISCHEN SYSTEMS.....	106
TABELLE 3-14: AUSBAUPLAN ERNEUERBARER ENERGIEN IN SPANIEN (2005 – 2010) ..	109
TABELLE 3-15: EINSPEISERVERGÜTUNGEN IN GRIECHENLAND.....	116
TABELLE 4-1: ERGEBNISÜBERSICHT: WIRKUNG DER FÖRDERUNG ERNEUERBARER ENERGIEN AUF DEN EMISSIONSHANDEL MIT VERKNÜPFUNG FLEXIBLER INSTRUMENTE (CDM, JI) - MIT UND OHNE CAP-ANPASSUNG -.....	147
TABELLE 4-2: MENGENPLANUNG IM DEUTSCHEN NAP I.....	154
TABELLE 4-3: EEG-EFFEKT 2010 IM VERGLEICH ZU 2000-2005 .....	156
TABELLE 4-4 FÖRDERFÄHIGE KWK-STROMMENGEN UND ZUSCHLAGSZAHLUNGEN DER NETZ- AN DIE ANLAGENBETREIBER NACH KATEGORIEN .....	169
TABELLE 4-5: FÖRDERUNG DER NUTZUNG ERNEUERBARER ENERGIEN NACH BUNDESLÄNDERN IM JAHR 2003 .....	171
TABELLE 5-1: VERGÜTUNGSSÄTZE DES ERNEUERBARE-ENERGIEN-GESETZES (2004) SEIT AUGUST 2004 .....	193
TABELLE 5-2: KONZEPTIONELLE CHARAKTERISIERUNG DES BESTEHENDEN EEG.....	203



TABELLE 5-3:	EEG-MENGEN UND VERGÜTUNGEN IM JAHR 2005 NACH GEFÖRDERTEN ENERGIEARTEN.....	204
TABELLE 5-4:	DIMENSIONEN DER DEFIZITANALYSE DES EEG.....	206
TABELLE 5-5:	MÖGLICHE PROBLEME UND OPTIONEN HINSICHTLICH KONZEPT UND ALLGEMEINEN REGELUNGEN DES EEG.....	208
TABELLE 5-6:	OPTIONEN DER VERBESSERTEN MARKTINTEGRATION .....	211
TABELLE 5-7:	MÖGLICHE PROBLEME UND OPTIONEN HINSICHTLICH TECHNOLOGIEBEZOGENER REGELUNGEN .....	213
TABELLE 5-8:	MÖGLICHE PROBLEME UND OPTIONEN HINSICHTLICH WECHSELWIRKUNGEN MIT ANDEREN INSTRUMENTEN UND DER EUROPÄISCHEN UND INTERNATIONALEN ABSTIMMUNG .....	214
TABELLE 5-9:	KONZEPTIONELLE CHARAKTERISIERUNG DES HÄNDLER- BZW. HÄNDLER-OPTIONSMODELLS .....	220
TABELLE 5-10:	KONZEPTIONELLE CHARAKTERISIERUNG DER ZEITLICHEN DIFFERENZIERUNG VON VERGÜTUNGEN.....	223
TABELLE 5-11:	KONZEPTIONELLE CHARAKTERISIERUNG DER EINBEZIEHUNG EINES MARKTMEDIATORS.....	227
TABELLE 5-12:	KONZEPTIONELLE CHARAKTERISIERUNG DES REINEN BONUS-MODELLS .....	230
TABELLE 5-13:	KONZEPTIONELLE CHARAKTERISIERUNG DES BONUS-OPTIONSMODELLS .....	234
TABELLE 5-14:	BEWERTUNG DER BETRACHTETEN WEITERENTWICKLUNGSMODELLE DES EEG .....	238
TABELLE 6-1:	MÖGLICHE PROBLEME UND OPTIONEN HINSICHTLICH KONZEPT UND ALLGEMEINEN REGELUNGEN DES EEG.....	253
TABELLE 6-2:	BEWERTUNG DER BETRACHTETEN WEITERENTWICKLUNGSMODELLE DES EEG .....	258

## Einleitung

Erneuerbare Energien sind ein unverzichtbarer Bestandteil einer nachhaltigen Energieversorgung. In Deutschland sind sie in den vergangenen 15 Jahren insbesondere im Strombereich erfolgreich gefördert worden. Ihr Anteil an der Stromerzeugung hat stetig auf nunmehr 12 % (2006) zugenommen. Gleichzeitig konnte insbesondere bei der Windenergie, aber auch bei anderen Technologien eine rasante technische Entwicklung angestoßen werden, die zu leistungsfähigeren Anlagen bei gleichzeitig deutlich verminderten Kosten geführt hat. Damit konnte auch eine international wettbewerbsfähige Industrie in Deutschland mit nunmehr 235.000 Arbeitsplätzen in der Branche insgesamt etabliert und ausgebaut werden. Diese Erfolge sind auf die durch das Stromeinspeisungsgesetz und das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) garantierte Stromabnahme und -vergütung, vergünstigte Kredite, Änderungen im Baurecht und umfangreiche Investitionsförderungen des Bundes und der Länder zurückzuführen. Die gegenwärtige Förderung, die sich im Wesentlichen auf das Erneuerbare-Energien-Gesetz als Preisregelung stützt, steht angesichts stetig steigender Anteile Erneuerbarer Energien an der Stromversorgung vor neuen Herausforderungen:

- Im Zusammenspiel des bestehenden Förderinstrumentariums mit anderen energie- und umweltpolitischen Instrumenten (z.B. dem europäischen Emissionshandel) kann es zu unerwünschten Effekten kommen.
- Das derzeitige EEG bietet aufgrund der festgelegten Vergütungssätze keine Anreize für eine bedarfsgerechte Stromerzeugung. Bei steigenden Anteilen fluktuierender Einspeisung nehmen die Kosten für den zeitlichen Ausgleich zwischen Strombedarf und Erzeugung aber beträchtlich zu (negative Netzexternalitäten).
- Der Anteil der über das EEG vergüteten Stromerzeugung wächst schnell. Damit steigt aber auch der Anteil der Stromerzeugung, der nicht im Wettbewerb steht, was ordnungspolitisch den Zielen der Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes widerspricht.
- Mit steigenden Anteilen der geförderten Erzeugung aus Erneuerbaren Energien steigen auch die Belastungen der Industrie und der privaten Haushalte.
- Nach wie vor strebt die Europäische Kommission eine stärkere Integration und Harmonisierung der nationalen Förderregelungen an.

Vor diesem Hintergrund sind die Weiterentwicklungsmöglichkeiten des bestehenden Förderinstrumentariums mit einem besonderen Schwerpunkt auf das EEG zu untersuchen. Die Möglichkeiten spannen sich dabei von einer graduellen Anpassung des EEGs über die Herausnahme bestimmter Technologien aus dem EEG bis hin zu einem prinzi-

piellen Systemwechsel z.B. zu Bonusregelungen, Ausschreibungsverfahren oder Quotenregelungen. In diesem Zusammenhang sind auch Forderungen nach einem teilweisen oder sogar vollständigen Ersatz technologiespezifischer Förderung durch allgemeine umweltökonomische Instrumente zu beachten. Das EEG und seine Alternativen werden dabei als Marktregulierungen betrachtet, die auch mit Hilfe der Wettbewerbs- und Industrieökonomik analysiert werden.

Die vorliegende Untersuchung ist vom Umweltministerium Baden-Württemberg im Rahmen des Forschungsprogramms "Baden-Württemberg Programm Lebensgrundlage Umwelt und ihre Sicherung" (BWPlus) gefördert und gemeinsam vom Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg, Stuttgart (ZSW), dem Deutschen Institut für Wirtschaftsforschung, Berlin (DIW) und dem Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Stuttgart (DLR) unter der Leitung des ZSW durchgeführt worden.

Einen wichtigen Ausgangspunkt der Untersuchung bilden theoretische Analysen von Förderansätzen und Auswertungen internationaler Erfahrungen. Darüber hinaus konnte an die konkrete Diskussion über die Evaluierung und anstehende Novellierung des EEG angeknüpft werden. Nicht zuletzt konnte diese Diskussion im Rahmen des Projektes mit zwei öffentlichen Workshops am 28.11.2005 in der Landesvertretung Baden-Württemberg in Brüssel und am 18.6.2007 in der Landesvertretung Baden-Württemberg in Berlin mit geprägt werden die Ergebnisse der Workshops sind wiederum in diese Untersuchung eingeflossen.

Im *ersten Kapitel* dieses nun vorgelegten Endberichts wird der Frage nachgegangen, wie sich die Förderung Erneuerbarer Energien und der hiermit verbundene Eingriff in den Markt ordnungspolitisch und ökonomisch begründen lässt. Dabei wird ebenfalls untersucht, warum allgemeine umwelt- oder klimapolitische Instrumente allein den Ausbau Erneuerbarer Energien nicht genügend anreizen, sondern warum sie vielmehr einer speziellen Förderung bedürfen. Dabei werden die mit der speziellen Förderung Erneuerbarer Energien verbundenen Ziele aufgezeigt. Weiterhin werden Kriterien zur Bewertung unterschiedlicher Instrumente entwickelt, dargestellt und diskutiert. Schließlich werden die möglichen Instrumente klassifiziert.

Im *zweiten Kapitel* wird untersucht, in welchem Verhältnis die Förderung von Strom aus Erneuerbaren Energien zur Regulierung im Elektrizitätsbereich steht und welche Implikationen sich aus der ökonomischen Theorie der Regulierung sowie aus der nun auch in Deutschland eingeführten staatlichen Netzregulierung für die Weiterentwicklung der Förderpolitik ergeben können. Dazu ist zunächst vor allem begrifflich zu klären, inwieweit die Förderpolitik selbst als eine Form der Regulierung anzusehen ist.

Anschließend werden Grundzüge der wirtschaftswissenschaftlichen Theorie der Regulierung von Netzindustrien und die Einführung der Netzregulierung in Deutschland dargestellt, wobei insbesondere der Aspekt der Anreizregulierung hervorzuheben ist. Vor diesem Hintergrund werden Unterschiede und Gemeinsamkeiten von marktregulierenden Förderpolitik und Netzregulierung identifiziert und Schlussfolgerungen für die künftige Politik abgeleitet.

Prinzipiell kann man zwischen Preis- und Mengenregelungen zur Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien unterscheiden. Das *dritte Kapitel* dient dazu, die zugrunde liegende Wirkungsweise beider Grundmodelle und die daraus resultierenden Unterschiede darzustellen. Anschließend werden die möglichen Gestaltungselemente aufgezeigt. Es werden weiterhin exemplarisch internationale Erfahrungen mit Quotenmodellen, Mindestvergütungen und Zuschlägen und Ausschreibungsmodellen beschrieben und bewertet. Dabei steht weniger eine möglichst umfassende Darstellung der jeweiligen nationalen Förderung im Vordergrund, sondern spezielle Ausgestaltungsmerkmale, die auch für die Förderung in Deutschland interessant sein können.

Die Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien ist eingebettet in einen vielseitigen Instrumentenmix zum Umwelt- und Klimaschutz zum einen und zum anderen in das komplexe energiewirtschaftliche Regulierungsmuster in Deutschland. Im *vierten Kapitel* werden daher einige der möglichen Wechselwirkungen zwischen dem EEG und anderen Instrumenten näher beleuchtet. Hierzu werden zunächst die jeweiligen Regelungen kurz dargestellt und auf Überlappungen in ihren Zielen, Geltungsbereichen und den betroffenen Akteuren untersucht, um so zu einer Analyse der direkten und indirekten Wechselwirkungen zwischen den Instrumenten zu gelangen.

Im *fünften Kapitel* wird die Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland mit Blick auf deren künftige Weiterentwicklung näher analysiert. Ausgehend von der bisherigen Entwicklung der Vorrangpolitik werden die derzeitigen Regelungen des EEG charakterisiert und gegenwärtige bzw. künftige Schwachstellen identifiziert. Anschließend werden mögliche Anpassungen und denkbare konzeptionelle Weiterentwicklungen diskutiert. Dabei geht es weniger um die Frage, inwieweit die Vergütungshöhe einzelner Technologien, deren Differenzierung oder Laufzeit oder anders geartete technologiespezifische Regelungen geändert werden sollen, sondern vielmehr um die Frage, wie die allgemeinen Regelungen und Mechanismen des EEG weiterentwickelt werden können, um die ökonomischen Anreize zu verstärken und damit die technische und kaufmännische Einbindung des Stroms aus Erneuerbarer Energien zu verbessern. Das sechste Kapitel fasst die wesentlichen Aussagen kurz zusammen.

# **1. Ziele, Konzepte und Rahmenbedingungen der Förderung**

## **1.1 Begründung und Ziele einer speziellen Förderung Erneuerbarer Energien**

In diesem Abschnitt wird zum einen der Frage nachgegangen, wie sich die Förderung Erneuerbarer Energien und der hiermit verbundene Eingriff in den Markt ordnungspolitisch und ökonomisch begründen lässt. Dabei wird ebenfalls untersucht, warum der Ausbau Erneuerbarer Energien nicht zwangsläufig aus der Realisation von Klimaschutzzielen und den umweltpolitischen Instrumenten, die zur Verfolgung dieser Ziele eingesetzt werden<sup>1</sup>, folgt, sondern vielmehr eine spezielle Förderung des Ausbaus Erneuerbarer Energien notwendig ist. Zum anderen werden die mit der speziellen Förderung Erneuerbarer Energien verbundenen Ziele aufgezeigt.

Zur Beantwortung der ersten Frage bedarf es eines kurzen Rückgriffs auf die ordnungspolitische Theorie. Nach Eucken (1952/1990), einem der Gründerväter der Ordnungstheorie, beschränkt sich die Rolle des Staates darauf, den Regelungsrahmen wirtschaftlichen Handelns zur Verfügung zu stellen und im Übrigen die Marktkräfte walten zu lassen. Jede weitergehende Einflussnahme schwäche den Staat, da er sich den verschiedenen Rent-Seeking Interessen unterschiedlicher wirtschaftlicher Akteure aussetzt. Staatseingriffe sind danach nur zu rechtfertigen, wenn die Märkte nicht in der Lage sind, ein Pareto-Optimum zu realisieren. Als Pareto-Optimum wird ein Zustand bezeichnet, in welchem es nicht möglich ist, ein Wirtschaftssubjekt besser zu stellen, ohne dabei ein anderes Wirtschaftssubjekt schlechter zu stellen. Dieser Zustand dient als Benchmark in der Wohlfahrtstheorie. Wenn die Ergebnisse des Wettbewerbsmarkts nicht den pareto-optimalen Ergebnissen entsprechen, spricht man im Allgemeinen von Marktversagen. Dies ist hauptsächlich der Fall bei Vorliegen externer Effekte, im Falle von Kollektivgütern, bei asymmetrischen bzw. unvollständigen Informationen und bei sogenannten Unteilbarkeiten, die aus der Tatsache rühren, dass es effizienter ist, ein bestimmtes Gut durch ein einzelnes Unternehmen bereitstellen zu lassen als durch viele Unternehmen (natürliches Monopol).

### **1.1.1 Marktversagen aufgrund externer Effekte**

Externe Effekte lassen sich immer dann beobachten, wenn die wirtschaftlichen Aktivitäten eines Akteurs die Nutzen- oder Gewinnfunktion eines anderen Akteurs beeinflussen,

---

<sup>1</sup> Erneuerbare Energien werden tendenziell bereits durch allgemeine umweltpolitische Instrumente zur CO<sub>2</sub>-Minderung, wie insbesondere den Emissionshandel begünstigt. Zum Zusammenhang zwischen Fördermechanismen und dem Emissionshandel vgl. Abschnitt 4.1.

ohne dass dieser einen Einfluss auf die Handlung hat. Derartige Effekte können in der Folge nicht über den Marktmechanismus abgerechnet werden, was gleichbedeutend mit einem Versagen des Markts in diesen Fällen ist. Die Literatur kennt sowohl positive externe Effekte, die am Markt nicht hinreichend honoriert werden und somit in unzureichendem Maß bereit gestellt werden, als auch negative externe Effekte wie beispielsweise Umweltbelastungen der konventionellen Stromerzeugung, die das Gemeinwohl beeinträchtigen, aber nicht in das Kostenkalkül der Unternehmen einbezogen werden und somit in zu hohem Maße anfallen.

Über Art und Umfang dieser externen Effekte und der damit verbundenen externen Kosten der Stromerzeugung wird seit den 80er Jahren lebhaft debattiert (vgl. u.a. Hohmeyer, 1988, Ottinger et al. 1990; Friedrich et al. 1990). Wegen der energiepolitischen Bedeutung der Thematik wurden seitdem in Europa und in den USA umfangreiche Studien zur Quantifizierung der externen Kosten der Stromerzeugung initiiert. Krewitt und Schlomann (2006) geben eine Übersicht über den Stand der Forschung und der Erkenntnisse zu den externen Kosten der konventionellen Stromerzeugung. Danach sind folgende Ursachen der externen Kosten durch die konventionelle Stromerzeugung von Bedeutung:

- Treibhauseffekt,
- Gesundheitsschäden durch Luftschadstoffe,
- Wirkung von Luftschadstoffen auf Agrarprodukte,
- Materialschäden durch Luftschadstoffe,
- Wirkung von Luftschadstoffen auf naturnahe Ökosysteme und Biodiversität,
- große nicht-nukleare Unfälle,
- Versorgungssicherheit und
- sonstige externe Effekte<sup>2</sup>.

Die externen Kosten in diesen Bereichen sind unterschiedlich gut quantifizierbar. So sind beispielsweise die Auswirkungen eines globalen Klimawandels vielfältig und möglicherweise sehr groß, jedoch lassen sich die Effekte bislang nur abschätzen, wobei in einer monetären Bewertung neben Schadenskosten auch Vermeidungskosten berücksichtigt werden. So führt der Anstieg des Meeresspiegels zu zusätzlichen Aufwendungen für den Küstenschutz und diese reflektieren die untere Grenze des Werts, der dem nicht überfluteten Land beigemessen wird. Andere Kosten des Anstiegs der Meeresspiegel, wie sozioökonomische Risiken und Flucht- oder Migrationsbewegungen lassen

---

<sup>2</sup> Externe Effekte der Kernenergie sind in der zitierten Studie nicht betrachtet.

sich hingegen nur schwer quantifizieren. Auf die Nahrungsmittelproduktion und Landwirtschaft kann sich der Klimawandel in manchen Regionen sogar zunächst positiv auswirken (für ein Beispiel vgl. Jones et al. 2005); jedoch werden extreme Wetterereignisse sich in allen Regionen schädlich auf die Landwirtschaft auswirken. Ähnlich verhält es sich mit der Wasserverfügbarkeit: zwar steigt die Niederschlagsmenge, jedoch überwiegen langfristig die negativen Einflüsse auf das Grundwasser. Im Bereich der Gesundheitsschäden geht die größte Gefahr von einem Anstieg der durch Mücken und andere Insekten übertragenen Infektionskrankheiten wie Malaria aus. Ökosysteme und ihre biologische Vielfalt können durch Klimaveränderungen irreversible Schäden erleiden, weil der Anpassungsfähigkeit der Arten Grenzen gesetzt sind. Durch Artenverlust kann es zu Ökosystemdegradation kommen. Durch den Verlust biologischer Vielfalt gehen Erholungs-, Kultur- und Eigenwert von Ökosystemen verloren. Eine Bewertung dieser Verluste ist jedoch bislang kaum möglich (vgl. Goeschl and Swanson, 2002).

Andere Aspekte des Treibhauseffekts sind die Häufigkeit extremer Wetterereignisse wie Hitzewellen, Dürren und Stürme mit den damit verbundenen materiellen Schäden, die je nach Region, Besiedlungsstruktur und Industrialisierung eines Gebiets unterschiedlich ausfallen und zu bewerten sind. Krewitt und Schломann (2006) legen nach einer sorgfältigen Zusammenschau bestehender Schätzungen der externen Kosten von CO<sub>2</sub>-Emissionen eine Untergrenze von 15 €/t CO<sub>2</sub> und einen oberen Schätzwert von 280 €/t CO<sub>2</sub> fest, der zentrale Schätzwert beläuft sich auf 70 €/t CO<sub>2</sub>.

Die Gesundheitsschäden infolge von durch konventionelle Kraftwerke emittierten Luftschadstoffen lassen sich hauptsächlich auf Feinstaubemissionen, Stickoxide durch die Bildung von Ozon und verschiedene Kohlenwasserstoffe zurückführen. Die externen Kosten liegen zwischen 130 €/t Schadstoffemission für die Kohlenwasserstoffe und 12.000 €/t für Partikelemissionen. Die Wirkung von Luftschadstoffen auf Agrarprodukte beruht auf Luftverunreinigungen durch SO<sub>2</sub>, NO<sub>2</sub>, O<sub>3</sub>, HF und PAN, die auf Pflanzen toxisch wirken. Zur Bewertung dieser Schäden werden Ertragsverluste mit Marktpreisen bewertet.

Materialschäden durch Luftschadstoffe lassen sich hauptsächlich auf die schädigende Wirkung von Schwefel und Schwefelsäure (230 €/t) und die Auswirkungen des Ozons (70 €/t) zurückführen. Bei der Bestimmung der externen Kosten der Wirkung von Luftschadstoffen auf die Biodiversität und naturnahe Ökosysteme sieht sich die Wissenschaft vor ähnliche Schwierigkeiten gestellt, wie bei der Berechnung des Einflusses des Treibhauseffekts auf diese Systeme. Bislang steht kein allgemein akzeptiertes Verfahren zur Quantifizierung dieser Auswirkungen und der damit verbundenen volkswirtschaftli-

chen Kosten zur Verfügung. Wengleich große nicht-nukleare Unfälle bei ihrem Eintritt zu verheerenden Kosten führen können, sind wegen ihrer geringen Eintrittswahrscheinlichkeit die auf eine Einheit Stromerzeugung normierten Kosten in der Regel vernachlässigbar.

Tabelle 1-1 gibt eine Übersicht über derzeit vorliegende Abschätzungen der externen Kosten der Stromerzeugung aus Erneuerbaren und konventionellen Energien. Dabei zeigt sich, dass die externen Kosten von Strom aus Erneuerbaren Energien deutlich niedriger sind als bei konventioneller Erzeugung, selbst wenn für letztere hocheffiziente Technologien angenommen werden. Es handelt sich somit um ein klassisches Marktversagen, wenn die Marktpreise diese unterschiedlichen externen Kosten nicht abbilden können.

**Tabelle 1-1: Vergleich der externen Kosten<sup>3</sup> der Stromerzeugung aus Erneuerbaren und konventionellen (fossilen) Energien**

Erneuerbare	ct/kWh	Konventionelle	ct/kWh
Photovoltaik <sup>a</sup>	0,77	Braunkohle <sup>g</sup>	5,77
Photovoltaik <sup>b</sup>	0,48	Braunkohle <sup>h</sup>	4,65
Geothermie	0,31	Steinkohle <sup>g</sup>	4,57
Wasserkraft <sup>c</sup>	0,10	Steinkohle <sup>h</sup>	4,17
Wasserkraft <sup>d</sup>	0,13	Erdgas <sup>g</sup>	2,10
Wind <sup>e</sup>	0,13		
Wind <sup>f</sup>	0,08		

Quelle: Krewitt, Schlomann (2006). <sup>a</sup> derzeitige Technologie, <sup>b</sup> 2030, <sup>c</sup> Laufwasser 30 MW, <sup>d</sup> 300 kW, <sup>e</sup> onshore, <sup>f</sup> offshore, <sup>g</sup> Dampfkraftwerk, <sup>h</sup> GuD

In jüngerer Zeit, insbesondere unter dem Eindruck der drastischen Ölpreisanstiege in 2005, aber auch im Licht politischer Konflikte um die Ressource Erdgas in Zentralasien und auf dem Gebiet der ehemaligen Sowjetunion gewinnt der Aspekt der Ressourcensicherheit zunehmend an Bedeutung. Auch das jüngste Grünbuch der Europäischen Kommission räumt der Ressourcensicherheit eine Schlüsselrolle bei der Gestaltung einer zukünftigen europäischen Energiepolitik ein. Es lässt sich diskutieren, ob Risiken der Energieversorgung ebenfalls als externe Kosten anzusehen sind.

---

<sup>3</sup> Die externen Kosten setzen sich im Wesentlichen aus den Gesundheitsschäden verschiedener Emissionen und den Kosten des Treibhauseffekts für CO<sub>2</sub> zusammen.



Hierzu könnten dann auch Militärausgaben, die unter Umständen dazu dienen, den Zugang zu Energieressourcen zu sichern, zu zählen sein. Allerdings ist eine kausale Zuordnung der Ausgaben für einen militärischen Konflikt zu einer Erhöhung der Versorgungssicherheit höchst schwierig, ebenso wie die Normierung solcher Ausgaben auf eine bestimmte Fördermenge. Letztlich tragen die langfristig ausgelösten gesellschaftspolitischen Effekte einer solchen militärisch gestützten Sicherung der Versorgung zur Gesamtsituation bei und lassen sich kaum monetär bewerten. Eine Abschätzung der mit der direkten Militärhandlung verbundenen externen Kosten findet sich bei Plesch (2005). Einen direkteren Einfluss üben Höhe und Schwankungen des Ölpreises auf das Wirtschaftsgeschehen aus. In einer Phase hoher Volatilität beinhaltet die Höhe des Ölpreises wenig Information über eine zukünftige Preisentwicklung und ist auch dadurch eine Ursache für mögliche externe Effekte.

### **1.1.2 Weitere Gründe des Marktversagens**

Neben dem Marktversagen, das aus nicht internalisierten negativen externen Effekten resultiert, lässt sich ein Staatseingriff durch Förderung Erneuerbarer Energien auch aus den Kollektivguteigenschaften der Versorgungssicherheit motivieren. Rader und Norgaard (1996) leiten zwei verschiedene Risikominderungen im Energiemarkt von einem zunehmenden Anteil Erneuerbarer Energien ab: Zum einen wird die Volatilität der Energiepreise mit größerer Diversität der Energiequellen gemindert, zum anderen sind die Auswirkungen von CO<sub>2</sub>-Minderungsmaßnahmen bei CO<sub>2</sub>-armen Technologien weniger stark spürbar, d. h. die damit verbundenen Preisanstiege werden gemindert. Diese Risikominderungen kommen allen Wirtschaftssubjekten zugute, die jedoch eine Tendenz zum „free riding“ haben werden, denn sie geraten in den Genuss des Nutzens auch wenn sie ihrerseits nichts zu den Kosten des Ausbaus Erneuerbarer Energien beigetragen haben. Der Markt alleine stellt also keine ausreichende Diversifikation von Erzeugungstechnologien zur Verfügung (vgl. Springmann 2005).

Auch die umweltentlastenden Wirkungen der Erneuerbaren Energien weisen Kollektivguteigenschaften auf. Während die Klimaschonung allen zugute kommt, zeigen die bisherigen europäischen Erfahrungen mit „Grünen Stromtarifen“, dass nur ein geringer Anteil der Konsumenten bereit ist, für dieses Gut auch zu zahlen. Springmann (2005) weist darüber hinaus auch der Forschung und Entwicklung im Bereich Erneuerbarer Energien Kollektivgutcharakter zu, allerdings würden diese Fördergelder ähnliche Wirkungen auch in anderen geförderten Forschungsbereichen entfalten. Der Forschung und Entwicklung kommt jedoch insofern eine Kollektivgutaufgabe zu, als dass sie dazu beiträgt, rechtzeitig Back-Stop-Technologien bereit zu halten, die aufgrund der Investitionszyklen im Kraftwerksbau durch den Markt nicht rechtzeitig bereitgestellt würden.

Weniger aus den Eigenschaften des Guts Energie selbst als vielmehr ebenfalls aus den Strukturen des Energiemarkts lassen sich darüber hinaus erhebliche Informations- und Anpassungsmängel beobachten, die staatliche Eingriffe rechtfertigen (vgl. Hensing et al. 1998). So ist die Struktur des deutschen Kraftwerksparks unter energiepolitischen Prämissen gewachsen, die derzeit kontraproduktiv zu einer umfassenden Veränderung, wie sie der Ausbau Erneuerbarer Energien darstellt, stehen. Derartige Hemmnisse lassen sich gezielt durch staatliche Förderung abbauen.

## **1.2 Ziele der Förderung**

Die Förderung des Ausbaus Erneuerbarer Energien verfolgt umweltpolitische, energiepolitische sowie industrie-, technologie- und forschungspolitische Ziele.

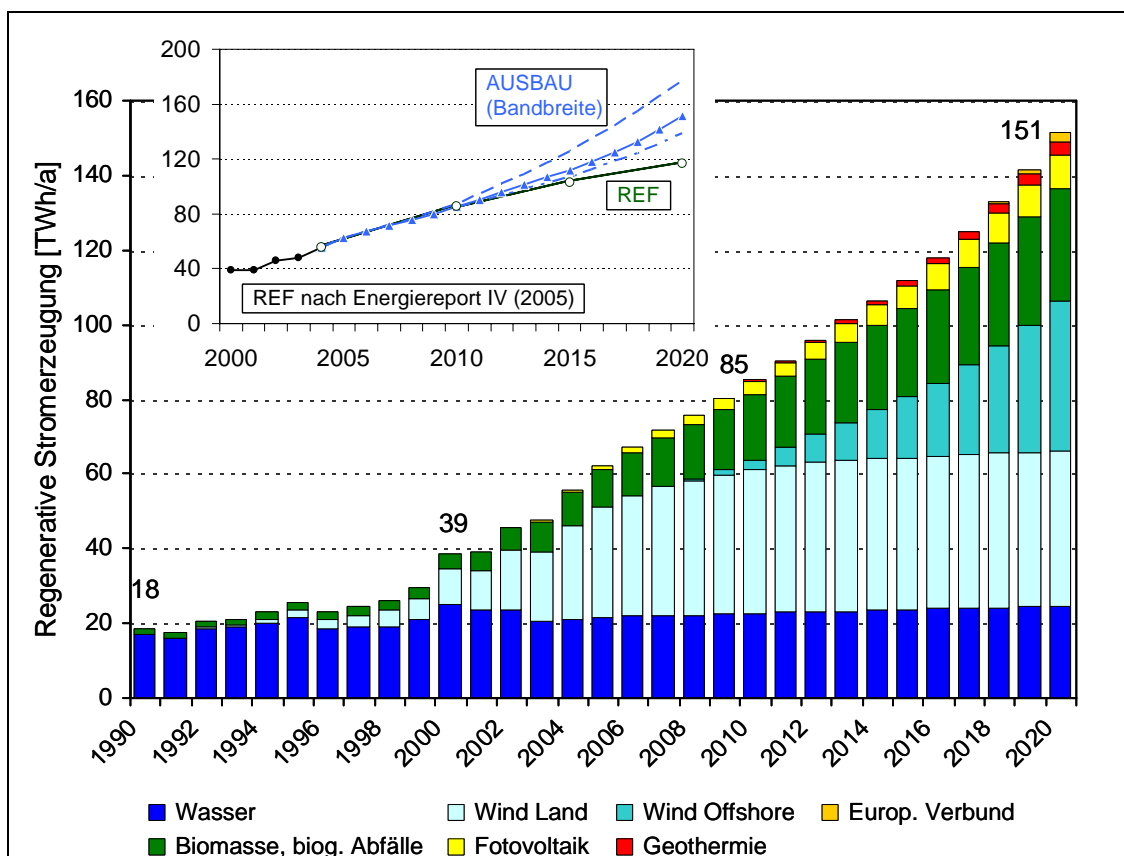
So hebt die Europäische Kommission die folgenden Vorteile Erneuerbarer Energien hervor: höhere Sicherheit der Energieversorgung, gestiegene Wettbewerbsfähigkeit der EU-Industrie im Bereich Erneuerbare Energien, verringerte Treibhausgasemissionen durch den EU-Energiesektor, geringere regionale und lokale Emissionen und verbesserte wirtschaftliche und soziale Aussichten, insbesondere für ländliche und isolierte Gebiete (KOM (2005) 627). Die Bedeutung der Versorgungssicherheit ist aktuell durch die stark gestiegenen Ölpreise, aber auch durch den Gasstreit zwischen Russland und der Ukraine wieder stärker ins Blickfeld gerückt. Eine stärkere Nutzung Erneuerbarer Energien kann die Importabhängigkeit vermindern und damit die Versorgungssicherheit erhöhen. Außerdem werden die global erschöpfbaren Ressourcen geschont.

Erneuerbare Energien sollen aus diesen Gründen verstärkt genutzt werden und längerfristig wesentlich zur sicheren, kostengünstigen und umweltverträglichen Energieversorgung beitragen. Dazu müssen die Technologien zur Erzeugung von Strom, Wärme und Kraftstoffen weiterentwickelt und in zunehmendem Maße breit angewendet werden. Die durch die Förderpolitik beschleunigte Markteinführung soll insbesondere auch dazu führen, dass die Kosten durch Lerneffekte weiter gesenkt werden können, damit die Systeme zunehmend wettbewerbsfähig werden.

Die langfristige Änderung des Technologiepfads zur Erzeugung von Strom, Wärme und Transportleistung dagegen ist an der Schnittstelle zwischen diesen Zielen angesiedelt. Derzeit noch in frühen Innovationsphasen befindliche Technologien können in der Zukunft einen wertvollen Beitrag zu dann vielleicht deutlich anspruchsvolleren Klimaschutzzielen leisten (Umweltziel). Denn zu den besonderen Vorteilen der Erneuerbaren Energien gehört, dass ihre variablen Kosten, im Wesentlichen die Brennstoffkosten, im Vergleich zu den fossilen Energieträgern Öl und Gas weit geringeren Schwankungen unterworfen sind (wirtschaftspolitisches Ziel), in vielen Fällen fallen mit Sicherheit auch

in der Zukunft keine Brennstoffkosten an. Die Kostenentwicklung dieser Technologien unterliegt somit einer Degression, die stark von der jeweiligen Marktentwicklung abhängt. Gelingt eine beschleunigte Diffusion, so wirkt sich das positiv auf die Kostendegression aus (Technologieziel). Dies erfordert ein Festhalten an der erfolgreichen Markteinführungspolitik der letzten Jahre, die ergänzende Förderung neuer Absatzmärkte (z.B. Repowering, Offshore im Bereich der Windenergie), um rückläufige Tendenzen ausgleichen zu können, und die gezielte Ausweitung durch Maßnahmen in Bereichen, die bisher noch unzureichend unterstützt wurden wie z.B. bei der Wärmebereitstellung. Darüber hinaus kann die Förderung von Exportmärkten einen wesentlichen Beitrag zu einer weltweit steigenden Nachfrage und damit dem Ausschöpfen von Kostendegressionspotenzialen durch Lerneffekte leisten.

**Abbildung 1-1: Möglicher Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland**



Quelle: BMU 2004c.

Zum Erreichen dieser politischen Ziele sind auf unterschiedlichen Ebenen konkrete Ausbauziele für Erneuerbare Energien formuliert worden. So soll der Anteil Erneuerbarer Energien am Stromverbrauch in der EU bis zum Jahr 2010 auf 21 % erhöht werden.

Für Deutschland hat die Bundesregierung bis 2010 einen Anteil der Erneuerbaren an der Stromerzeugung von 12,5 % festgelegt, der bis 2020 auf 20 % anwachsen soll. Neuere Studien (vgl. DLR/WI/ZSW 2005) entwerfen verschiedene Szenarien, bei denen der Anteil der Erneuerbaren an der Stromerzeugung zwischen 23 % und 30 % in 2020 beträgt (vgl. Abbildung 1-1). Das wesentliche Gestaltungselement für alle Ausbauszenarien ist die Umgestaltung der derzeitigen Energieversorgung hin zu einer unter Klimaschutz- und Ressourcengesichtspunkten langfristig tragfähigen („nachhaltigen“) Energieversorgung, wobei zugleich vom Rückbau der Kernenergie entsprechend der vorliegenden Vereinbarungen bis 2023 ausgegangen wird. In solchen Langfristszenarien werden drei wesentliche Strategieelemente miteinander verknüpft:

1. eine deutliche Steigerung der Energieproduktivität durch beschleunigte Einführung moderner Wandlungs- und Nutzungstechnologien in allen Verbrauchssektoren,
2. eine gezielte Ausweitung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) durch Modernisierung der bestehenden Heizkraftwerke zur Fernwärmeversorgung und einen deutlichen Ausbau der KWK im dezentralen Bereich mittels Nahwärmeversorgungen und effizienter Objektversorgung und
3. eine konsequente Nutzung aller erneuerbarer Energiequellen bei stetiger Weiterentwicklung (u. a. Berücksichtigung von Lernkurveneffekten) der entsprechenden Technologien für einen Einsatz im In- und Ausland.

Nicht zuletzt spielen Erneuerbare Energien eine zentrale Rolle zur Erreichung des Ziels einer nachhaltigen Entwicklung, weil sie die Vorräte nicht-erneuerbarer Energien schonen, so dass diese auch nachfolgenden Generationen erhalten bleiben. Sie leisten ferner einen Beitrag zu intragenerationaler Gerechtigkeit zwischen den entwickelten Ländern und den Entwicklungsländern, denn sie sichern die Chancen der Entwicklungsländer, für ihr angestrebtes Wachstum über ausreichende Energie zu verfügen. Die nachhaltige Entwicklung im Energiebereich erfordert dabei das Zusammenwirken von Effizienzstrategien, d.h. der stetigen Verringerung des Energiebedarfs im Produktions-, Transport-, Dienstleistungs- und Haushaltsbereich, und des Ausbaus Erneuerbarer Energien, damit die tatsächlich benötigte Menge fossiler Energien bei einem weltweit wachsenden Energiebedarf sinken kann.

Damit ein nachhaltiger Entwicklungspfad tatsächlich zukunfts offen gestaltet werden kann, müssen die in Frage kommenden Technologien in ausreichender Breite unterstützt werden. Hier ergibt sich zugleich eine Verknüpfung mit technologiepolitischen und strukturpolitischen Zielen. Durch die spezifische Förderung werden heute Lerneffekte

angestoßen, die zu einem Vorsprung auf zukünftigen Absatzmärkten für Erneuerbare Energien und das damit verbundene Know-how führen.

Wenn somit die angestrebten Ziele darin bestehen, „insbesondere im Interesse des Klima-, Natur- und Umweltschutzes eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen, die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung auch durch die Einbeziehung langfristiger externer Effekte zu verringern, Natur und Umwelt zu schützen, einen Beitrag zur Vermeidung von Konflikten um fossile Energieressourcen zu leisten und die Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien zu fördern“ (vgl. EEG 2004), dann müssen wirksame und effiziente Instrumente eingesetzt werden, die sich an den langfristigen Entwicklungsperspektiven der jeweiligen Technologien orientieren.

### **1.3 Kriterien der Instrumentenbewertung**

Die Förderung Erneuerbarer Energien lässt sich mit unterschiedlichen Politikinstrumenten verfolgen, die sich bezüglich der Steuerungsgröße und der Ausgestaltung unterscheiden. Will man diese Instrumente und deren Ausgestaltungen miteinander vergleichen, so benötigt man Kriterien, nach denen die Maßnahmen abgeprüft werden können. In diesem Abschnitt werden derartige Kriterien, die in der umwelt- und energieökonomischen Literatur entwickelt wurden, dargestellt und diskutiert, um zu einem konsistenten Bewertungsrahmen für die Analyse der einzelnen Instrumente zu kommen. Darüber hinaus werden Erfolgsfaktoren betrachtet, die die Erreichung der Ausbauziele in einzelnen Ländern begünstigt haben. Zur Entwicklung eines derartigen Kriterienkatalogs werden im Folgenden sowohl Ansätze der umweltökonomischen Theorie herangezogen als auch Elemente der evolutorischen Ökonomie, Institutionenökonomik und der Neuen Politischen Ökonomie. Die evolutorische Ökonomie überträgt aus den Naturwissenschaften insbesondere die Idee der Irreversibilität, die im Wirtschaftsgeschehen dazu führt, dass bestimmte wirtschaftspolitische Entscheidungen nur innerhalb bestimmter „Zeitfenster“ sinnvoll getroffen werden können. Dies bedeutet für die Entwicklung Erneuerbarer Energien, dass Änderungen des bislang eingeschrittenen fossilen Technologiepfades an einigen Punkten dieses Pfades leichter möglich sind als an anderen. Die Institutionenökonomik erweitert unter anderem den Effizienzbegriff der neoklassischen Ökonomie um den Begriff der Transaktionskosteneffizienz. Dabei umfassen Transaktionskosten alle Kosten, die mit der Implementierung und der Durchsetzung eines Instruments oder einer Regulierung für den Staat anfallen sowie die Informations- und Suchkosten auf Seiten der Regulierten. Die Neue Politische Ökonomie wiederum unterscheidet sich von den wohlfahrtstheoretischen Ansätzen dadurch, dass sie vom Bild des „wohlwollenden Diktators“, der die Optimierung der gesamtgesellschaftlichen Wohl-

fahrt im Sinn hat, abweicht und den Politikern Eigennutz- und Stimmenmaximierung unterstellt.

Umweltökonomische Kriterienkataloge zur Instrumentenwahl stellen entweder die Zielerreichung oder die gesamtwirtschaftliche Beurteilung in den Vordergrund. Ein Beispiel für ersteres ist der an dem Leitbild der Nachhaltigkeit orientierte Beitrag von Wietschel et al. (2002), der die Kriterien Zielerreichung, Effizienz, Systemkonformität und Implementierungsanforderungen definiert. Letztere lassen sich in administrative Anforderungen, Regulierungsanforderungen und Flexibilität untergliedern, wobei diese Kriterien bei näherer Untersuchung dem Effizienzkriterium widersprechen können. Wicke (1993) unterteilt die Kriterien in die ökologische Wirksamkeit, die wirtschaftspolitische Verträglichkeit, die ökologisch-ökonomische Effizienz und die administrativ-rechtliche Praktikabilität und politische Durchsetzbarkeit, eine Unterteilung, die sich auch in zahlreichen anderen umweltökonomischen Publikationen, teilweise mit abgeänderten Oberbegriffen oder in einer feineren Untergliederung, findet.

Ein umfangreicheres Prüfschema, das sich aus Publikationen von Grosseckler (1991) und Rennings (1996) ableiten lässt, und in etlichen deutschsprachigen Publikationen verwendet wird (vgl. Springmann 2005, Bräuer 2002, oder Drillisch 2000) beginnt mit der Prüfung der Zielformulierung und -operationalisierbarkeit, der vertragstheoretischen Legitimation der Ziele und der Entscheidungsebene zum Instrumenteneinsatz, bevor die Instrumente selbst ökonomisch bewertet werden und eine Analyse zur Durchsetzbarkeit des Instruments und zum mit dem Instrument verbundenen Missbrauchspotential durchgeführt wird.

Bezieht man die Zielanalyse auf die im letzten Abschnitt dargestellten Ziele der Förderung Erneuerbarer Energien, zeigt sich, dass die umwelt-, technologie- und wirtschaftspolitischen Ziele unterschiedlich scharf definiert und operationalisierbar sind. Während das deutsche StrEG von 1990 noch unspezifisch das umweltpolitische Ziel des Ausbaus Erneuerbarer Energien nennt, sind im EEG die Ziele ganz konkret mit einem Anteil Erneuerbarer Energien und einem zeitlichen Zielkorridor (12,5 % in 2010 und 20 % in 2020) festgelegt und somit gut in der Praxis prüfbar und umsetzbar. Das technologie- und politische Ziel stellt auf eine Kostensenkung bei den Erneuerbaren Energien ab. Im derzeitigen EEG wird dem durch die Degression der Vergütungssätze Rechnung getragen d. h. auch dieses Ziel ist operationalisierbar. Das wirtschaftspolitische Ziel der Investitionssicherheit und der Schaffung von Beschäftigung sowie der Steigerung der inländischen Wertschöpfung hingegen ist eher ein weiches Ziel und somit nicht unmittelbar operationalisierbar. Wenngleich der Anstieg von Beschäftigung im Bereich Erneuer-

erbarer Energien direkt beobachtbar ist, lässt sich doch über die Beschäftigungswirkungen im Vergleich zu alternativen staatlichen Aktivitäten keine Aussage treffen.

### 1.3.1 Umweltökonomische Kriterien

Zunächst wird zwischen Effizienzkriterien, Zielerreichungskriterien (Treffer sicherheitskriterien, vgl. Endres 1994) oder Kriterien der ökologischen Effizienz (vgl. Stephan und Ahlheim 1996), Kriterien der Durchsetzbarkeit bzw. Implementierungsanforderungen (vgl. Wietschel et al. 2002), sowie Gerechtigkeitskriterien unterschieden. Die Effizienzkriterien entstammen der wohlfahrtstheoretisch fundierten umweltökonomischen Diskussion und somit der Anforderung, dass umweltökonomische Maßnahmen ökonomisch sowie ökologisch effizient sein müssen.

#### 1.3.1.1 Ökonomische Effizienz

Ökonomische Effizienz leitet sich vom Zustand des Pareto-Optimums ab, in welchem kein Individuum besser gestellt werden kann, ohne ein anderes schlechter zu stellen. Anders ausgedrückt, werden alle Faktoren ihrer besten Verwendung zugeführt, und kein Faktor wird verschwendet. Bei einem vollkommenen Markt ohne externe Effekte und ohne einen anderen Typ Marktversagen stellt sich das Pareto-Optimum automatisch als Marktgleichgewicht ein, bei Vorliegen externer Effekte jedoch fallen Marktgleichgewicht und Pareto-Optimum auseinander und es müssen Anpassungen beispielsweise in den Preisvektoren vorgenommen werden, damit die Pareto-optimale Menge sich am Markt einstellt. Da zur Bestimmung der Pareto-optimalen Lösung jedoch sämtliche Grenznutzen und Grenzkosten bekannt sein müssten, kann diese Lösung nicht bestimmt werden. Die in der Praxis umsetzbaren Instrumente orientieren sich daher nicht unmittelbar am wohlfahrtstheoretisch korrekten Kriterium der Pareto-Optimalität, sondern an der Kosteneffizienz<sup>4</sup>, d.h. der *statischen Effizienz* eines Instruments. Ein Instrument ist dann statisch effizient, wenn es ein Ziel mit minimalen gesamtwirtschaftlichen Kosten erreicht. Dies erfordert, dass die Grenzkosten in allen betroffenen Bereichen gleich sind.

Dieses Kriterium ist bei einer ersten, einfachen und groben Unterteilung von Instrumenten sicherlich hilfreich. Es führt dazu, dass in der Theorie marktlichen Lösungen, d.h. solchen, bei denen entweder die Menge festgelegt ist und sich ein Preis einstellt oder

---

<sup>4</sup> Das hier im Einklang mit der deutschen Literatur als Kosteneffizienz bezeichnete Kriterium ist in der amerikanischen Literatur unter dem Begriff *cost effectiveness* zu finden. Unter dem Begriff der *efficiency* findet sich dort das wohlfahrtstheoretisch abgeleitete Kriterium der kleinsten möglichen Differenz zwischen den sozialen Kosten und dem sozialen Nutzen einer politischen Maßnahme. Die Anwendung dieses Kriteriums erfordert jedoch umfangreiche Kosten-Nutzen-Analysen, wie sie für die meisten umweltpolitischen Anwendungen zumindest im europäischen Raum nicht vorliegen.

solchen, bei denen ein Preissignal gesetzt wird und man auf die optimale Menge hofft, der Vorzug gegeben wird. In der Realität hat sich gezeigt, dass dieses Kriterium oftmals zu kurz greift, da es Marktanpassungsschwierigkeiten, bestehende Marktmacht, die Verteilung der Eigentumsrechte zwischen Nutzern und Investoren und die Begrenzungen der Durchsetzbarkeit eines Instruments etwa aufgrund hoher Transaktionskosten oder politischer Machtverhältnisse ignoriert.

Die statische Effizienz im Sinne der Kostenminimierung muss daher die Berücksichtigung von Transaktionskosten, wie Kosten der Informationsbeschaffung, der Überwachung und der Verwaltung einbeziehen. Instrumente mit niedrigen Transaktionskosten, die einfach, nachvollziehbar und transparent ausgestaltet sind, können nach diesem Kriterium vorteilhaft sein. Letztlich ist auch danach zu fragen, welche mit der Instrumentenwahl einhergehende institutionelle Ausgestaltung über niedrige Transaktionskosten zu möglichst geringen Gesamtkosten führt. In der Praxis ergeben sich eine Vielzahl hybrider institutioneller Ausgestaltungsmöglichkeiten wie etwa langfristige Verträge zwischen dem Duopol von Markt und Hierarchie.<sup>5</sup>

Darüber hinaus müssen dynamische Aspekte berücksichtigt werden. Von Instrumenten zur Förderung des Ausbaus Erneuerbarer Energien muss eine dynamische Anreizwirkung ausgehen, die Innovationen und Fortschritte begünstigt. Dies steht bereits in einem gewissen Widerspruch zum Kriterium der Pareto-Effizienz, denn von einer Pareto-optimalen Situation geht im Allgemeinen gerade kein Impuls zur Veränderung aus. Das starre Paradigma der statischen Effizienz muss somit um ein Kriterium der *dynamischen Effizienz* resp. der dynamischen Anreizwirkung eines Instruments ergänzt werden. Nach diesem Kriterium ist ein Instrument vorzuziehen, das den Wirtschaftssubjekten Anreize zu Innovationstätigkeit bietet. Sowohl Preis- als auch die Mengenlösungen können so ausgestaltet werden, dass die dynamische Effizienz gegeben ist. Unter Berücksichtigung dynamischer Aspekte kann es insbesondere sinnvoll sein, auch Technologien zu fördern, die bisher noch relativ teuer sind.

### **1.3.1.2 Ökologische Effizienz und Effektivität**

Neben den ökonomischen Effizienzkriterien ist von umweltpolitischen Instrumenten vor allem jedoch auch „ökologische Effizienz“ zu fordern. Oftmals lässt sich eine ökologische Effizienz oder ökologische Zielerreichung allerdings kaum definieren und verifizieren (vgl. Knüppel 1989), denn die Einzelheiten der Wirkungszusammenhänge beispielsweise zwischen dem CO<sub>2</sub>-Ausstoß und der Klimaveränderung werden - nachdem

---

<sup>5</sup> Vergleiche Langniß 2003



die Existenz eines Zusammenhangs als weitgehend akzeptiert gelten kann – immer noch weiter erforscht. Präziser sollte man daher von umweltpolitischer Zielerreichung in dem Sinne sprechen, dass eingesetzte Instrumente dazu führen müssen, dass das umweltpolitisch gesetzte Ziel – hier das Ausbauziel – erreicht wird. Ließe sich ein optimales ökologisches Ziel definieren, so wäre sowohl eine Übererfüllung des Ziels als auch ein Nicht-Erreichen nicht wünschenswert. In der Realität werden die zu erreichenden Ziele auf dem Wege politischer Verhandlungen definiert und dabei häufig als Mindestziele formuliert, wie im Falle des Ausbauziels Erneuerbarer Energien, wobei eine gewisse Überschreitung der Zielmarke nicht als wohlfahrtsmindernd angesehen wird. Neben dem Grad der tatsächlichen Zielerreichung stellt die *Geschwindigkeit der Zielerreichung* aus zweierlei Gründen ein wesentliches Kriterium dar. Zum einen gibt es bei aller Unsicherheit derzeitiger Klimaprognosen zunehmenden Handlungsbedarf soviel CO<sub>2</sub> wie möglich so früh wie möglich einzusparen, so dass die derzeit gesteckten - moderaten – Ziele auf jeden Fall eingehalten werden sollten. Zum anderen gilt es, das derzeit bestehende Window of Opportunity zur strukturellen Veränderung der Energieumwandlung in Deutschland zu nutzen. In Europa liegt – insbesondere ab 2010 – ein erheblicher Investitionsbedarf im Kraftwerkspark vor, der zu einem großen Teil auf altersbedingten Ersatzbedarf zurückzuführen ist und in den osteuropäischen Ländern darüber hinaus durch steigenden Energieverbrauch umso dringender wird (vgl. Vögele et al. 2004). Ein rechtzeitiges Erreichen der Ausbauziele für Erneuerbare Energien unterstützt die Integration der Erneuerbaren Energien in den Strommix. Auch vor dem Hintergrund der internationalen Entwicklung des Energiebedarfs vor allem in den Schwellenländern stellt die baldige Integration Erneuerbarer Energien in die Erzeugungsstrukturen eine wichtige Voraussetzung dar, die langfristigen Klimaschutzziele zu erreichen.

Die Geschwindigkeit der Zielerreichung hängt von der Implementierungsdauer eines Instruments und von seiner Wirkungsgeschwindigkeit ab. Manche Instrumente, wie Zertifikatslösungen, die eine eigens eingerichtete Handelsplattform benötigen, brauchen länger zu ihrer Einrichtung als andere, beispielsweise Verordnungen. Von der Implementierung bis zu den ersten erkennbaren Auswirkungen kann je nach Instrument unterschiedlich viel Zeit vergehen. Bei der Bewertung von Instrumenten sollten deshalb Geschwindigkeitskriterien berücksichtigt werden.

In diesem Zusammenhang ist zu betonen, dass es vor allem darauf ankommt, die langfristigen Ziele der Förderpolitik zu erreichen. Dabei ist die langfristige Effektivität als Voraussetzung der dynamischen Effizienz anzusehen.

### 1.3.1.3 Verteilungswirkungen

Jede Form von staatlichen Eingriffen hat direkt oder indirekt einen Einfluss auf die Entstehung und Verteilung von Einkommen. Wenngleich die Wirtschaftstheorie dazu neigt, zunächst das Allokationsproblem (effizient) zu lösen und Verteilungswirkungen im Nachhinein durch die entsprechenden Transferzahlungen zu kompensieren, wurden etliche umweltpolitische Maßnahmen auch aufgrund ihrer Verteilungswirkungen scharf kritisiert. Im Vorfeld der Einführung des Katalysators wurde die Katalysatorpflicht für Kleinwagen aus verteilungspolitischen Bedenken diskutiert (vgl. Wicke 1993); in der Diskussion um die Ökologische Steuerreform wurden Lösungen zur Abfederung erwarteter negativer Auswirkungen im Raumwärmemarkt (vgl. Lehr 1999) auf nicht-rentenversicherungspflichtige (und somit nicht entlastete) untere Einkommensgruppen, wie Sozialhilfeempfänger, Arbeitslose und nicht zuletzt die Rentner selbst, gefunden. Konkreter auf die Förderung Erneuerbarer Energien bezogen, stellt sich die Frage, wie die Kosten der Förderung verteilt werden, wie die Lasten der Einspeisung zu verteilen sind und wie die indirekten Nutzen wie die Schaffung neuer Arbeitsplätze zum Beispiel regional verteilt sind. Werden die Kosten über eine Umlage gleichmäßig auf den Stromverbrauch verteilt, wie es zurzeit der Fall ist, lässt sich fragen, ob nicht die unteren Einkommensgruppen relativ stärker belastet werden, zumal sie auch weniger in der Lage sind, steigende Energiekosten durch Investitionen in Energieeffizienz zu kompensieren. Eine regionale „Verteilungswirkung“, die in eine Verteilung der Einkommen mündet, ist die Bevorzugung bestimmter Standorte durch ein Förderinstrument. So hat die texanische Quotenregelung zu einem starken Ausbau der günstigsten Windstandorte geführt, mit einer Konzentration der positiven und negativen Wirkungen dieses Ausbaus. Die frühere Regelung des deutschen Stromeinspeisungsgesetzes führte ebenfalls zu einem regionalen Schwerpunkt bei der Windenergie in Norddeutschland. Nicht zuletzt wird vor dem Hintergrund des Nachhaltigkeitsziels von einer intragenerationalen Verteilungsgerechtigkeit und einer internationalen Verteilungsgerechtigkeit (vgl. Simonis 2001) gesprochen. Von diesen beiden Aspekten kann die Instrumentenwahl eher letzteren beeinflussen, denn die Förderung kann langfristig Auswirkungen auf den Zugang von Entwicklungsländern zu den Technologien zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien haben.

Für die Ausgestaltung der Förderpolitik sind Verteilungsfragen in mehrerer Hinsicht von Bedeutung. So kann z.B. versucht werden, durch eine kostenorientierte Differenzierung der Förderung sogenannte Mitnahmeeffekte zu verringern. Dadurch werden förderbedingte Verkäuferrenten und damit die finanzielle Belastung der Stromverbraucher begrenzt. Hiermit wird letztlich dem Kriterium der Fördermitteleffizienz Rechnung ge-

tragen, dessen Bedeutung allerdings in der ökonomischen Literatur umstritten ist (vgl. hierzu z.B. Lienert, Wissen 2006).

Weitere Verteilungsaspekte betreffen u.a. die Behandlung von Härtefällen im Umlageverfahren (besondere Ausgleichsregelung im EEG), die Lastenverteilung zwischen Netzbetreibern (ÜNB, VNB) und die Kostenaufteilung zwischen Anlagen- und Netzbetreibern. Solche Verteilungsfragen sind nicht zuletzt mit Blick auf die Akzeptanz der Förderpolitik von wesentlicher Bedeutung.

#### **1.3.1.4 Durchsetzbarkeit**

Letztlich kann oftmals zwischen verschiedenen nach den obigen Kriterien gleichwertigen Instrumenten das Kriterium der politischen Durchsetzbarkeit entscheiden. Dieses Kriterium leitet sich ab aus der Analyse der Interessenslagen der verschiedenen wirtschaftspolitischen Akteure oder kollektiv handelnder Gruppen, wie Wähler, Verwaltungen, Parteien oder Interessensgruppen. Vor diesem Hintergrund sucht die Neue Politische Ökonomie (NPÖ) Erklärungen für beobachtetes Staatsverhalten und ein beobachtetes Regulierungsmuster. Sie setzt sich somit als positive Theorie nicht mit dem auseinander, was sein sollte, wie es die normativen Ansätze der vorherigen Abschnitte leisten, sondern beschreibt, welche Interessenslagen dem beobachtbaren Zustand zugrunde liegen können. Hierbei werden Erkenntnisse der Mikroökonomie, z.B. über nutzenmaximierendes Verhalten, auf die Analyse der Funktionsweise von politischen Prozessen bzw. des Staates angewendet; d. h. es wird den Politikern und Bürokraten ein eigenütziges Verhalten unterstellt. Im grundlegenden Ansatz der Demokratietheorie nach Downs (1957) wird das Verhalten von Politikern und Wählern in einer repräsentativen Demokratie beschrieben. Der Politiker strebt nach Macht, Ansehen und Einkommen und erreicht dies, indem er seine Wiederwahl sichert und zum Stimmenmaximierer wird. Der Wähler maximiert den Nutzen, den er von seiner Wahlbeteiligung erhält, indem er die Partei wählt, die seinen eigenen Zielen am nützlichsten ist. In diesem einfachsten Modell würden gerade die Parteien gewählt, die den Gesamtnutzen aus Wählern und Politikern maximieren (vgl. Böckem 1999). Allerdings bestehen erhebliche Informationsunterschiede bei Wählern und Politikern, sodass Politikern große Entscheidungsspielräume zur Verfügung stehen. Dadurch kann der Politiker seinen Nutzen durch geschickte Ausgestaltung seiner Politik maximieren, indem er beispielsweise gut sichtbare positive Maßnahmen durchführt und mit Einschnitten verbundene Maßnahmen über breite Bereiche ohne Informationskoordination streut (vgl. Meyer-Krahmer 1979).

Da jedes Instrument mit einem gesetzgeberischen Prozess verbunden ist, werden im Vorfeld dieser Gesetzgebung von den verschiedenen Gruppierungen Bestrebungen aus-

gehen, die maximale Rente für sich zu erzielen und den Gesetzgebungsprozess in ihrem Sinne zu beeinflussen. Dabei kommt den weiter oben angesprochenen Verteilungsaspekten eine besondere Bedeutung zu. Wenn das geplante Instrument eine politisch machtvolle Gruppe benachteiligt, wird es auf massiveren Widerstand stoßen als bei einer wenig organisierten Gruppe, wie etwa den Verbrauchern im Allgemeinen. Je weniger organisiert eine Interessensgruppe ist, desto unvollständiger sind typischerweise auch ihre Informationen, was zu erheblichen diskretionären Spielräumen bei der Politik führt. Dies bedeutet, dass die mit der Durchführung einer Maßnahme verbundenen Kosten nach Möglichkeit erst später anfallen und sich auf eine große Anzahl Betroffener verteilen sollten (vgl. Folkers 1994).

Die Wähler hingegen werden Maßnahmen an den Wahlurnen honorieren, die erhebliche Verbesserungen bedeuten, aber geringfügige Belastungen des eigenen Budgets, sei es dass sie leicht zu hinterziehen sind, sei es, dass sie überwiegend anderen Akteuren angelastet werden. Der Wähler ist von einem Instrument zur Förderung Erneuerbarer Energien als Bürger, aber auch als Produzent betroffen. Als Bürger neigt er zu Ansätzen, die das Verursacherprinzip stärken, als Produzent wird er dem Gemeinlastprinzip den Vorrang geben und hierfür seinen Einfluss geltend machen, eine Strategie die sich auf die Produzenten vertretenden Interessenverbände fortsetzt. Darüber hinaus werden Interessenverbände zunächst versuchen, in der Vergangenheit eingeschlagene Technologiepfade beizubehalten. Straubhaar und Schmidt (2006) ziehen diese Überlegungen heran um den Fortbestand der Steinkohlesubventionierung aus den „historisch gewachsenen Pfadabhängigkeiten und den eng geflochtenen Interessensgeflechten (...)“ abzuleiten.

Gewerkschaften haben stärker den Erhalt der Arbeitsplätze im Blick. Daher werden Gewerkschaften im Bereich fossiler Energien der Förderung Erneuerbarer Energien vor allem dann zustimmen, wenn damit positive Beschäftigungseffekte verbunden sind. Bereiche wie der Agrar- und Baubereich dürften eher zu den Unterstützern der Förderung Erneuerbarer Energien zählen, da sie hiervon direkt wirtschaftlich profitieren können.

Die Sicht der NPÖ wirft ein neues Licht auf die derzeitige Förderpraxis. So spiegelt die erhebliche Förderung der Photovoltaik die breite Zustimmung zu dieser Technologie in der Bevölkerung wider. Photovoltaikanlagen sind einerseits gut sichtbar, vermitteln eine umweltbewusste Einstellung des Nutzers und integrieren sich doch gut in die bestehende Umwelt. Die Bürger kennen die Technologie aus Klein- und Kleinstanwendungen, sodass wenige Hemmnisse bestehen.

Die Sichtweise der NPÖ kann somit erheblich zu einem Verständnis der Durchsetzbarkeit eines zur Förderung Erneuerbarer Energien gewählten Instruments beitragen und

die Bewertung eines Instruments nach diesem Kriterium unterstützen. Außerdem wird damit die Bedeutung der politischen und gesellschaftlichen Akzeptanz betont, die flankierend durch Aufklärung und Meinungsbildung gefördert werden kann.

Neben der ausreichenden Akzeptanz der Förderpolitik ist auch die Praktikabilität der einzelnen Förderregelungen eine wichtige Voraussetzung für die Durchsetzbarkeit. Dabei ist zu beachten, dass theoretisch als optimal erscheinende Instrumente z.B. aufgrund von unvollständiger Information nicht unmittelbar auf die Praxis übertragen werden können. Deshalb kommen für die politische Umsetzung in der Regel „zweitbeste“ Lösungen in Betracht.

### **1.3.2 Weitere Kriterien und Erfolgsfaktoren**

Neben diesen aus der Umweltökonomie abgeleiteten Kriterien gibt es eine Reihe zusätzlicher Anforderungen, die sich aus der politikwissenschaftlichen Diskussion der Umweltpolitik und des Einflusses umweltpolitischer Instrumente auf die Innovations-, Forschungs- und Entwicklungstätigkeit sowie die Führung von Innovationen zur Marktreife ableiten lassen. Die Policy-Analyse als Teil der Politikwissenschaften untersucht die Inhalte der Staatstätigkeit, wobei bei einem ihrer Zweige - der Evaluationsforschung - insbesondere die empirische Bewertung der Wirksamkeit politischer Maßnahmen im Vordergrund steht. Die Erfolgsbedingungen für innovative Umwelttechniken machen hierbei einen eigenen Zweig dieser Forschungsrichtung aus. Zentrale Erfolgsfaktoren betreffen vor allem den institutionellen Kontext, die Akteurskonstellation, das Politiklernen sowie den Politikstil (Jänicke 1997). Eine der zentralen Annahmen steht im Gegensatz zu der in der Ökonomie lange Zeit vertretenen Möglichkeit der Feinsteuerung in der Umweltpolitik, die einem klassischen Top-Down Ansatz folgt. Vielmehr wird erwartet, dass erfolgreiche Umweltpolitik einem dynamischen Prozess unter komplexen Handlungsbedingungen gleicht.

Methodisch ähnelt ein solcher Policy-Ansatz dem der Innovationsforschung; während diese unternehmenszentriert arbeitet, lässt sich jener als politikzentriert beschreiben. Beiden gemeinsam ist der ex-post Ansatz, der in letzter Zeit auch zunehmend Bottom-Up ausgerichtet ist, also von den Wirkungen auf die Ursachen schließt. Einige Elemente dieser innovationsorientierten Policy-Forschung sind auch als Kriterien einer erfolgreichen Förderpolitik zum Ausbau Erneuerbarer Energien von Bedeutung, da es hier letzt-

endlich um die Anreizwirkungen auf Innovationstätigkeit und die weitere Diffusion von Innovationen im Bereich Erneuerbarer Energien geht<sup>6</sup>.

Ein wesentlicher und in der umweltökonomischen Diskussion nicht berücksichtigter Aspekt ist der Politikstil. Es hat sich in vielen Fallstudien erwiesen<sup>7</sup>, dass ein kalkulierbarer, verlässlicher und kontinuierlicher Politikstil unabdingbar ist. Potentielle oder tatsächliche Investoren wollen verlässliche Rahmenbedingungen und absehbare Flankierungen. Die Policy-Analyse bietet hier den Begriff des Regulierungs- oder Politikmusters<sup>8</sup> an (Jänicke 1997, ebenfalls in einer breiteren Definition Cohen, Kamieniecki 1991). Ein Politikmuster umfasst das Instrumentengefüge, den Politikstil und den politischen Akteurs- und Handlungskontext. Es setzt sich aus den zum Einsatz kommenden Instrumenten zusammen, die zunächst natürlich den weiter oben entwickelten ökonomischen Kriterien genügen sollten. Darüber hinaus jedoch gilt nach diesem Ansatz eine Instrumentierung als innovationsfreundlich, wenn sie mehrere Instrumente in geeigneter Weise kombiniert und auf strategischer Planung und Zielbildung basiert. Dem Aspekt der Zielbildung kommt eine hohe Bedeutung im Gesamtzusammenhang eines förderlichen Politikmusters zu. Zielbildung setzt die Auseinandersetzung mit der Tatsache voraus, dass verschiedene Technologien auf ihrem Weg von der Pilotphase zur Marktreife in unterschiedlicher Weise unterstützt werden sollten und dass im Vorfeld oder begleitend zur Politiküberprüfung eine strategische Planung im Hinblick auf die festgelegten Ausbauziele erfolgt.

Eine Reihe von Elementen eines innovationsfreundlichen Politikmusters lässt sich in Erfolgsfaktoren für den Ausbau Erneuerbarer Energien übersetzen. So sollte eine Instrumentierung ökonomische Anreize setzen, mehrere Instrumente kombinieren, auf strategischer Planung und Zielbildung basieren und die notwendigen Innovationen als Prozess unterstützen und die verschiedenen Innovationsphasen berücksichtigen. Flankierend unterstützt ein Politikstil diese Instrumentierung, wenn er „dialogisch und konsensual“, „kalkulierbar, verlässlich und kontinuierlich“, „entschlossen, proaktiv und anspruchsvoll“, „lernoffen und flexibel in Bezug auf den Einzelfall“ sowie „management-orientiert und wissensbasiert“ ist (Jänicke 1999). Nicht zuletzt ist eine Akteurskonfiguration hilfreich, die eine Politikintegration horizontal und vertikal begünstigt, eine enge Vernetzung zwischen verschiedenen politischen Instanzen und zwischen ver-

---

<sup>6</sup> Zur Anwendung dieses Ansatzes aus der Innovationsforschung auf den Bereich der Windenergie vgl. Hemmelskamp (1999).

<sup>7</sup> Vgl. Klemmer et al. (1999).

<sup>8</sup> Wegen der unterschiedlichen Auffassungen des Begriffs „Regulierung“ (vgl. die Diskussion in Abschnitt 2.1) wird im weiteren Verlauf der Begriff „Politikmuster“ verwendet.

schiedenen Akteuren fördert und durch die Einbeziehung von „stakeholdern“ in Akteursnetzwerke dezentral vorhandenes Wissen und Motivation verfügbar macht (Jänicke 1997).

Ein weiteres, insbesondere den dynamischen Aspekt des Ausbaus Erneuerbarer Energien betonendes Kriterium ergibt sich aus der Sichtweise der evolutorischen Ökonomik auf die Entwicklungstätigkeit eines Sektors. Ein zentraler Begriff der evolutorischen Ökonomik ist die Anerkennung der Zeitirreversibilität und damit der Irreversibilität ökonomischer Entwicklungen. In Analogie zu den in der Natur beobachtbaren Neuerungsprozessen lässt sich die Entwicklung entlang eines Technologiepfads als Aufeinanderfolge von Variation und Selektion beschreiben. Die Variation ist der Neukombination von Inputs ähnlich, also am ehesten mit der Phase der Invention zu vergleichen. Die Selektion ist der Auswahlprozess, der die Durchsetzung einer „tauglichen“ Neuerung regelt (entsprechend der Diffusion).

Variation bedeutet somit Generierung von neuem Wissen i.d.R. durch Anwendung von Erfahrungstatbeständen, welche die Lösung von Problemen nach bestimmten Regeln ermöglichen, aber nicht garantieren. Die Auswahlmöglichkeiten bei diesem Prozess sind umso größer, je größer der Zugang zu Wissen ist. Deshalb verbreitern Netzwerke zwischen Forschungseinrichtungen und Unternehmen bzw. von Unternehmen verschiedener Branchen (entlang einer Produktkette, produktkettenübergreifend) den "Ideenpool" und erhöhen so die Chance auf die Entwicklung neuer Lösungen. Als wesentliche Determinanten der Generierung und Verbreitung neuen Wissens ergeben sich aus der evolutorischen Ökonomik also die „technologischen Chancen“, die Aneignungsbedingungen und die Marktnachfrage bzw. allgemeiner das Auswahlumfeld. Die Identifizierung solcher „Handlungsfenster“ oder "Windows of Opportunity“ könnte demnach entscheidend für die wirksame Gestaltung von Anreizen sein. Die hohen Informationsanfordernisse zur Entdeckung von Handlungsfenstern, die Unsicherheit in solchen Phasen sowie die Zukunftsoffenheit für Änderungen der Technologiepfade erschweren allerdings die Gestaltung und den zeitlich optimalen Einsatz von Instrumenten (wie z.B. direkter Forschungsförderung) und führen zur Empfehlung einer auf den Ordnungs- und Wettbewerbsrahmen konzentrierten Politik.

Die Ansätze der evolutorischen Ökonomik gehen von einer Interdependenz zwischen Innovation und Diffusion aus, etwa in dem Sinne, dass die Innovation die Diffusion vorantreibt, aber auch neue Linien für die Innovation durch die Diffusion bestimmt werden (Hodgson 1992). Somit hat eine förderliche Technologiepolitik vor allem das Ziel, den Feedback-Prozess, der aus der Diffusion hervorgeht, zu stimulieren. Aus evolutionsökonomischer Sicht lassen sich Erfolgsfaktoren zur Beschleunigung der Diffusi-

on entwickeln, darunter zum Beispiel die relative Überlegenheit einer Technologie gegenüber herkömmlichen Lösungen. Neben finanzökonomischen Aspekten (Rentabilität, Anfangsinvestition) fließen insbesondere im Konsumgüterbereich auch soziale Aspekte mit ein<sup>9</sup>. Auch die Komplexität der Technologie, bezogen auf die Anforderung an den potentiellen Anwender, die Technologie in ihren Eigenschaften, Funktionsweise und ihrer Anwendung gedanklich und praktisch zu durchdringen, birgt einen wichtigen Erfolgs- oder Misserfolgswert.

Wesentlicher Faktor bei der Bestimmung des gesellschaftspolitischen Umfelds ist die gesellschaftliche Einstellung und die Akzeptanz Erneuerbarer Energien durch die verschiedenen gesellschaftlichen Akteure. Reiche (2004) weist zwei gesellschaftliche Belief-Systeme nach, eines wird von der von ihm als ökonomische Koalition bezeichneten Gruppe gehalten und das andere von der ökologischen Koalition. Von der Beobachtung des politischen Regulierungsmusters und der zum Einsatz kommenden Maßnahmen leitet Reiche ab, dass in Deutschland die ökologische Koalition die dominante ist.

Umfragen zur Akzeptanz von Erneuerbaren Energien haben ferner ergeben, dass 74 – 83 % der Bevölkerung einen Energiemix für die Zukunft erwarten, der durch einen hohen Anteil an Erneuerbaren Energien gekennzeichnet ist (vgl. Allensbach 2003, nach Reiche 2004, S. 204f.). 52 % der Bundesbürger gehen von einem überwiegenden Beitrag der Sonnenenergie in 20-30 Jahren aus, 55 % nennen die Windenergie und etwa 50 % die Wasserkraft. Für Kernenergie als Hauptenergieträger sprechen sich 19 % der Bundesbürger aus, für Erdgas 31 % und für Erdöl nur 15 %.

Die Akzeptanz eines Pfadwechsels hin zu einem Energiemix, der einen wesentlichen Anteil Erneuerbarer Energien enthält, ist jedoch nicht nur in der betroffenen Bevölkerung zu untersuchen. Wirtschaftsunternehmen werden von einer solchen Pfadänderung, sei es in den stromintensiven Branchen durch eine Änderung der Preise oder direkt in den Energieversorgungs- und Netzbetreiberunternehmen durch eine Änderung des Kraftwerksparks, betroffen sein. Verstärkte Investitionen in Erneuerbare Energien stellen gewissermaßen entgangene Investitionen in konventionelle Kraftwerke dar, insbesondere, wenn man – wie in Abbildung 1-1 - einen in der Zukunft durch zusätzliche Effizienzbemühungen abnehmenden Stromverbrauch unterstellt. Zu den Auswirkungen eines Ausbaus der Erneuerbaren Energien auf die Versorgungsleistung, den Kraftwerkspark und die Regel- und Ausgleichsenergie (Kapazitätseffekt) gibt es etliche Simulationsstudien, die auf kostenorientierter Kraftwerkseinsatzoptimierung beruhen. Bei

---

<sup>9</sup> Wie etwa im Bereich der Konsumgüter der Wert des Erwerbs für den sozialen Status des Verbrauchers, der zum Beispiel beim Erwerb einer Photovoltaikanlage eine „grüne“ Lebenseinstellung symbolisiert.



einem erheblichen Ausbau der Erneuerbaren Energien könnten neue Speichertechniken und neue regelbare Kraftwerke notwendig werden (vgl. Quaschnig 1999). Des Weiteren untersucht z.B. Nabe (2006) die Möglichkeiten und Chancen, die die Bereitstellung von Regelleistung bei einer stärkeren Integration beinhaltet (vgl. auch DENA-Netzstudie 2004). Die Förderpolitik kann auf Dauer nur erfolgreich sein, wenn sie die Anforderungen der elektrizitätswirtschaftlichen Integration ausreichend berücksichtigt.

#### **1.4 Klassifikation von Instrumenten**

In der Politikanalyse erfolgt üblicherweise eine Untergliederung in Ziele, Träger und Instrumente der Politik. In diesem Abschnitt sollen Klassifizierungen von politischen Instrumenten bzw. Maßnahmen betrachtet werden. Dabei werden die Eingriffsmöglichkeiten der Politikträger generell als Instrumente bezeichnet, die sich nach verschiedenen Kriterien kategorisieren lassen. Unter einer politischen Maßnahme versteht man in diesem Zusammenhang die Anwendung eines Instrumentes mit einer bestimmten Dimensionierung oder Dosierung mit einem konkreten zeitlichen und räumlichen Bezug. Dabei ist zu beachten, dass es bei politischen Entscheidungen häufig um die Kombinationen unterschiedlicher Maßnahmen geht (Maßnahmenbündel).

In der energiepolitischen Diskussion werden häufig auch bestimmte Änderungen der Energienachfrage oder der Struktur des Energiesystems als Maßnahmen bezeichnet (z.B. Energieeinsparung in der Industrie, stärkere Nutzung Erneuerbarer Energien, verstärkte Wärmedämmung, Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung). Es handelt sich hierbei allerdings in der Regel nicht um politische Maßnahmen, sondern um Aktivitäten von privaten Produzenten oder Konsumenten, die durch die Politik beeinflusst werden sollen. In diesem Sinn können solche technischen Maßnahmen bzw. Verhaltensänderungen eher als (Zwischen-) Ziele der Politik aufgefasst werden. Abgesehen von unmittelbar staatlichen Aktivitäten wie öffentlichen Investitionen in die Infrastruktur dienen politische Maßnahmen im Allgemeinen dazu, politische Ziele bzw. Strategien mittelbar umzusetzen, indem das Verhalten von Privaten z.B. durch Vorgaben oder Anreize beeinflusst wird.

Bei der Beurteilung von bestimmten politischen Maßnahmen sollte jeweils möglichst konkret benannt werden, wer Initiator und wer Träger der Maßnahme ist, welche Ziele verfolgt werden, welche politischen Instrumente zum Einsatz kommen, wie die Maßnahmen dosiert sind, welche Zielgruppen, Sektoren oder Techniken unmittelbar betroffen (belastet oder begünstigt) werden, welchen räumlichen und zeitlichen Bezug die Maßnahme hat und in welchem Umsetzungsstadium sich die Maßnahme befindet. Hierbei sind in der Regel auch komplementäre oder substitutive Beziehungen zu anderen Maßnahmen zu berücksichtigen.

Für die Klassifikation von energie- und umweltpolitischen Instrumenten liegt keine einheitliche Systematik vor, da der Kategorisierung von Instrumenten unterschiedliche Kriterien zugrunde liegen können. In Abhängigkeit von solchen Kriterien können Instrumente u.a. nach folgenden Kategorien unterschieden werden:

- nach den verfolgten Zielen: z.B. Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit oder spezieller: z.B. Emissionsreduktion, Energieeffizienzsteigerung, Energieträgersubstitution, technologischer Fortschritt,
- nach dem Träger der Maßnahme: z.B. internationale Organisationen, Europäische Union, Bund, Land, Kommunen, private Unternehmen oder Einrichtungen,
- nach der nationalen Abgrenzung bzw. Abstimmung: z.B. nationale Instrumente (wie ökologische Steuerreform), europäische Instrumente (wie Mindeststeuersätze, europäischer Emissionshandel) und internationale Instrumente (wie Clean Development Mechanism, Joint Implementation, Internationaler Emissionshandel nach dem Kyoto-Protokoll),
- nach dem sektoralen Bezug: sektorüberreifende und auf einzelne Sektoren (z.B. Energiewirtschaft, Industrie, Haushalte, Verkehr oder Gewerbe, Handel, Dienstleistungen) bezogene Instrumente,
- nach dem technologischen Bezug: allgemein wirksame Instrumente z.B. zur Verminderung der Emissionen und spezielle Instrumente zur Förderung bestimmter Technologielinien wie Systeme zur Nutzung Erneuerbarer Energien, Kraft-Wärme-Kopplung, Wärmedämmung, energiesparende Kraftfahrzeuge,
- nach dem Entwicklungsstadium der zu fördernden Technologien: Forschung und Entwicklung, Demonstration, Markteinführung, Marktverbreitung,
- nach dem Grad der Flexibilität: starre ordnungsrechtliche Vorgaben (Ge- oder Verbote) oder Kompensationsmöglichkeiten und finanzielle Anreize,
- nach der Eingriffsintensität: „weiche“ Instrumente wie Informationskampagnen, Bildung, Appelle und „harte“ Instrumente wie Ordnungsrecht oder staatliche Abgaben (dies entspricht häufig der Unterscheidung von qualitativen und quantitativen Instrumenten),
- nach der Anreizrichtung: „belohnende“ Instrumente (z.B. Emissionsgutschriften, Steuererleichterungen) und „bestrafende“ Instrumente (z.B. Steuern, Emissionszertifikate),

- nach der Abhängigkeit vom Staatsbudget: budgetabhängige (fiskalische) Instrumente (z.B. staatliche Zuschüsse) und budgetunabhängige Instrumente (z.B. EEG),
- nach der Nutzung von Marktmechanismen: marktschaffende Instrumente (Zertifikate), marktregulierende Instrumente (z.B. Mindestpreise oder Mengen), marktunterstützende Instrumente (Information) und außermärkliche Instrumente (Ordnungsrecht),
- nach der Steuerungsgröße im Markt: preisorientierte Instrumente (EEG, Bonus) und mengenorientierte Instrumente (Emissionszertifikate, grüne Zertifikate, Ausschreibungen).

Die politischen Instrumente können nach solchen Kriterien jeweils systematisch klassifiziert werden. Unter Berücksichtigung des Kriteriums der Eingriffsintensität des Staates in das Wirtschaftsgeschehen kann z.B. folgende Unterteilung vorgenommen werden:

- ordnungsrechtliche Instrumente (Ver- und Gebote, Auflagen),
- preis- oder mengenpolitische Instrumente (Quoten, Preise, Tarife, Steuern),
- Subventionen (Steuererleichterungen, Finanzierungshilfen, Zuschüsse),
- Infrastrukturausbau (insbesondere Investitionen der Gebietskörperschaften),
- Forschungsförderung (insbesondere finanzielle Projektförderung),
- Information (Beratung, öffentliche Information, berufliche Fortbildung),
- freiwillige Selbstverpflichtungen z.B. der Wirtschaft

**Tabelle 1-2: Typen politischer Instrumente**

<b>Instrumententyp</b>	<b>Erläuterung, Beispiele</b>
Ökonomische Instrumente	Preis- und mengenpolitische Steuerungsmechanismen, Umweltabgaben/-steuern, handelbare Zertifikate, handelbare Quoten, Mindestpreise, Tarifpolitik, Marktreform/-öffnung
Fiskalische Instrumente	Subventionen und öffentliche Infrastrukturausgaben, Zuschüsse, verbilligte Kredite, Steuererleichterungen, Staatliche Investitionen
Verpflichtungserklärungen	Freiwillige und verhandelte Selbstverpflichtungen, Vereinbarungen, von Wirtschaftsbereichen, Branchen oder Unternehmen
Ordnungsrechtliche Regelungen	Ordnungsrechtliche Vorschriften, Ver- und Gebote, technische Standards, Produktkennzeichnung
Information	Allgemeine Information und Beratung, Broschüren, Informationszentralen, Agenturen, Beratungsstellen
Bildung	Regelung und Förderung der Bildung, Aus-, Fort- und Weiterbildung
Forschung und Entwicklung	Förderung der Forschung, Entwicklung und Demonstration, Grundlagen- und anwendungsorientierte Forschung, Projektförderung
Andere	Andere Instrumente, Appelle, indikative Zielvorgaben bzw. Planung

Quellen: UNFCCC guidelines on reporting and review (FCCC/CP/1999/7, Febr. 2000); diese Guidelines enthalten keine Definitionen der einzelnen Typen. DIW u.a.: Politikszenerien für den Klimaschutz III. Jülich 2004. Dritter Nationalbericht der Bundesregierung (2002).

Für die Berichterstattung innerhalb der UN-Klimarahmenkonvention (UNFCCC) sind die in Tabelle 1-2 aufgeführten Typen von Instrumenten international vorgegeben.<sup>10</sup>

---

<sup>10</sup> „Type or types of policy or measure. Use, to the extend possible, the following terms: economic, fiscal, voluntary/negotiated agreements, regulatory, information, education, research, other;“ (FCCC/CP/1999/7, Febr. 2000).

Als ökonomische Instrumente können solche Instrumente angesehen werden, mit denen der Staat indirekt das Verhalten der Privaten durch preis- oder mengenpolitische Mechanismen steuert und dabei Marktmechanismen nutzt. Unter fiskalischen Instrumenten sind (in einem engeren Sinne) insbesondere solche Maßnahmen zu verstehen, mit denen der Staat mit öffentlichen Mitteln bestimmte Vorhaben finanziell fördert oder selbst durchführt. Selbstverpflichtungen können grundsätzlich unabhängig von staatlicher Politik abgegeben werden, sie stehen aber meist im Zusammenhang mit ihrer staatlichen Anerkennung hinsichtlich eines Verzichts auf andere Maßnahmen. Regelungen des Ordnungsrechts, mit denen bestimmte Handlungen vorgeschrieben oder verboten werden, sind durch eine besonders hohe Eingriffsintensität des Staates gekennzeichnet und geben den Privaten im Allgemeinen nur einen geringen Spielraum für Entscheidungen. Dagegen zählen Maßnahmen zur Verbesserung der Information und der Bildung zu den „weichen“ Instrumenten. Die staatliche Förderung im Bereich von Forschung und Entwicklung bezieht sich im Unterschied zu den anderen Instrumenten weniger auf die Beeinflussung aktueller Marktergebnisse oder Verhaltensweise als vielmehr auf die Erreichung von energie- und umweltpolitischen Zielen in der Zukunft. Zu der Kategorie anderer Instrumente kann insbesondere der Abbau von institutionellen Hemmnissen gezählt werden, aber z.B. auch politische Appelle.

Diese UNFCCC-Kategorisierung von Instrumententypen, die in den offiziellen Leitlinien nicht näher erläutert sind, wird von den meisten Vertragsstaaten in ihren Berichten zugrundegelegt.<sup>11</sup> Allerdings lassen sich die (geplanten, beschlossenen oder umgesetzten) Maßnahmen nicht immer eindeutig diesen Instrumententypen zuordnen. So werden zum Teil ähnliche Maßnahmen in den Länderberichten unterschiedlichen Typen zugeordnet. Eine eindeutige Zuordnung kann auch dadurch erschwert werden, dass Maßnahmenbündel beschrieben werden, die mehrere Instrumententypen umfassen. Dennoch können mit einer solchen Klassifikation zumindest wichtige Grundtypen von energie- und umweltpolitischen Instrumenten charakterisiert werden.<sup>12</sup>

## 1.5 Fazit

In diesem Kapitel wurde der Frage nachgegangen, wie sich die Förderung Erneuerbarer Energien und der hiermit verbundene Eingriff in den Markt ordnungspolitisch und ökonomisch begründen lässt, welche Ziele mit der Förderung Erneuerbarer Energien ver-

---

<sup>11</sup> Vgl. FCCC/SBSTA/2002/INF. 13.

<sup>12</sup> Die Klassifikation der Instrumente nach UNFCCC unterscheidet sich von der Klassifikation der IEA Policy and Measures Database (Fiscal, Policy Processes and Outreach, RD&D, Regulatory Instruments, Tradable Permits, Voluntary Agreements), [www.iea.org/textbase/pamsdb/search.aspx?mode=cc](http://www.iea.org/textbase/pamsdb/search.aspx?mode=cc). Eine wiederum andere Typisierung liegt der Analyse der IPCC (2001) zugrunde.

bunden sind und welche Instrumente zum Einsatz kommen. Darüber hinaus galt es vor allem die Kriterien eines sinnvollen Instrumenteneinsatzes zur Förderung Erneuerbarer Energien zu klären. Diese Kriterien werden bei dem in Kapitel 3 folgenden Instrumentenvergleich angelegt und dienen dort als Ausgangspunkt.

Neben den klassischen ökonomischen Kriterien der statischen und der dynamischen Effizienz lässt sich die Frage nach der „ökologischen Effizienz“, d.h. der Treffsicherheit eines Instruments stellen. Diese Eigenschaft charakterisiert den Umfang und die Geschwindigkeit der ökologisch bestimmten Zielsetzung durch den Einsatz eines Instruments. Diese Eigenschaft der Treffsicherheit lässt sich erweitern auf das ganze Spektrum der Ziele, denn wie in diesem Kapitel gezeigt werden konnte, wird mit dem Ausbau Erneuerbarer Energien ein ganzes Bündel von unter anderem auch industriepolitischen Zielen verfolgt.

Der Erfolg und somit die Zielerreichung hängt von einer Reihe weiterer Kriterien und Erfolgsfaktoren ab. So sind regionale und soziale Verteilungseffekte bei der Durchsetzung einer Maßnahme zu berücksichtigen. Regionale Verteilungseffekte können beispielsweise dann entstehen, wenn der Nutzen der Förderung in einer anderen Region entsteht als die Lasten. Mit entsprechenden Ausgleichsregelungen lassen sich derartige Effekte begrenzen. Unerwünschte soziale Verteilungseffekte wiederum entstehen bei der Belastung solcher wirtschaftlicher Aktivitäten, die im Budget unterer Einkommensgruppen einen überdurchschnittlichen Umfang einnehmen und keine kurzfristigen Ausweichreaktionen zulassen, wie etwa bei der Raumwärmebereitstellung. Darüber hinaus ist bei Ausgleichsregelungen darauf zu achten, dass die stärker belasteten Gruppen auch in den Genuss des Ausgleichs kommen. Steuerlicher Ausgleich beispielsweise schließt Rentner, Arbeitslose und Studierende von einem solchen Ausgleich aus. Verteilungseffekte können neben anderen Faktoren die Durchsetzbarkeit eines Förderinstruments beeinflussen. Insgesamt hat sich gezeigt, dass sich ein langfristig angelegtes, vorhersehbares Instrumentarium, das dennoch im gewissen Umfang Flexibilität zulässt, als besonders wirksam erweist. Als erhebliches Hemmnis erweisen sich dagegen Stop-and-Go-Politiken, selbst im Bereich der Förderung. Der Informationsaufwand und die mangelnde Vorhersagbarkeit führen dann zu einem verminderten Ausbau Erneuerbarer Energien.

Um auch in Zukunft den Ausbau Erneuerbarer Energien weiterhin zu stärken, darf von einer eigenständigen Förderung Erneuerbaren Energien nicht abgewichen werden. Insbesondere in den noch weit von der gewünschten Entwicklung abweichenden Bereichen der Wärme und des Transports kann mit den Instrumenten zur Klimaschutzpolitik und CO<sub>2</sub>-Minderung allein kein ausreichender Einsatz Erneuerbarer Energien angereizt wer-

den. Zwar schaffen Effizienzbestrebungen im Gebäudebereich die ideale Voraussetzung den verringerten Restwärmebedarf aus Erneuerbaren Quellen zu decken, aber die Nutzung dieser Quellen bedarf zusätzlicher Anreize. Aber auch im Stromsektor muss die Entwicklung eines breiten Mix, der die Basis einer zukünftigen diversen Energieversorgung darstellen soll, gesondert gefördert werden.

## 2. Förderung und Regulierung

In diesem Kapitel wird untersucht, in welchem Verhältnis die Förderung von Strom aus Erneuerbaren Energien zur Regulierung im Elektrizitätsbereich steht und welche Implikationen sich aus der ökonomischen Theorie der Regulierung sowie aus der nun auch in Deutschland eingeführten staatlichen Netzregulierung für die Weiterentwicklung der Förderpolitik ergeben können. Im Einzelnen stehen dabei die folgend drei Fragen im Vordergrund:

- Inwiefern stellt die Förderung Erneuerbarer Energien durch preis- oder mengenorientierte Instrumente eine Regulierung im Strommarkt dar?
- Welche Lehren können aus der ökonomischen Theorie der Regelung und den bisherigen Regulierungserfahrungen für die Weiterentwicklung der Förderpolitik gezogen werden?
- Welche Wechselbeziehungen bestehen zwischen der Stromnetzregulierung und der Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien?

Dazu ist zunächst vor allem begrifflich zu klären, inwieweit die Förderpolitik selbst als eine Form der Regulierung anzusehen ist. Anschließend werden Grundzüge der wirtschaftswissenschaftlichen Theorie der Regulierung von Netzindustrien und die Einführung der Netzregulierung in Deutschland dargestellt, wobei insbesondere der Aspekt der Anreizregulierung hervorzuheben ist. Darüber sind einige Wechselbeziehungen zwischen Netzregulierung und Förderpolitik zu beachten, die sich auch in Anpassungen des rechtlichen Rahmens zeigen. Vor diesem Hintergrund sollen Unterschiede und Gemeinsamkeiten von marktregulierender Förderpolitik und Netzregulierung identifiziert und Schlussfolgerungen für die künftige Politik abgeleitet werden.

### 2.1 Begriffliche Abgrenzungen

Das Spektrum staatlicher Eingriffe in das Wirtschaftsgeschehen reicht von der übergreifenden ordnungspolitischen Rahmensetzung bis hin zu detaillierten prozesspolitischen Vorgaben für einzelne Unternehmen oder der unmittelbaren Durchführung wirtschaftlicher Aktivitäten durch den Staat selbst. Geht man grundsätzlich davon aus, dass wirtschaftliche Vorgänge in der Regel besser durch dezentrale, private Entscheidungen und deren Koordination durch Märkte als durch den Staat gesteuert werden, dann können staatliche Interventionen insbesondere in solchen Fällen gerechtfertigt sein, in denen



Gründe für ein „Marktversagen“ vorliegen und dabei aber gleichzeitig ein „Staatsversagen“ vermieden werden kann.<sup>13</sup>

Staatliche Eingriffe und Regelungen auf dem Strommarkt beruhen wesentlich auf zwei unterschiedlichen Gründen für Marktversagen, nämlich zum einen auf externen Effekten, die insbesondere vom Bereich der Stromerzeugung ausgehen können, und zum anderen auf natürlichen Monopolen, die vor allem im Netzbereich (Stromübertragung und -verteilung) bestehen können. Während die Förderpolitik zu Gunsten Erneuerbarer Energien auf die Verminderung externer Kosten konventioneller Stromerzeugung zielt, erfordert die Kontrolle natürlicher Monopole eine unmittelbare Regulierung der Netzbetreiber.

Im Zuge der Liberalisierung des europäischen Strommarktes haben sich die Bedingungen für Netzzugang und Netznutzung geändert. So ist mit der Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes 2005 auch in Deutschland ein regulierter Netzzugang eingeführt worden, der den verhandelten Netzzugang ersetzt. Die Bundesnetzagentur ist als Regulierungsbehörde insbesondere für die Genehmigung der Netzentgelte zuständig, die angemessen, diskriminierungsfrei und transparent sein sollen. Diese Regulierung erfolgt zunächst auf der Grundlage einer kostenorientierten Entgeltbindung, wobei sowohl die Kosten des einzelnen Unternehmens als auch die Kosten strukturell vergleichbarer Netzbetreiber berücksichtigt werden. Darüber hinaus wird nun auch in Deutschland ein System der Anreizregulierung (wie z.B. in Großbritannien oder Norwegen) vorbereitet, in dem für eine Regulierungsperiode Preis- oder Erlösobergrenzen gemäß einer dynamischen Anpassungsformel vorgegeben werden (vgl. Bundesnetzagentur 2006).

Diese Regulierung überlappt sich mit anderen staatlichen Einflüssen auf dem Strommarkt wie der speziellen Förderung Erneuerbarer Energien. Deshalb müssen u.a. bei der Netzregulierung die Wirkungen des EEG beachtet werden.

Ein fundamentaler Unterschied zwischen der Netzregulierung und preis- oder mengenpolitischen Maßnahmen zur Förderung Erneuerbarer Energien besteht darin, dass sich die Netzregulierung auf einzelne Unternehmen richtet, während sich Preisregelungen oder Quoten auf Marktregeln beziehen, die weitgehend unabhängig von den Bedingungen einzelner Unternehmen gelten. Es handelt sich insofern im Unterschied zu einer Unternehmensregulierung, die fehlenden Wettbewerb kompensieren soll, um eine marktregulierende Förderpolitik, mit der versucht wird, den Marktmechanismus zumindest teilweise zu nutzen, um zusätzliche Anreize für die Nutzung Erneuerbarer Energien zu geben.

---

<sup>13</sup> Vergleiche Kapitel 1.1

Trotz dieses wesentlichen Unterschieds sind aber auch gewisse Gemeinsamkeiten der marktregulierenden Förderpolitik und der Anreizregulierung im Netzbereich nicht zu verkennen. In beiden Fällen steht der Staat vor der Aufgabe, unter unvollständiger Information - insbesondere über individuelle Kosten – wirksame Anreize für weitere Kostensenkungen zu geben, die jeweils in der Möglichkeit bestehen, vorübergehend Gewinne zu realisieren.

In der Diskussion über den Umfang und die Intensität des Staatseinflusses wird der Begriff der Regulierung in unterschiedlichen Bedeutungen gebraucht. Nach einem sehr weiten Begriff werden hierunter häufig alle staatlichen Vorgaben verstanden, die den Handlungsspielraum von Privaten einengen können. Dagegen wird in einem engeren Sinne von einer wirtschaftlichen Regulierung gesprochen, wenn der Staat - über allgemeine Rahmenseetzungen und Vorgaben hinausgehend - hoheitlich in die Gewerbe- und Vertragsfreiheit von einzelnen Unternehmen in bestimmten Sektoren eingreift und diese Unternehmen einer Wirtschaftsaufsicht unterstellt.

Es ist auch zu beachten, dass das englische Wort *regulation* im Sinne von Regelung, Vorschrift oder Verordnung auch andere Bedeutungen hat als das deutsche Wort Regulierung. Im EU-Recht werden derzeit als *regulations* (Verordnungen) solche rechtlichen Instrumente bezeichnet, die in allen ihren Teilen verbindlich sind und unmittelbar in jedem Mitgliedstaat gelten; sie unterscheiden sich dadurch von Richtlinien (*directives*), die die Mitgliedstaaten binden und von diesen in nationales Recht umgesetzt werden müssen. In der noch zu ratifizierenden Europäischen Verfassung ist eine geänderte Typologie vorgesehen. Danach werden Gesetzgebungsakte in europäische Gesetze (*laws*, bisher *regulations*) und europäische Rahmengesetze (*framework laws*, bisher *directives*) unterteilt, während als Verordnungen (*regulations*) dann Rechtsakte zur Umsetzung von europäischen Gesetzgebungsakten bezeichnet werden.<sup>14</sup>

Auch unabhängig von der jeweiligen rechtlichen Bedeutung einer *regulation* kann die Verwendung des Begriffs auch von landesspezifischen Regelungen abhängen. So ist z.B. in den USA die Environment Protection Agency für „Umweltregulierung“ (*environmental regulation*) im Sinne von Umweltvorschriften zuständig.<sup>15</sup> Regulation wird dort abgegrenzt zu alternativen Instrumenten wie freiwilligen Programmen, ökonomischen Anreizen (Emissionsabgaben, Emissionszertifikaten, Subventionen und Haftungsregeln), Kooperationen z.B. in der Forschung und im Informationsaustausch sowie technischen Unterstützungsmaßnahmen. Regulierung bezieht sich nach einer solchen

---

<sup>14</sup> Vgl. <http://europa.eu.int/scadplus/glossary>

<sup>15</sup> Vgl. <http://www.epa.gov/regulations/>

Abgrenzung in erster Linie auf ordnungsrechtliche Maßnahmen, die den Regulierten ein bestimmtes Verhalten oder bestimmte Ergebnisse vorschreiben oder verbieten („command and control“).

Im Folgenden wird unter Regulierung im engeren Sinne insbesondere die behördliche Aufsicht über einzelne Unternehmen verstanden, während preis- oder mengenorientierte Instrumente zur Förderung Erneuerbarer Energien im weiteren Sinne als marktregulierende Förderpolitik bezeichnet werden.

## **2.2 Wirtschaftswissenschaftliche Grundlagen der Regulierung**

### **2.2.1 Natürliche Monopole und deren Regulierungsbedarf**

Aus der Sicht der Wirtschaftstheorie kann eine Regulierung von Unternehmen insbesondere dann erforderlich sein, wenn die Voraussetzungen für ein natürliches Monopol vorliegen und der Wettbewerb in Folge dessen möglicherweise keine befriedigenden Marktergebnisse hervorbringen kann.<sup>16</sup>

Von einem natürlichen Monopol spricht man, wenn die Gesamtnachfrage kostengünstiger durch einen Anbieter als durch mehrere Anbieter befriedigt werden kann. Theoretisch wird dies mit Hilfe subadditiver Kostenfunktionen beschrieben. Eine Kostenfunktion  $C(q)$  heißt subadditiv bezogen auf die Menge  $q$ , wenn die Kosten für die Herstellung dieser Gesamtmenge niedriger sind als die Summe der Kosten bei getrennter Erzeugung durch mehrere Anbieter mit identischen Kostenfunktionen:

$$C(\Sigma q_i) < \Sigma C(q_i) \quad \text{Subadditivität der Kostenfunktion für } q = \Sigma q_i$$

Wenn die Durchschnittskosten  $C(q)/q$  mit zunehmender Produktionsmenge stets abnehmen, dann liegen unabhängig von der Produktionshöhe steigende Skalenerträge (economies of scale) und somit eine globale Subadditivität vor; die Durchschnittskosten sind dann stets höher als die Grenzkosten. Ein natürliches Monopol kann aber auch vorliegen, wenn die Durchschnittskosten erst fallen und ab einer bestimmten Menge wieder steigen, solange die Gesamtnachfrage relativ gering ist (Abbildung 2-1). Insofern stellen steigende Skalenerträge eine hinreichende, aber keine notwendige Bedingung für ein natürliches Monopol im Sinne der Subadditivität dar.

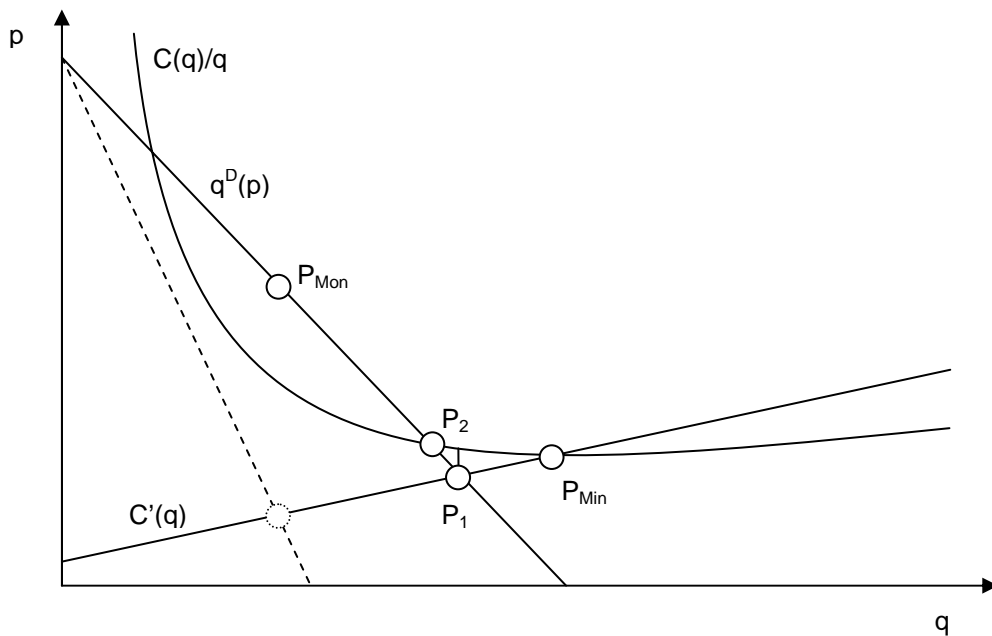
Im Fall eines Mehrproduktunternehmens ist die Bestimmung der Subadditivität weitaus komplexer (die Mengen  $q_i$  sind dann als Vektoren zu interpretieren). In diesem Fall müssen gewisse Größen- und Verbundvorteile (economies of scope) zusammenwirken,

---

<sup>16</sup> Vgl. zum Folgenden insbesondere Joskow (2005a, 2005b).

damit die gemeinsame Produktion in einem Unternehmen billiger ist als die getrennte Produktion (vgl. Sharkey 1982).

**Abbildung 2-1 Natürliches Monopol**



- $q^D(p)$  Nachfragefunktion
- $C'(q)$  Grenzkostenfunktion
- $C(q)/q$  Durchschnittskostenfunktion
- $P_{Min}$  Minimum der Durchschnittskosten
- $P_1$  Grenzkostenpreis (Grenzkosten = Nachfragepreis)
- $P_2$  Durchschnittskostenpreis (Durchschnittskosten = Nachfragepreis)
- $P_{Mon}$  Cournotscher Monopolpreis. Grenzkosten = Grenzerlös (gestrichelte Linie).

Monopolmärkte werden in Theorie und Praxis skeptisch beurteilt, da ein Monopolist die Marktstellung zu seinen Gunsten (und damit zu Lasten von potenziellen Konkurrenten, von Nachfragern bzw. der Allgemeinheit) ausnutzen kann. Diese Bewertung ist durch die Theorie angreifbarer Märkte (Baumol, Panzar, Willig 1982) relativiert worden, da die Marktstellung eines Anbieters durch potenzielle Konkurrenten eingeschränkt sein kann. Wenn der Marktzugang völlig frei ist und keine versunkenen Kosten entstehen, dann kann ein Monopolist gezwungen sein, einen Preis zu setzen, der ihm gerade einen Nullgewinn sichert (Punkt  $P_2$  in Abbildung 2-1). Bei einem Gleichgewichtspreis in Höhe der Durchschnittskosten kann er unter Umständen nicht von anderen Anbietern (mit gleichen Kosten) angegriffen werden, so dass sein natürliches Monopol stabil ist. In dieser Situation würde auf Dauer ein Monopol bestehen, ohne dass dies aber zu irgendwelchen Monopolproblemen führt. Unter speziellen Annahmen zeigt die Theorie an-

greifbarer Märkte somit, dass potenzieller Wettbewerb ausreichen kann, um selbst Monopolmärkte auch ohne Regulierung zu disziplinieren.

Die zugrunde liegende Annahme eines völlig kostenlosen Marktein- und -austritts ist allerdings insbesondere in Infrastrukturbereichen wie der Stromnetze nicht realistisch. In diesen Bereichen sind die relativ hohen Fixkosten im Wesentlichen als versunkene Kosten anzusehen (Weitzman 1983, Joskow 2005a), die eine bedeutende Asymmetrie zwischen aktuellen und potenziellen Anbietern verursachen. Für den aktuellen Anbieter stellen die versunkenen, nicht reversiblen Kosten keine Opportunitätskosten dar, er hat insofern einen Vorteil, der gegenüber Newcomern wie eine Eintrittsbarriere wirkt.

Der Bereich der leitungsgebundenen Energieversorgung zählt (neben dem Verkehrsreich, der Wasserversorgung und der Telekommunikation) zu den klassischen Bereichen in denen natürliche Monopole vermutet werden. Dabei zeigt sich bei näherer Betrachtung, dass nicht alle vertikale Stufen z.B. der Elektrizitätswirtschaft (Erzeugung, Transport, Verteilung, Vertrieb) gleichermaßen hiervon betroffen sind. Natürliche Monopole sind insbesondere im Bereich der Übertragungs- und Verteilungsnetze relevant, da eine Parallelverlegung von Leitungen zu hohen Zusatzkosten führen würde. Dagegen können die Bereiche der Erzeugung und des Vertriebs grundsätzlich wettbewerblich organisiert werden. Dieser Wettbewerb kann allerdings nur funktionieren, wenn die Bedingungen des Netzbereiches dies zulassen. Insofern wird die Netzinfrastruktur als monopolistischer Engpass (bottleneck) der Elektrizitätswirtschaft angesehen (vgl. Knieps 2003).

Ob in einem solchen Netzbereich der Zugang und die Entgelte staatlich reguliert werden sollen, hängt davon ab, ob unbefriedigende Ergebnisse des natürlichen Monopols zu befürchten sind und ob eine geeignete Regulierung durchgeführt werden kann, die insgesamt betrachtet zu besseren Ergebnissen führt. Die Regulierung soll ein Marktversagen beheben, dabei zugleich aber ein Staatsversagen vermeiden.

Der Nutzen einer Regulierung kann vor allem darin bestehen, mögliche wirtschaftliche Ineffizienzen zu vermeiden oder zu vermindern. Dabei sind externe und interne Ineffizienzen in statischer und dynamischer Hinsicht zu betrachten.

Im Einproduktfall erfordert allokativer Effizienz, dass der Preis so hoch ist wie die Grenzkosten (first best, Punkt  $P_1$  in Abbildung 2-1). Bei fallenden Durchschnittskosten würden die niedrigeren Grenzkostenpreise allerdings nicht ausreichen, um die Gesamtkosten zu decken. Sieht man von einer staatlichen Subvention des natürlichen Monopols ab, dann sollte der Preis so hoch sein wie die Durchschnittskosten und zugleich Angebot und Nachfrage zum Ausgleich bringen (Schnittpunkt von Nachfrage- und Durchschnittskostenkurve, Punkt  $P_2$  in Abbildung 2-1). Dies ist eine effiziente Marktlösung im Sinne des Zweitbesten (second best). Bei beschränktem Marktzugang besteht aber

die Gefahr, dass ein Preis oberhalb der Durchschnittskosten bis hin zu einem Monopolpreis realisiert wird (Punkt  $P_{\text{Mon}}$ ).

Selbst wenn kein Monopolgewinn erzielt wird, kann das Marktergebnis ineffizient sein und insofern unter Umständen eine Regulierung begründen, wenn aufgrund des fehlenden Wettbewerbsdrucks die betriebswirtschaftliche Faktorkombination nicht optimal ist und somit (interne) X-Ineffizienzen bestehen (die Kosten liegen dann oberhalb der Kostenkurve). Außerdem sind auch Aspekte der dynamischen Effizienz und der angebotenen Qualität zu betrachten. In dieser Hinsicht ist es möglich, dass ein unreguliertes Monopol zu wenig innovativ oder qualitätsorientiert ist, es ist umgekehrt aber ebenso möglich, dass ein solches Unternehmen zuviel investiert oder ein zu hohes Qualitätsniveau anbietet. In jedem Fall muss im Rahmen einer Regulierung gewährleistet sein, dass die langfristig notwendigen Gesamtkosten gedeckt werden können, damit der Sektor auf Dauer überlebensfähig ist.

Neben den genannten Argumenten einer gefährdeten ökonomischen Effizienz bzw. eines Marktversagens im Fall von natürlichen Monopolen wird Regulierung häufig auch aus anderen Gründen gefordert. Hierzu zählen vor allem ungerechte Effekte auf die Einkommens- und Vermögensverteilung durch Monopolgewinne und die Gewährleistung der Versorgung mit „essenziellen“ Gütern wie Elektrizität. Außerdem können in der Praxis - auch unter dem Einfluss von Interessengruppen – weitere Aspekte in die Regulierung einbezogen werden.

Bei der Ausgestaltung der Regulierung sind aus ökonomischer Sicht vor allem die folgenden Kriterien von Bedeutung (Joskow 2005a):

- Effiziente Bepreisung von Gütern und Dienstleistung: effiziente Preissignale in der Regel orientiert an zweitbesten Lösungen (unter Berücksichtigung der Vollkostendeckung),
- Effiziente Produktionskosten: Ausschöpfung von Größen- und Verbundvorteilen unter Berücksichtigung von Transaktionskosten sowie Minimierung der Kosten in statischer und dynamischer Hinsicht (Vermeidung von X-Ineffizienz und Förderung von Innovationen),
- Effiziente Höhe der Outputmenge und der Investitionen: ausreichende Anreize und finanziellen Möglichkeiten zur Befriedigung der gegenwärtigen und künftigen Gesamtnachfrage,
- Effizientes Niveau der Qualität und ausreichende Produktvielfalt: optimale Servicequalität, Sicherheit und Zuverlässigkeit gemäß den Präferenzen der Nachfrager,

- Abschöpfung von Monopolgewinnen: Ermöglichung ausreichend hoher Gewinne für Anreize zu Effizienzsteigerungen und Innovationen, aber Vermeidung von monopolbedingten Renten.
- Effiziente Implementierung von Mechanismen, mit denen gegebenenfalls weitere vorgegebene Ziele der Regulierung verfolgt werden sollen.

Für die Behandlung von natürlichen Monopolen kommen grundsätzlich unterschiedliche institutionelle Alternativen in Frage, mit denen der Staat mehr oder weniger stark in die Handlungsmöglichkeiten von Unternehmen eingreift:

- Unmittelbar gesetzliche Regelungen
- Unabhängige Experten-Kommissionen
- Behördliche Regulierungsagenturen
- An Wegerechte gebundene Konzessionen
- Staatliche Unternehmen
- Beschränkung auf kartellrechtliche Aufsicht
- Versteigerung von Konzessionen
- „Selbstregulierung“ durch Verbändevereinbarung

Während eine unmittelbare Kontrolle von natürlichen Monopolen durch den Gesetzgeber allein nicht praktikabel wäre, kommen unabhängige Experten-Kommissionen hierfür nur in Frage, wenn ihre Entscheidungen ausreichend verbindlich sind. Die staatliche Regulierung erfolgt deshalb in der Regel durch behördliche Regulierungsagenturen, die die betreffenden Unternehmen beaufsichtigen und ihnen individuelle Vorgaben machen.

Dagegen stellt eine Steuerung von Unternehmen über die Bedingungen von wegerechtlchen Konzessionsverträgen eine wenig sachgerechte Hilfskonstruktion dar. Bei wirk-samer staatlicher Aufsicht ist eine oftmals geforderte Verstaatlichung von natürlichen Monopolen nicht erforderlich. Auf der anderen Seite wäre eine Beschränkung auf eine rein kartellrechtliche Aufsicht nicht ausreichend.

Aus theoretischer Sicht besteht eine grundsätzliche Alternative zur staatlichen Regulie-rung in der Einführung eines Ex-Ante-Wettbewerbs durch Versteigerung von Konzessi-onen (Demsetz 1968). In solchen Fällen findet kein Wettbewerb auf dem Markt statt, sondern ein Wettbewerb um den Markt. Eine solche Lösung kommt vor allem dann in Frage, wenn die Märkte aufgrund hoher Mobilität der Faktoren angreifbar sind (z.B. im

Bereich der Abfallentsorgung), aber weniger in Infrastrukturbereichen, die einen bedeutenden Anteil langfristiger versunkener Kosten aufweisen.

An Stelle einer staatlichen Regulierung könnten Netzzugang und Entgelte durch Verbändevereinbarungen festgelegt werden. Ein derart verhandelter Netzzugang (NTPA) kann im Unterschied zu einem regulierten Netzzugang als „Selbstregulierung“ aufgefasst werden. Wichtige Voraussetzungen für das Funktionieren solcher Vereinbarungen können zum einen in einer wirksamen Regulierungsdrohung durch den Staat bestehen und zum anderen in der Vermeidung von Kartellverhalten (vgl. Growitsch 2006, Meran, Hirschhausen 2004). Der deutsche Weg der Verbändevereinbarungen hat unbefriedigende Ergebnisse hinsichtlich der Entgelthöhe nicht vermeiden können und ist durch die europäischen Beschleunigungsrichtlinien (2003) versperrt, so dass auch hier nun eine behördliche Regulierung des Netzzugangs und der –entgelte erforderlich ist.

### **2.2.2 Theoretische Ansätze der Regulierung**

Die anwendbaren methodischen Ansätze zur Regulierung hängen entscheidend davon ab, über welche Informationen die Regulierungsbehörde verfügt. Typischerweise ist dabei von unvollständiger und (im Vergleich zum regulierten Unternehmen) asymmetrischer Information auszugehen, so dass Anreize unter Unsicherheit gesetzt werden müssen.

Wenn der Regulierer stets vollständige Information über die tatsächlichen Kosten der Unternehmen sowie deren Nachfrage hat und diese intern statisch und dynamisch effizient arbeiten, kann die Aufgabe der Regulierung darin bestehen, kostenorientierte Preise zu erzwingen. So bezieht sich die klassische Regulierungstheorie vorrangig auf die normative Festlegung von geeigneten Preisregeln. Wohlfahrtsökonomisch sind Grenzkostenpreise optimal (first best), sie erlauben bei fallenden Durchschnittskosten für sich genommen aber keine Vollkostendeckung. Im Sinne des Zweitbesten können Preise in Höhe der Durchschnittskosten optimal sein, so dass ein Monopolgewinn vermieden wird. Im Mehrproduktfall sind bei der Bestimmung kostendeckender Preise zusätzlich die unterschiedlichen Nachfrageelastizitäten zu berücksichtigen (Ramsey-Preise). Darüber hinaus können nichtlineare Preise wie einheitliche oder differenzierte zweistufige Tarife optimal sein.<sup>17</sup> Da die konkrete Umsetzung solcher optimalen Preisregeln durch Regulierung voraussetzt, dass dem Regulierer die Kosten- und Nachfrageverhältnisse

---

<sup>17</sup> Unter Berücksichtigung der schwankenden Stromnachfrage in Verbindung mit beschränkten Speichermöglichkeiten ist im Elektrizitätsbereich außerdem eine zeitliche Preisdifferenzierung gemäß dem Verlauf der Kapazitätsauslastung relevant (peak load pricing).



der Unternehmen genau bekannt sind und dass zudem deren interne Effizienz gewährleistet ist, können sie in der Praxis nicht unmittelbar angewendet werden.

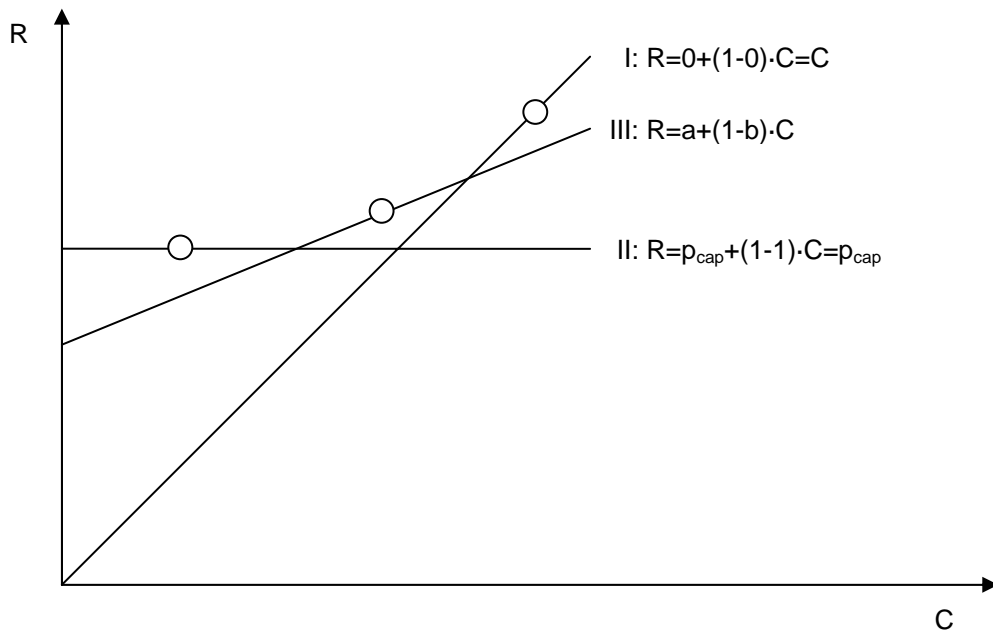
In der Realität ist ein Unternehmen besser über seine Kosten- und Erlösparameter informiert als die Regulierungsbehörde und kann diese asymmetrische Information strategisch ausnutzen. Die Informationsasymmetrie kann zwar dadurch vermindert werden, dass einheitliche Vorgaben für das Rechnungswesen gemacht werden und dass weitere spezifische Informationen eingefordert werden. Dennoch ergeben sich gerade aus der unvollständigen Information der Regulierer und aus hiermit verbundenen praktischen Problemen die wesentlichen Grundfragen einer Regulierung von natürlichen Monopolen, sowohl im Hinblick auf die Anreize, die beabsichtigt oder unbeabsichtigt gesetzt werden, als auch hinsichtlich der Verteilung von Renten zwischen Unternehmen und Verbrauchern.

Für eine theoretisch optimale Anreizregulierung sind in der jüngeren Regulierungstheorie zahlreiche Modelle formuliert worden, die sich vor allem durch die Konstellation der vorhandenen Informationen auf Seiten des Unternehmens und des Regulierers unterscheiden (vgl. Laffont, Tirole 1993, Joskow 2005b). Ausgehend von einer asymmetrischen Informationsverteilung stehen dabei zwei mögliche Anreizprobleme im Mittelpunkt:

- Wenn die Vorgaben für Entgelte rein kostenorientiert sind, kann dies dazu führen, dass im Unternehmen zu geringe Anstrengungen und damit zu hohe Kosten gemacht werden; die eigenen Anstrengungen werden überhöht dargestellt (moral hazard).
- Wenn hingegen eine Preisobergrenze vorgegeben wird, kann das Unternehmen versuchen, die externen Randbedingungen schlechter darzustellen, als sie in Wirklichkeit sind; das Unternehmen stuft sich strategisch in die Hochkostengruppe ein (adverse selection).

Mit Hilfe der Principal-Agent-Theorie wird versucht, solche Probleme durch eine optimale Vertragsgestaltung zu beheben. Dabei gibt der Principal (die Regulierungsbehörde) dem Agent (reguliertem Unternehmen) ein Vertragswerk vor, das mehrere Optionen umfassen kann. Der Agent sucht für sich eine optimale Lösung unter Berücksichtigung des Vertragswerkes, und der Principal gestaltet das Vertragswerk unter Berücksichtigung der (antizipierten) Reaktionsweise des Agenten.

**Abbildung 2-2 Anreizorientierte Entgeltschemata**



- R Entgelt
- C Kosten
- a Niveauparameter
- b Steigungsparameter
- $p_{cap}$  Preisobergrenze
- I Kostenregulierung
- II Preisregulierung
- III Kombinierte Entgeltformel

Wegen der doppelten Anreizproblematik kann der angebotene Vertrag eine Kombination aus Kostenorientierung und Preisfixierung enthalten (Abbildung 2-2). Im einfachsten Fall bestünde dies aus der Möglichkeit einer kostenorientierten Regulierung (I) und einer Preisobergrenze (II). Dann würde ein Hochkostenunternehmen die kostenorientierte Entgeltregulierung wählen und das Niedrigkostenunternehmen die Preisobergrenze. Allerdings können dabei Probleme fortbestehen: Beim Hochkostenunternehmen besteht dann aufgrund der Kostenorientierung das Problem von moral hazard. Bei der Festlegung der Obergrenze für das Niedrigkostenunternehmen besteht das Problem der richtigen Preishöhe, da ein zu hoher Mindestpreis hier hohe Monopolgewinne erzeugen kann und ein zu niedriger Preis eventuell nicht zur Kostendeckung ausreicht.

Ein theoretisch optimales Vertragswerk kann es erforderlich machen, Entgeltformeln aufzustellen, die jeweils eine feste und eine kostenabhängige Entgeltkomponente linear kombinieren (vgl. Gerade III in Abbildung 2-2). Der Regulierer könnte dann ein Menü von Entgeltformeln anbieten. Dabei müsste u.a. eine Anreizkompatibilitätsbedingung

erfüllt sein, so dass ein Niedrigkostenunternehmen eine Entgeltformel mit schwacher (aber vorhandener) Kostenabhängigkeit wählt (high powered scheme), während ein Hochkostenunternehmen eine hohe (aber nicht vollständige) Kostenabhängigkeit (low powered scheme) wählen kann (vgl. Joskow 2005b).

Aufgrund der komplexen Ausgangssituation, die durch starke Informationsasymmetrien und damit verbundene Anreizprobleme geprägt ist, können derartige Anreizregulierungsverträge selbst theoretisch nur im Sinne eines Drittbesten (third best) optimal sein. Solche Anreizschemata dürften in der Praxis zwar nicht unmittelbar anwendbar sein; sie geben aber dennoch Hinweise darauf, welche Aspekte bei der Gestaltung einer Regulierung zu beachten sind. Die theoretischen Überlegungen zeigen insbesondere, dass selbst unter vereinfachenden Annahmen kein einfaches Idealsystem zur Regulierung natürlicher Monopole zur Verfügung steht.

### **2.2.3 Praktische Ansätze der Regulierung**

Bei der praktischen Regulierung von Netzindustrien sind die folgenden methodischen Ansätze zu unterscheiden, deren Elemente häufig kombiniert eingesetzt werden:

1. eine an den individuellen Kosten, Erlösen oder Gewinnen orientierte Regulierung, die hauptsächlich das Ziel verfolgt, die Entgelte mit den tatsächlichen bzw. notwendigen Kosten in Einklang zu bringen,
2. eine preis- oder kostenvergleichsorientierte Regulierung, die das einzelne Unternehmen primär im Vergleich zu anderen Unternehmen beurteilt,
3. eine Regulierung, die vorrangig auf eine Verbesserung der Leistungsfähigkeit im Zeitverlauf abzielt.

Im Rahmen einer kostenorientierten Regulierung wird versucht, Preise in Höhe der Durchschnittskosten zu erreichen. Wenn eine direkte kostenorientierte Regulierung aufgrund unvollständiger Information nicht möglich ist, kann zumindest versucht werden, den Gewinn bzw. die Rentabilität des regulierten Unternehmens zu beschränken. Eine reine Rentabilitätsregulierung kann allerdings die Entscheidungen des regulierten Unternehmens verzerren (Averch, Johnson 1962), da hiermit unbeabsichtigt ein Anreiz gegeben wird, den Kapitaleinsatz bzw. die Kapitalintensität zu erhöhen. Wenn Rentabilitätsbeschränkungen vorgegeben werden, sollten deshalb zusätzlich Informationen darüber vorliegen, in welchem Ausmaß die tatsächlichen Kosten notwendig sind. Dadurch kann eine Rentabilitätsregulierung (rate of return regulation) mit einer spezifischen Kostenregulierung (cost of service regulation) verbunden werden. Negative Anreizwirkungen einer solchen Regulierung können dadurch vermindert werden, dass die Überprüfung in längeren zeitlichen Abständen erfolgt (regulatory lag).

Wenn die notwendigen Kosten eines regulierten Unternehmens nicht vollständig bekannt sind, können Kosteninformationen von vergleichbaren Unternehmen durch ein Benchmarking berücksichtigt werden. Auf dieser Basis können auch Effizienzvergleiche zwischen verschiedenen Unternehmen durchgeführt werden, um Anhaltspunkte über die Höhe der notwendigen Kostenhöhe zu erhalten. Nach dem Modell der *yardstick competition* von Shleifer (1985) könnte sogar ein wirksamer Wettbewerb zwischen vergleichbaren, regulierten Unternehmen auf getrennten Märkten hergestellt werden. Dazu wird jedem Unternehmen als Benchmark der Durchschnitt der Grenzkosten (first best, mit Transferzahlung) oder der Durchschnittskosten (second best, ohne Transferzahlung) aller (n-1) übrigen Unternehmen vorgegeben. Für den Fall identischer Unternehmen existiert dann ein symmetrisches Nash-Gleichgewicht, in dem alle Unternehmen die optimale Kosteneinsparung realisieren. Bei nichtidentischen Unternehmen ist allerdings zunächst eine Normierung der Leistungsparameter erforderlich. Außerdem müssen Absprachen, mit denen der Wettbewerb zwischen regulierten Unternehmen eingeschränkt würde, ausgeschlossen sein.

Eine Price-Cap-Regulierung besteht theoretisch in der Festlegung einer Obergrenze für die Preishöhe. Wenn die Durchschnittskosten diesen Preis unterschreiten, kann das Unternehmen einen entsprechend hohen Gewinn machen. Insofern besteht ein ökonomischer Anreiz zur Kostensenkung. Allerdings sind für die Vorgabe der Preisobergrenze zumindest Anhaltswerte über die Kostensituation erforderlich, da sowohl zu hohe als auch zu niedrige Preisvorgaben zu ineffizienten Ergebnissen führen können. In der praktischen Anwendung wird bei der Price-Cap-Regulierung nicht ein konstanter Preis, sondern eine Obergrenze für einen Preispfad unter Berücksichtigung der Inflationsrate und einer angestrebten Produktivitätssteigerung vorgegeben (RPI-X-Regulierung). Dabei können sowohl die individuellen Ausgangsdaten als auch mögliche Verbesserungen im Vergleich zu Benchmarks berücksichtigt werden. Anstelle von Preisobergrenzen können auch Obergrenzen für den Erlös vorgegeben werden, wobei zusätzlich ein Index der Mengenentwicklung berücksichtigt wird (Revenue-Cap-Regulierung).

Bei einer Preis- bzw. Erlösregulierung wird innerhalb einer mehrjährigen Regulierungsperiode die folgende Anpassungsformel verwendet (Müller-Kirchenbauer 2005):

$$\text{Preisobergrenze: } PC_t = PC_{t-1} \cdot (1 + RPI - X_{\text{gen}} - X_{\text{ind}}) \pm Z$$

$$\text{Erlösobergrenze: } RC_t = RC_{t-1} \cdot (1 + RPI - X_{\text{gen}} - X_{\text{ind}} + Q) \pm Z$$

mit

PC	Price Cap
RC	Revenue Cap
RPI	Inflationsrate
$X_{\text{gen}}$	Generelle Produktivitätssteigerung
$X_{\text{ind}}$	Individuelle Produktivitätssteigerung
Z	Einfluss nicht beeinflussbarer Faktoren
Q	Mengenveränderung

Im Rahmen einer solchen Anreizregulierung können die oben genannten Elemente der Kostenorientierung und des Benchmarking bei der Festlegung der Parameterwerte berücksichtigt werden. Bei der Vorgabe für Effizienzverbesserungen werden üblicherweise der generelle Produktivitätstrend des Sektors und zusätzliche individuelle Produktivitätsvorgaben unterschieden. Die Z-Komponente repräsentiert in der Formel den Einfluss von Faktoren, die vom regulierten Unternehmen nicht beeinflusst werden können.

### 2.3 Einführung der Anreizregulierung in Deutschland

Nach der europäischen Strom-Richtlinie (2003/54/EG), mit der die Entwicklung des Elektrizitätsbinnenmarkts beschleunigt werden sollte, muss der Netzzugang in den Mitgliedstaaten durch Regulierungsbehörden überwacht werden, die zumindest die Methoden der Tarifbildung ex ante festlegen oder genehmigen müssen. Die Richtlinie baut damit eindeutig auf dem System des regulierten Netzzugangs auf, sie gibt den Mitgliedstaaten dabei aber keinen bestimmten Regulierungsansatz vor.

Zur Umsetzung der EU-Richtlinie enthält das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) 2005 insbesondere Vorschriften zur Entflechtung und zur Regulierung des Netzbetriebs. Nach § 21 EnWG müssen die Bedingungen und Entgelte für den Netzzugang angemessen, diskriminierungsfrei und transparent sein. Sie dürfen nicht ungünstiger sein, als sie von den Netzbetreibern in vergleichbaren Fällen innerhalb ihres Unternehmens (oder gegenüber verbundenen oder assoziierten Unternehmen) angewendet werden. Auf Bundesebene ist seit 2005 die Bundesnetzagentur für die Netzregulierung zuständig.

Grundlagen der *kostenorientierten* Entgeltbildung sind die Kosten einer Betriebsführung, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen müssen, wobei Anreize für eine effiziente Leistungserbringung berücksichtigt werden sollen und eine angemessene, wettbewerbsfähige und risikoangepasste Verzinsung des eingesetzten Kapitals gewährleistet sein soll. Es dürfen dabei nur solche Kosten berücksichtigt werden, die sich im Wettbewerb einstellen würden. Die Regulierungsbehörde kann Vergleiche der Entgelte für den Netzzugang, der Erlöse oder der Kosten der Netzbetreiber durchführen (Vergleichsverfahren). Ergibt ein Vergleich, dass die durchschnittlichen Entgelte, Erlöse oder Kosten vergleichbarer Netzbetreiber über-

schritten werden, wird vermutet, dass die Betriebsführung nicht der eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entspricht.<sup>18</sup>

Abweichend von der kostenorientierten Entgeltbildung können nach Maßgabe einer (künftigen) Rechtsverordnung Netzzugangsentgelte auch durch eine Methode bestimmt werden, die Anreize für eine effiziente Leistungserbringung setzt (*Anreizregulierung* gemäß § 21a EnWG 2005). Die Anreizregulierung beinhaltet Obergrenzen für Entgelte oder Erlöse und Effizienzvorgaben für eine Regulierungsperiode. Diese Obergrenzen und Effizienzvorgaben sind auf einzelne Netzbetreiber oder auf Gruppen von objektiv strukturell vergleichbaren Netzbetreibern bezogen und beziehen sich entweder auf das gesamte Netz, auf Netzteile oder auf die einzelnen Netz- und Umspannebenen.

Im Einzelnen enthält das EnWG 2005 folgende Vorgaben für eine Anreizregulierung:

- Die Regulierungsperiode beträgt zwei bis fünf Jahre.
- Obergrenzen sind mindestens für den Beginn und das Ende der Regulierungsperiode vorzusehen und können innerhalb einer Regulierungsperiode zeitlich gestaffelt werden. Dabei muss ein Ausgleich der allgemeinen Geldentwertung vorgesehen werden.
- Bei der Festlegung von Obergrenzen sind die Auswirkungen jährlich schwankender Verbrauchsmengen auf die Gesamterlöse der Netzbetreiber (Mengeneffekte) zu berücksichtigen.
- Die Vorgaben bleiben für eine Regulierungsperiode unverändert, sofern nicht Änderungen auf Grund von Abgaben oder der Pflichten nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz und dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz oder anderer, nicht vom Netzbetreiber zu vertretender, Umstände eintreten.
- Bei der Ermittlung von Obergrenzen sind die durch den jeweiligen Netzbetreiber nicht beeinflussbaren Kostenanteile gesondert zu betrachten; hierzu zählen insbesondere Kosten, die auf nicht zurechenbaren strukturellen Unterschieden der Versorgungsgebiete, auf gesetzlichen Abnahme- und Vergütungspflichten, Konzessionsabgaben und Betriebssteuern beruhen.
- Effizienzvorgaben sind nur auf den beeinflussbaren Kostenanteil zu beziehen, der zu Beginn einer Regulierungsperiode (entsprechend den Vorgaben einer kostenorientierten Entgeltbindung) ermittelt wird.

---

<sup>18</sup> Auf der Grundlage des Energiewirtschaftsgesetzes 2005 sind im Juli 2005 die Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) und die Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) erlassen worden, in denen Konkretisierungen zur Umsetzung des EnWG geregelt sind.

- Die Effizienzvorgaben werden durch Bestimmung unternehmensindividueller oder gruppenspezifischer Effizienzziele auf Grundlage eines Effizienzvergleichs unter Berücksichtigung insbesondere der bestehenden Effizienz des jeweiligen Netzbetriebs, objektiver struktureller Unterschiede, der inflationsbereinigten gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsentwicklung, der Versorgungsqualität und auf diese bezogener Qualitätsvorgaben sowie gesetzlicher Regelungen bestimmt.
- Die Effizienzvorgaben müssen für die betroffenen Netzbetreiber unter Nutzung der ihnen möglichen und zumutbaren Maßnahmen erreicht und übertroffen werden können. Die Methoden zur Bestimmung von Effizienzvorgaben müssen ausreichend robust sein.
- Qualitätsvorgaben werden auf der Grundlage einer Bewertung von Zuverlässigkeitskenngrößen ermittelt, bei der auch Strukturunterschiede zu berücksichtigen sind. Wenn Qualitätsvorgaben nicht eingehalten werden, können auch die Obergrenzen zur Bestimmung der Netzzugangsentgelte gesenkt werden.

In der Rechtsverordnung ist festzulegen, ob und ab welchem Zeitpunkt Netzzugangsentgelte im Wege einer Anreizregulierung bestimmt werden, wie die Anreizregulierung näher ausgestaltet wird und unter welchen Voraussetzungen die Regulierungsbehörde Festlegungen treffen und Maßnahmen des Netzbetreibers genehmigen kann.

Ein detailliertes Konzept für eine künftige Anreizregulierung enthält der vom EnWG geforderte Bericht der Bundesnetzagentur (2006) zur Einführung der Anreizregulierung in Deutschland. Dieses Konzept umfasst insbesondere die folgenden Elemente:

- Aufbauend auf den Erfahrungen in Kontinentaleuropa und Skandinavien wird eine Methodenregulierung verfolgt, die (anders als in den USA und GB) weitgehend auf Einzelfallbewertungen verzichten soll.
- Die ersten beiden Regulierungsperioden (ab 2008) sollen sich auf 3 Jahre bzw. 3-5 Jahre erstrecken.
- Jedem Unternehmen werden gemäß einer Regulierungsformel jährliche Erlösobergrenzen vorgegeben, wobei Mengenänderungen innerhalb der Periode berücksichtigt werden.
- Für das Basisjahr erfolgt zunächst eine regulatorische Kostenprüfung, in der die gesamten Kosten (OPEX und CAPEX) betrachtet werden.
- Als „nicht beeinflussbare“ Kosten werden zum einen Kostenpositionen für die Verpflichtungen nach EEG und KWKG, Konzessionsabgaben, Entgelte für vorgelagerte Netze und verfahrensregulierte Kosten für Ausgleichsleistungen be-

rücksichtigt, und zum anderen Kostenanteile, die gebietsstrukturell bedingt sind. Für die erste Kategorie werden keine und für die zweite nur sektorale Effizienzvorgaben gemacht.

- Als sektorale Effizienzvorgabe wird ein Produktivitätsfortschritt von 1,5 bis 2 %/a vorgeschlagen.
- Individuelle Effizienzvorgaben sollen so festgelegt werden, dass bestehende Ineffizienzen innerhalb von zwei Regulierungsperioden (6 bis 8 Jahre) abgebaut werden.
- Für das Benchmarking zwischen Netzbetreibern sollen unterschiedliche Methoden miteinander kombiniert werden (ökonometrische wie SFA, nichtparametrische wie DEA, Modellanalysen wie KMA)
- Qualitätsaspekte insbesondere der Servicequalität und der Versorgungszuverlässigkeit sollen in zunehmendem Maße in die Regulierungsformel und später auch in das Benchmarking einbezogen werden.
- Im Bereich der Übertragungsnetze, für den ebenfalls grundsätzlich die Erlösobergrenzen-Regulierung gilt, sollen Regelleistung und -energie separat behandelt werden. Außerdem sind hier u.a. Investitionsbudgets für Erweiterungen und Umstrukturierungen vorgesehen, wobei auch zu berücksichtigen ist, dass Einzelfallprüfungen hier nur wenige Betreiber (ÜNB) betreffen.

Für die Zeit nach der zweiten Regulierungsperiode (ca. 2015) schlägt die Bundesnetzagentur einen Übergang auf einen Vergleichswettbewerb (Yardstick Competition) vor, bei dem die zulässigen Erlöse von den jeweils eigenen Kosten des Netzbetreibers entkoppelt werden.

## **2.4 Wechselbeziehungen zwischen marktregulierender Förderpolitik und Netzregulierung - Theorie**

In der Diskussion der Unterschiede und Gemeinsamkeiten zwischen marktregulierender Förderpolitik und der Netzregulierung sind die obengenannten unterschiedlichen Regulierungsbegriffe zu beachten. Während die Förderung Erneuerbarer Energien z.B. durch Mindestpreise wie beim EEG in einem weiteren Sinn als Marktregulierung verstanden werden kann, handelt es sich hierbei nicht um eine aufsichtsrechtliche Regulierung einzelner Unternehmen, die wie im Fall der Regulierung des Netzzugangs und der Netzentgelte durch eine höhere Eingriffsintensität des Staates gekennzeichnet ist. Wichtige Merkmale von marktregulierender Förderpolitik und Netzregulierung sind in Tabelle 2-1 gegenübergestellt.



**Tabelle 2-1: Gegenüberstellung der Merkmale von marktregulierender Förderpolitik und Netzregulierung**

Merkmale	Förderpolitik, z.B. EEG	Regulierung von Netzbetreibern	Anmerkungen
Zweck	nachhaltige Entwicklung, Verringerung externer Effekte, Schonung fossiler Ressourcen	sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche Energieversorgung	weitgehende Überlappung der allgemeinen Zwecke
Ziele	Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energien, technologische Weiterentwicklung	wirksamer, unverfälschter Wettbewerb, Sicherung des Netzbetriebs; angemessene, diskriminierungsfreie, transparente Netzzugangsbedingungen und -entgelte	Technologieorientierte Förderpolitik vs. Regulierung natürlicher Monopole
Regelungsakteur	insbesondere Gesetzgeber, punktuelle Überwachung durch Behörde	Gesetzgeber, Regulierungsbehörde	gesetzliche Vorgaben und Mechanismen vs. behördliche Regulierung
Unmittelbare Adressaten	Gruppen von Anlagenbetreibern, Netzbetreiber	individuelle Netzbetreiber	Marktregulierung vs. Regulierung einzelner Unternehmen
Instrumente	Mindestpreise für Netzeinspeisungen, alternativ Bonus, Quoten	Kostenkontrolle, Vergleichsverfahren, Preis- oder Erlösobergrenzen für die Netznutzung	Dominanz preisorientierter Instrumente
Regelungsart	ex ante festgelegte Preise bzw. Mengen,	Ex-Ante-Festlegungen und Ex-post-Kontrollen und Anpassungen	Wirtschaftliche Anreize durch ex ante vorgegebene Begrenzungen
Dynamische Anpassungen	Degression z.B. der Vergütungssätze, Überprüfung nach Erfahrungsberichten	produktivitätsorientierte Anpassung der Obergrenzen innerhalb der Regulierungsperioden, Regulierungsreview	Anreize zu Effizienzverbesserungen
Verteilungseffekte	Verminderung von Mitnahmeeffekten durch Differenzierung	Verminderung von Monopolgewinnen durch Vorgaben und Aufsicht	Differenzierte Förderung vs. Kostenkontrolle

Nach der Gesetzesbegründung dient diese Regelung der Transparenz und der Ermittlung der für einen wirtschaftlichen Betrieb grundsätzlich erforderlichen Vergütungshöhen. Sie soll darüber hinaus Missbrauch unterbinden und die Funktionsfähigkeit des Gesetzes sichern. Ein wesentlicher Unterschied zu den Regelungen im Rahmen der Netzregulierung besteht darin, dass solche Kostenermittlungen nicht der Festlegung von individuellen Entgeltgrenzen für einzelne Unternehmen dienen, sondern dass sie im Rahmen des Erfahrungsberichts in einer Durchschnittsbetrachtung zu einer fundierteren Anpassung von Vergütungssätzen, die für alle Anlagen einer Kategorie gleichermaßen gelten, dienen sollen.

Die gemeinsamen Elemente der marktregulierenden Förderpolitik und der Netzregulierung betreffen vor allem die Überlappungen in den energiepolitischen Zielsetzungen, die Notwendigkeit der staatlichen Einflussnahme und die Notwendigkeit, Anreize für Effizienzverbesserungen zu setzen und unerwünschte Verteilungseffekte zu vermeiden.

Dabei soll die Intervention in beiden Bereichen grundsätzlich nicht auf detaillierten Vorgaben in Form von Ge- und Verboten beruhen, sondern einen ausreichenden Frei- raum für unternehmerische Entscheidungen unter vorgegebenen Rahmenbedingungen bieten, wobei wirtschaftliche Anreize eine besondere Rolle spielen.

Besonders zu beachten ist auch eine ähnliche Ausgangslage hinsichtlich der Verteilung von Informationen. In beiden Fällen ist grundsätzlich von unvollständiger Information über entscheidungsrelevante Wirtschaftlichkeitsparameter sowohl auf Seiten der Unternehmen als auch auf Seiten des Staates auszugehen. Dabei besteht im Allgemeinen insbesondere hinsichtlich der unternehmensspezifischen Kostensituation und der Optimierungsmöglichkeiten eine asymmetrische Informationsverteilung zwischen den betroffenen Unternehmen und dem Staat. Diese Informationsasymmetrien sind nur teilweise durch Informationspflichten und Überwachung zu beseitigen. Die notwendigen Anreize müssen deshalb so gesetzt werden, dass ein strategisches Verhalten der Unternehmen zur Ausnutzung der Informationsasymmetrien und die damit verbundenen Probleme (moral hazard, adverse selection) weitgehend vermieden werden.

Im Bereich der Netzregulierung sollen solche Probleme im Rahmen der Anreizregulierung mit Hilfe der (oben erläuterten) dynamischen Anpassungsformel (RPI-X-Formel) gelöst werden. Damit wird ex ante für die Dauer einer Regulierungsperiode ein Pfad für die Preis- bzw. Erlösgrenze festgelegt und den Unternehmen die Möglichkeit gegeben, in diesem Rahmen Gewinne zu erzielen, sofern die vorgegebenen Effizienzziele über- troffen werden.

Eine solche Anpassungsformel der Anreizregulierung lässt sich mit Degressionsrege- lungen in der Förderpolitik vergleichen. In beiden Systemen werden hiermit dynami- sche Anreize zu Produktivitätserhöhungen gesetzt. Im EEG bezieht sich die Degression auf die jährliche Absenkung der gesetzlich festgelegten Vergütungssätze für nachfol- gende Anlagenjahrgänge. Im Unterschied zur Anreizregulierung wird im EEG aber kein expliziter Inflationsausgleich angerechnet, so dass die Degressionssätze real betrachtet höher sind als die gesetzlichen, nominellen Sätze, die Vergütungen also real noch schneller sinken als nominal.

Die Degressionsregelung des EEG entspricht insofern einem zentralen Element der An- reizregulierung, das in vielen Ländern angewendet wird. Sie ist nicht nur erforderlich, um die Entwicklung des gesamten Fördervolumens im Sinne einer Degressivität der

Förderpolitik zu begrenzen, sondern sie dient insbesondere auch als Anreiz zur Verbesserung der dynamischen Effizienz.

Es ist allerdings auch auf Unterschiede zwischen der Anpassungsformel im Rahmen der Anreizregulierung von natürlichen Monopolen und der Degression der Fördersätze im EEG hinzuweisen. So bezieht sich die Produktivitätskomponente im EEG nicht auf die Ergebnisse einzelner Unternehmen, sondern auf Jahrgänge von geförderten Anlagenkategorien, wobei die Vergütungssätze für die Anlagen eines Jahrganges über einen längeren Zeitraum festgeschrieben sind. Dabei ist aber zusätzlich zu berücksichtigen, dass die Fördersätze und Degressionen in regelmäßigen Abständen auf der Grundlage von Erfahrungsberichten angepasst werden können. Diese Anpassungen haben Ähnlichkeiten mit dem Reviewprozess am Ende einer Regulierungsperiode.

Wie die Diskussion der wirtschaftswissenschaftlichen Grundlagen der Regulierung gezeigt hat, lassen sich die in der Praxis angewandten Regulierungsverfahren nicht unmittelbar aus theoretischen Regulierungsmodellen ableiten. Die theoretische Fundierung kann aber zumindest Hinweise auf wichtige Charakteristika der Regulierung geben. Hierzu zählt z.B. die Kombination aus Kostenregulierung, Vergleichsverfahren und Preis- bzw. Erlösregulierung.

Die theoretische Analyse weist darüber hinaus darauf hin, dass es sinnvoll sein kann, den regulierten Unternehmen - bzw. den von der Förderpolitik Begünstigten - Wahlmöglichkeiten zu lassen, die diese unter Berücksichtigung ihrer spezifischen Informationen und Erwartungen nutzen können. Solche Wahlmöglichkeiten können unter Umständen insbesondere Probleme asymmetrischer Information vermindern. Im Rahmen der Förderpolitik könnte beispielsweise ein Wahlrecht zwischen einer vorgegebenen Festvergütung und einem vorgegebenen Bonus eingeräumt werden.

Bei einer reinen Bonusregelung wird auf den am Markt erzielten Strompreis ein Zuschlag gezahlt. In einem Modell ohne Abnahmepflicht erfordert dies die Eigenvermarktung des erzeugten Stroms. In einem modifizierten Bonussystem mit grundsätzlicher Abnahmepflicht kann für die Bestimmung der Strompreiskomponente z.B. ein Börsenpreis herangezogen werden. Für die Bonuskomponente sollte in beiden Fällen eine Degression nach dem Vorbild des bisherigen EEG-Systems angewendet werden, die Vorgaben für die Produktivitätssteigerungen widerspiegelt (vgl. Kapitel 1).

## **2.5 Wechselbeziehungen zwischen marktregulierender Förderpolitik und Netzregulierung - gegenwärtige Praxis**

Zwischen der marktregulierenden Förderpolitik zu Gunsten der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und der Regulierung der Stromnetze bestehen Wechselbezie-

hungen, die bei der Abstimmung der Instrumente in diesen Bereichen zu beachten sind. Dabei sind auch die Überlappungen von Zielen und Maßnahmen der Förderpolitik und der Netzregulierung von Bedeutung.

So zielt die europäische Stromrichtlinie (2003/54/EG) „auf die Errichtung eines wettbewerbsorientierten, sicheren und unter ökologischen Aspekten nachhaltigen Elektrizitätsmarkts“. Hierzu können die Mitgliedstaaten den Elektrizitätsunternehmen „im Allgemeinen wirtschaftlichen Interesse Verpflichtungen auferlegen, die sich auf Sicherheit, einschließlich Versorgungssicherheit, Regelmäßigkeit, Qualität und Preis der Versorgung sowie Umweltschutz, einschließlich Energieeffizienz und Klimaschutz, beziehen können“. Nach Artikel 11 bzw. 14 kann der Netzbetreiber dazu verpflichtet werden, „dass er bei der Inanspruchnahme von Erzeugungsanlagen solchen den Vorrang gibt, in denen erneuerbare Energieträger oder Abfälle eingesetzt werden oder die nach dem Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung arbeiten“. Zu den Aufgaben der Regulierungsbehörden nach Artikel 23 gehört u.a. auch ein Monitoring „der Bedingungen und Tarife für den Anschluss neuer Elektrizitätserzeuger, um zu gewährleisten, dass diese objektiv, transparent und nichtdiskriminierend sind, unter besonderer Berücksichtigung der Kosten und der Vorteile der verschiedenen Technologien zur Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energiequellen, der dezentralen Erzeugung und der Kraft-Wärme-Kopplung“.

Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG 2005) nennt als Zweck „eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas“.<sup>19</sup> Energieversorgungsunternehmen sind einer solchen Versorgung verpflichtet. Die Verpflichtungen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz und nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz bleiben [vorbehaltlich des § 13 - Systemverantwortung der ÜNB bei Gefährdungen oder Störungen der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Versorgungssystems] ausdrücklich unberührt.

Das Monitoring der Regulierungsbehörde nach § 35 EnWG umfasst u.a. „die Bedingungen und Tarife für den Anschluss neuer Elektrizitätserzeuger unter besonderer Berücksichtigung der Kosten und der Vorteile der verschiedenen Technologien zur Elektrizitätserzeugung aus Erneuerbaren Energien, der dezentralen Erzeugung und der Kraft-Wärme-Kopplung“.

---

<sup>19</sup> Nach der Begriffsbestimmung der „Umweltverträglichkeit“ im EnWG kommt dabei „der Nutzung von Kraft-Wärme-Kopplung und erneuerbaren Energien ... besondere Bedeutung zu“.

Nach § 42 EnWG sind die Energieversorgungsunternehmen im Rahmen der Stromkennzeichnung verpflichtet, in ihren Rechnungen an Letztverbraucher und an diese gerichtetem Werbematerial u.a. den Anteil Erneuerbarer Energien anzugeben.

Im Rahmen der künftigen Anreizregulierung (§ 21 a EnWG) ist speziell vorgesehen, dass die Vorgaben innerhalb einer Regulierungsperiode angepasst werden, sofern „Änderungen staatlich veranlasster Mehrbelastungen auf Grund von Abgaben oder der Abnahme- und Vergütungspflichten nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz und dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz oder anderer, nicht vom Netzbetreiber zu vertretender, Umstände eintreten“.

In der Stromnetzentgeltverordnung ist zusätzlich geregelt, dass Netzbetreiber für dezentrale Einspeisung kein Entgelt für vermiedene Netznutzung zahlen, wenn die Stromeinspeisung nach dem EEG vergütet wird.

Umgekehrt können Änderungen im Bereich der Regulierung auch Änderungen im Bereich der Förderpolitik erforderlich machen.

So werden mit dem Ersten Gesetz zur Änderung des EEG gemäß dem Gesetzentwurf der Bundesregierung (2006) Netzbetreiber und Elektrizitätsversorgungsunternehmen u.a. zur Mitteilung von Angaben an die Bundesnetzagentur, die für den bundesweiten Ausgleich und die Transparenz der Umlage auf Verbraucher erforderlich sind, verpflichtet.

Der Bundesnetzagentur werden zugleich Aufgaben zur Überwachung bestimmter gesetzlicher Vorgaben des EEG übertragen. Gemäß § 19a hat sie zu überwachen, dass

- den EVU nur die gezahlten Vergütungen abzüglich der vermiedenen Netzentgelte berechnet werden,
- die gesetzlichen Pflichten zur Veröffentlichung und Mitteilung eingehalten werden und
- Dritten nur die tatsächlichen Differenzkosten (nach § 15 Abs. 1) angezeigt werden.

Diese punktuelle staatliche Überwachung durch die Bundesnetzagentur bezieht sich somit auf die ordnungsgemäße Durchführung des EEG-Ausgleichsmechanismus und die Transparenz der Umlagenberechnung,<sup>20</sup> nicht aber auf die eigentlichen Förderregeln und deren Anwendung. Mit einer solchen Aufgabenzuweisung an die Regulierungsbe-

---

<sup>20</sup> Im Erfahrungsbericht nach § 20 (1) EEG soll dementsprechend künftig auch über die Tätigkeit der Bundesnetzagentur im Rahmen des EEG berichtet werden.

hörde mögen die Grenzen zwischen marktregulierender Förderpolitik und der Netzregulierung institutionell verschwimmen. Dennoch sind die Regelungen zur Überwachung bestimmter EEG-Vorschriften nicht als funktionelle Vermischung von Förderpolitik und Netzregulierung zu verstehen.<sup>21</sup>

Unabhängig von den oben genannten Überlappungen des EEG mit der Netzregulierung und den neuen Aufgaben der Bundesnetzagentur (gemäß § 19 a des Entwurfs des EEG-Änderungsgesetzes vom Juni 2006) stellt sich die Frage, ob mit dem in der EEG-Novelle 2004 eingefügten § 20 (2) ein Regulierungselement in die Förderpolitik eingeführt worden ist. Danach sind Betreiber von neuerrichteten EEG-Anlagen sowie Netzbetreiber zum Zweck der stichprobenartigen Ermittlung der Stromgestehungskosten sowie der Sicherstellung der Funktionsfähigkeit des Ausgleichsmechanismus verpflichtet, dem Umweltministerium auf Verlangen wahrheitsgemäß Auskunft über sämtliche Tatsachen zu geben, die für die Ermittlung der Stromgestehungskosten sowie der ausgeglichenen Energiemengen und Vergütungszahlungen erheblich sein können. Von Kaufleuten sind darüber hinaus auf Verlangen die Handelsbücher offen zu legen, soweit sie Aufschluss über Tatsachen geben können, die für die Ermittlung der Stromgestehungskosten sowie der ausgeglichenen Energiemengen und Vergütungszahlungen erheblich sein können.

## **2.6 Fazit**

Maßnahmen zur Förderung Erneuerbarer Energien und die Kontrolle von Netzbetreibern sind staatliche Eingriffe in das Wirtschaftsgeschehen, die als „Regulierung“ betrachtet werden können. Hierbei sind allerdings spezifische Regulierungsbegriffe zu unterscheiden. Die Förderung Erneuerbarer Energien z.B. durch Mindestpreise wie beim EEG kann in einem weiteren Sinn als Marktregulierung verstanden werden. Hierbei handelt es sich aber im Unterschied zur Netzregulierung grundsätzlich nicht um eine aufsichtsrechtliche Kontrolle und Steuerung einzelner Unternehmen.

Angesichts der Überlappungen der Netzregulierung aufgrund von natürlichen Monopolen und der Regulierung der Versorgungsstruktur aufgrund externer Effekte müssen die Wechselbeziehungen zwischen diesen staatlichen Interventionen beachtet werden. D.h. in der Netzregulierung muss die Förderpolitik beachten werden und umgekehrt. Notwendige Abstimmungen und eine Zuständigkeit der Regulierungsbehörde für die Überwachung bestimmter Mechanismen des Förderinstrumentariums bedeuten allerdings keine funktionale Verschmelzung der Förderpolitik mit der Netzregulierung. Gerade

---

<sup>21</sup> Die Frage der Wechselwirkungen zwischen der Förderpolitik und der Netzregulierung wird in Kapitel 4.5 hinsichtlich der Interaktionen mit dem Energiewirtschaftsgesetz wieder aufgegriffen.

marktorientierte Instrumente zu Förderung Erneuerbarer Energien sollen die Nachteile von ordnungsrechtlichen Vorschriften und staatlichen Einzelfallbewertungen vermeiden.

Aus der Analyse der Netzregulierung lassen sich hinsichtlich der Förderung Erneuerbarer Energien folgende Thesen ableiten:

- Nach marktliberaler Auffassung sollte der Grundsatz gelten: Sowenig Regulierung wie nötig. Sowohl der Regulierungsumfang als auch die Eingriffsintensität des Staates sollten auf das notwendige Maß begrenzt sein. Es soll ein weitgehender Wettbewerb ermöglicht werden oder es sollen Mechanismen genutzt werden, die einen Als-Ob-Wettbewerb bewirken. Nach Möglichkeit sollten Mechanismen genutzt werden, die den Privaten einen ausreichenden Spielraum lassen (ökonomische Anreize).
- Markteingriffe des Staates erfolgen stets unter mehr oder weniger großer Unsicherheit über die jeweilige Ausgangslage und künftige Entwicklungsmöglichkeiten z.B. der Kosten, wobei asymmetrische Information zwischen Regulierern und Regulierten eine wesentliche Rolle spielen. Vollständige Information wäre in der Regel zu teuer. Erforderlich sind deshalb kompatible Anreize unter Berücksichtigung der Probleme unvollständiger und asymmetrisch verteilter Information (moral hazard, adverse selection).
- Unter typischen Bedingungen einer Regulierung sind selbst theoretisch keine erstbesten Effizienz-Ergebnisse im Sinne der Wohlfahrtstheorie möglich, sondern nur zweitbeste oder drittbeste Lösungen, die sowohl die Umverteilungseffekte als auch die Anreizeffekte bei unvollständiger und asymmetrischer Information berücksichtigen. Zudem können theoretisch optimale Lösungen in der praktischen Anwendung nicht unmittelbar implementiert werden. Es sind somit keine „perfekten“ Regulierungen anzustreben, sondern praktikable Lösungen die trotz der realen Komplexität hinreichend funktionsfähig und zugleich möglichst einfach und transparent sind.
- Die häufig angewendete Formel zur Anpassung der Preis- oder Erlösobergrenze im Rahmen einer Anreizregulierung (RPI-X-Formel) lässt sich mit der Dynamik der Degression im EEG vergleichen, die auch auf Bonusmodelle anwendbar ist. Hiermit werden jeweils dynamische Anreize zur Produktivitätserhöhung gegeben.
- Es kann sinnvoll sein, den regulierten Unternehmen bzw. den von der Förderpolitik Begünstigten Wahlmöglichkeiten zu lassen, die diese unter Berücksichti-

gung ihrer spezifischen Informationen und Erwartungen nutzen können. Solche Wahlmöglichkeiten könnten unter Umständen insbesondere Probleme asymmetrischer Information vermindern.

Zwischen der Förderpolitik und dem Energiewirtschaftsrechts sind Abstimmungen erforderlich, um die Konsistenz der unterschiedlichen Regelungen zu wahren und institutionelle bzw. regulatorische Hemmnisse zu vermeiden. Die Anforderungen, die sich aus einer verstärkten Nutzung Erneuerbarer Energien ergeben, müssen deshalb nicht nur im energiewirtschaftlichen Regelwerk, sondern auch in der Praxis der Netzregulierung beachtet werden. Umgekehrt kann der institutionelle Rahmen der Netzregulierung - soweit nötig - für die Umsetzung der Förderpolitik vor allem im Sinn einer punktuellen Überwachung genutzt werden.



### **3. Förderkonzepte im Vergleich**

#### **3.1 Preis- und Mengenregelung als Grundmodelle**

Prinzipiell kann man zwischen Preis- und Mengenregelungen zur Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien unterscheiden. Dieser Abschnitt dient dazu, die zugrunde liegende Wirkungsweise beider Grundmodelle und die daraus resultierenden Unterschiede darzustellen. In der Realität können die hier dargestellten Effekte über die Ausgestaltung bestimmter weiterer Gestaltungselemente verstärkt, gemildert oder aber gänzlich aufgehoben werden (vergleiche Abschnitt 3.2). Insofern gelten die im Folgenden gemachten Aussagen auch nicht für alle Preis- bzw. Mengenregelungen, sondern nur für das jeweilige Grundmodell.

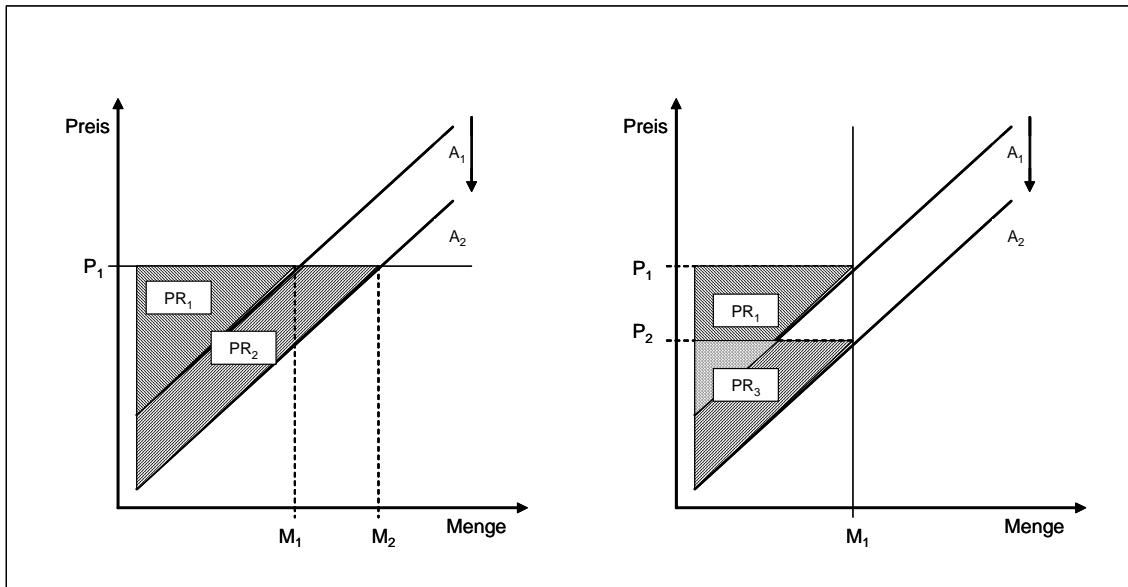
Bei Preisregelungen wie dem EEG werden staatlicherseits bestimmte Preise, d.h. Vergütungen vorgeben. Am Markt ergibt sich dann eine Gleichgewichtsmenge an produziertem Strom an jenem Punkt, an dem der Preis den Grenzkosten der Produktion entspricht. In Mengenregelungen, z.B. einer Quote, wird dagegen die Menge des nachgefragten Stroms aus Erneuerbaren Energien festgelegt. Der Gleichgewichtspreis am Markt entspricht den Grenzkosten des Angebots der festgelegten Menge. Diese Darstellung macht deutlich, dass beide Regelungen statisch betrachtet gleich effizient sind, da sie sich beide des Marktes zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage bedienen. Ferner kann bei Vorliegen vollständiger Information derselbe Gleichgewichtspunkt erreicht werden.

Auch unter dem Aspekt der dynamischen Effizienz ähneln sich die beiden Grundmodelle. Beide Modelle geben den Produzenten positive Anreize, die Kosten durch Innovationen zu senken, da die Produzenten auf diese Weise ihre Produzentenrenten in Form von Gewinnen vergrößern können. Während in einer Preisregelung Kosteneinsparungen tendenziell zu einer Ausweitung der produzierten Menge bei konstanten Preis führen, da dann auch Standorte mit ungünstigeren Bedingungen erschlossen werden können, sinkt in Mengenregelungen der Gleichgewichtspreis. Damit unterliegen Produzenten in Mengenregelungen einem zusätzlichen negativen Anreiz, Kosten senken zu müssen, da sie sonst Gefahr laufen, als Grenzanbieter bei sinkenden Preisen nicht mehr die Kosten Erlösen zu können und damit aus dem Markt gedrängt zu werden. Während also in einem Preismodell ausschließlich positive Anreize zur Kostensenkung durch Innovation gegeben werden, treten im Mengenmodell zu den positiven Anreizen negative Anreize, die Anreizwirkung für eine dynamische Effizienz ist also höher. Innovative Unternehmen werden in beiden Modellen belohnt, aber nur im Mengenmodell werden weniger innovative Unternehmen auch bestraft. Zusätzliche Produzentenrenten aus Kostensen-

kungen fallen im Mengenmodell geringer aus als im Preismodell, dafür entgehen innovative Unternehmen im Vergleich zu weniger innovativen Unternehmen der Bestrafung. Dies gilt, solange die Regelgröße konstant gehalten wird, d.h. gesunkene Kosten werden in einer Preisregelung nicht für eine Absenkung der regulierten Mindestpreise genutzt bzw. in einer Mengenregelung nicht zu einer Ausweitung der Mindestmenge.

Dynamisch verändern sich Produzenten- und Konsumentenrenten bei Preis- und Mengelösungen unterschiedlich und führen damit auch zu unterschiedlichen Verteilungswirkungen. Der Gleichgewichtspreis ergibt sich als Schnittpunkt von Grenzkosten der Produzenten und Grenznutzen der Konsumenten (Abbildung 3-1). Steigende Grenzkosten vorausgesetzt, sind die spezifischen Grenzkosten von Mengen unterhalb der Gleichgewichtsmenge niedriger als der Gleichgewichtspreis, es ergeben sich somit Produzentenrenten ( $PR_1$  in Abbildung 3-1). In einer Preisregelung verursachen sinkende spezifische Produktionskosten ( $A_1 \rightarrow A_2$  in Abbildung 3-1 links) die zusätzliche Rente für die gleiche Menge  $M_1$  vollständig beim Produzenten. Da die Reduktion der spezifischen Kosten aber zu einer Mengenausweitung ( $M_1 \rightarrow M_2$ ) führt, kommt es darüber hinaus noch zu einer zusätzlichen Ausweitung der Produzentenrente (um  $PR_2$ ) wie auch der Konsumentenrente. Anders dagegen in einer Mengenregelung (Abbildung 3-1 rechts): Sinkende spezifische Produktionskosten lassen in einem Mengenmodell den Gleichgewichtspreis von  $P_1$  auf  $P_2$  sinken. Damit bleiben die Produzentenrenten ( $PR_1 = PR_3$ ) gleich. Diese Aussagen gelten wiederum dann, wenn die Regelgröße Preis bzw. Menge konstant gehalten wird, zusätzliche Renten also nicht über eine Anpassung der Regelgröße vom Regulierer abgeschöpft werden.

**Abbildung 3-1: Renten im Preis- (links) und Mengenregelungen (rechts) bei sinkenden Angebotspreisen**



Die dynamische Perspektive gibt auch ein Erklärungsmuster für die größere Effektivität von Preisregelungen, da Senkungen der spezifischen Kosten wie dargestellt zu einer Ausweitung des Angebots und damit auch zu einer höheren Gleichgewichtsmenge führen, während Kostenreduktionen in der Mengenregelung zu Preissenkungen führen, die umgesetzte Menge aber gleich bleibt.

Produzentenrenten sind notwendige Voraussetzungen für Innovationen, weil diese Renten Investitionen in Forschung und Entwicklung erlauben. Eine vollständige Abschöpfung von Produzentenrenten ist daher nicht anzustreben. Allerdings werden Produzentenrenten nicht zwangsläufig für Innovationen investiert, sondern können von Produzenten auch für andere Zwecke verwendet werden. Vielmehr bedürfen Produzenten entsprechender Perspektiven für den Absatz ihrer Produkte, die ihnen die Amortisation ihrer Investitionen in der Zukunft erlaubt. Hier bieten Preisregelungen höhere Anreize für Re-Investitionen in Innovationen, da Mengenausweitungen vergleichsweise höhere Produzentenrenten erlauben als eine rigide Mengenfestsetzung wie in der Mengenregelung.

Änderungen des allgemeinen Strompreises etwa durch höhere Kosten konventioneller Brennstoffe haben auch unterschiedliche Auswirkungen in der Preis- und der Mengenregelung:

- Erhöhungen der Strompreise wirken sich bei einer Preisregelung nicht auf die geförderte Nutzung Erneuerbarer Energien aus, solange der Strompreis nicht über die gewährte Vergütung steigt. Mit steigenden Preisen vermindern sich

aber die Differenzkosten. Wenn der Marktpreis die garantierte Vergütung überschreitet, erfolgt ein „Herauswachsen“ aus der Förderung in den Markt.

- Im Mengenmodell bleibt der Anteil Erneuerbarer Energien von Strompreisänderungen unberührt; die EE-Menge wird sich aber verringern, sofern sich die gesamte Nachfrage nach Strom (gemäß der Preiselastizität) vermindert. Den steigenden Strompreisen stehen hier sinkende Zertifikatpreise gegenüber.

Unterschiede weisen die Regelungen auch auf, wenn nur unvollständige Information vorliegt. Nimmt der Nutzen im relevanten Bereich schneller ab als die Kosten steigen, d. h. also, ist die Steigung der Nachfragekurve höher als die Steigung der Angebotskurve, dann ist eine Mengenregelung vorzuziehen, da Abweichungen von der idealen Menge nur zu geringen Veränderungen des Nutzens führen. Preisregelungen sind dagegen vorzuziehen, wenn die Elastizität der Nachfrage kleiner ist als die des Angebots, weil dann Abweichungen vom angestrebten Idealpunkt zu geringeren Nutzenverlusten führen als bei der Mengenregelung (Weitzman 1974).

Die beiden Grundmodelle Preis- und Mengenregelung unterscheiden sich in der Art der Unsicherheiten, der einzelne Akteure ausgesetzt sind. Unsicherheiten ergeben sich in diesem Zusammenhang insbesondere, wenn Informationen zum Entscheidungszeitpunkt dem Entscheidungsträger unvollständig oder gar nicht vorliegen. Bei einer Preisregelung ist dem EE-Betreiber bei Errichtung der Anlage der Abnahmepreis für seine Erzeugung bekannt. Es gibt keine Beschränkung bezüglich der Nachfragemenge, der EE-Betreiber unterliegt keinem Absatzrisiko. Auch dem Hersteller von EE-Anlagen gibt eine Preisregelung sichere Rahmenbedingungen, sodass Investitionen in Innovationen erfolgen können. Der zur Abnahme des EE-Stroms verpflichteten Partei ist die abzunehmende Menge im Voraus nicht bekannt, sie unterliegt einer Unsicherheit. Solange der Anteil des EE-Stroms gering ist - und das ist ja genau der Ausgangspunkt der Förderung -, ist diese Unsicherheit jedoch verhältnismäßig gering verglichen mit sonstigen Unsicherheiten wie z.B. der Höhe des gesamten Stromabsatzes. Der Staat unterliegt der Unsicherheit, auf eine zukünftig möglicherweise nicht effiziente Technologie gesetzt zu haben.

In einer Mengenregelung ist der EE-Betreiber erheblichen Unsicherheiten ausgesetzt. Er kennt im Voraus weder die individuell abzusetzende Menge noch den zu erzielenden Preis. Beides ist abhängig von konkurrierenden Anbietern, und zwar nicht nur gegenwärtig, sondern auch zukünftig über die gesamte Lebensdauer der EE-Anlage. Da es sich bei EE um vergleichsweise neue Technologien handelt, gibt es noch ein erhebliches

Innovationspotenzial. Entsprechend schwierig ist die Abschätzung zukünftiger Kosten konkurrierender Anlagen. Auch die Hersteller von EE-Anlagen unterliegen in einer Mengenregelung größeren Unsicherheiten als in einer Preisregelung. Wenn eine Trennung zwischen physikalischen EE-Strom und der Qualität "EE" erfolgt, müssen EE-Betreiber sowohl auf Strommärkten wie auch auf Zertifikatmärkten agieren mit sich entsprechend jeweils ergebenden zusätzlichen Unsicherheiten. Der Staat und die verpflichteten Agenten haben die Sicherheit, die zum jeweiligen Zeitpunkt kurzfristig betrachtet immer kostengünstigste EE-Technologie zu fördern.

Zusammenfassend ist also eine Preisregelung für EE-Betreiber mit geringeren Unsicherheiten verbunden als eine Mengenregelung. Das gleiche gilt aus der Perspektive von Herstellern von EE-Anlagen. Mit geringeren Unsicherheiten sind aber auch geringere Finanzierungskosten von Herstellung und Errichtung verbunden, da Kredite dann günstiger zu erlangen sind bzw. der Eigenkapitalanteil zugunsten des Fremdkapitals vermindert werden kann. Entsprechend werden dann die EE-Erzeugungskosten gedämpft.

Tabelle 3-1 fasst die Bewertung der Grundmodelle bezüglich unterschiedlicher Kriterien zusammen. Wie dargestellt, gehen von Mengenregelungen stärkere Anreize zur Kostenreduktion aus als von Preisregelungen. Die höheren Produzentenrenten in Preisregelungen erlauben andererseits höhere Investitionen in Innovationen, gleichzeitig geben sie bessere Perspektiven für eine zukünftige Amortisation von gegenwärtigen Investitionen. In der Summe ergibt sich daraus die gleiche Bewertung bezüglich der dynamischen Effizienz. Zusammenfassend ähneln sich die Grundmodelle in der Bewertung sehr. Wesentliche Unterschiede bestehen insbesondere in der Verteilung von Risiken bei Unsicherheit.

**Tabelle 3-1: Bewertung der Grundmodelle.**

	<b>Preisregelung</b>	<b>Mengenregelung</b>
<b>Effektivität</b>	++	+
<b>Statische Effizienz</b>	++	++
<b>Dynamische Effizienz</b>	+	++
<b>Sicherheit EE-Erzeuger</b>	++	-
<b>Sicherheit Verpflichtete</b>	-	+
<b>Verteilungseffekt</b> (bei Kostensenkungen)	Stärke Ausweitung der Produzenten- rente als der Konsumentenrente	Ausweitung der Konsumentenrente
<b>Unsicherheit</b>	+ wenn Angebotskurve steiler als Nachfragekurve	+ wenn Angebotskurve flacher als Nachfragekurve

### 3.2 Gestaltungselemente

Die Diskussion um das beste Instrument zur Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien war in der Vergangenheit auf den Antagonismus von Preis- und Mengenregelung konzentriert. Wie oben stehende Analyse zeigt, unterscheiden sich beide Grundmodelle in der theoretischen Bewertung jedoch kaum. So lässt die Unterscheidung in Preis- und Mengenmodell allein keine Aussagen über die Vorteilhaftigkeit bezüglich der statischen Effizienz zu. Entsprechend sind auch andere Analysen häufig zu dem Schluss gekommen, dass es weniger auf die Wahl des richtigen Grundmodells als auf die konkrete Ausgestaltung der Regelungen ankommt.<sup>22</sup> Im Folgenden werden wesentliche Gestaltungselemente dargestellt und bewertet, wobei diese sich meist sowohl im Rahmen von Mengen- wie auch Preisregelungen umsetzen lassen. Dabei erhebt diese Darstellung kein Anspruch auf Vollständigkeit, tatsächlich lassen sich weitere Spielräume für die Gestaltung von Förderregelungen denken. Die isoliert beschriebenen Effekte der Ausgestaltung einzelner Elemente können sich kumulieren, in Kombination aber auch ins Gegenteil verkehren.

Nachstehende Elemente lassen sich im Wesentlichen identifizieren:<sup>23</sup>

<sup>22</sup> Helby 1997, Hveplund 2001, Markewitz, Ziesing 2004

<sup>23</sup> In Anlehnung an Langniß 2003

1. Art der Festsetzung: relativ oder absolut
2. Anpassung der Regelgröße: ex-ante oder ex-post
3. Vergabe der Förderung: Laufend oder nur zu bestimmten Zeitpunkten
4. Förderumfang: mit oder ohne Stromabsatz
5. Übertragbarkeit des Nachweises: Zertifikat handelbar oder nicht
6. Differenzierungsmerkmale: einheitliche Förderung oder differenzierte Förderung nach unterschiedlichen Merkmalen
7. Verpflichtete: Erzeuger, Netzbetreiber, Stromlieferanten oder Verbraucher
8. Finanzierung: aus öffentlichen Haushalten, aus einem Fond oder von Verpflichteten selbst.
9. Dauer der Förderung: kurz oder lang im Verhältnis zu typischen Lebensdauern von Anlagen.

Diese Elemente werden im Folgenden näher erläutert und auf ihre Auswirkung insbesondere auf die Verteilung von Unsicherheiten zwischen EE-Betreibern, Verpflichteten und ggf. Regulierer bewertet.

#### Zu 1. Art der Festsetzung

Die Regelgröße, also Preis oder Menge, kann absolut oder relativ zu anderen Größen festgelegt werden. Beispielsweise kann die Vergütung in Prozent der Durchschnittspreise festgelegt werden oder die Menge als Anteil am gesamten Stromabsatz. Die absolute Festlegung gewährt dem EE-Erzeuger größere Sicherheit, da die Regelgröße unabhängig von anderen Größen im Voraus festliegt. Diese Sicherheit ist für EE-Betreiber von großer Bedeutung, da der größere Teil der Lebenszykluskosten von EE-Anlagen<sup>24</sup> meist am Anfang mit der Investition festgelegt wird und damit nur geringen Möglichkeiten zur Anpassung über die Laufzeit der Anlagen bleiben. Dagegen hat eine relative Festsetzung Vorteile für den Regulierer und dem von ihm verpflichteten Agenten (z.B. Netzbetreiber). Fällt z.B. der Stromverbrauch insgesamt geringer aus als erwartet, so würde im Falle einer absoluten Mengenfestlegung der Anteil EE unerwartet hoch ansteigen. Damit bliebe mehr konventionelle Kapazität unausgelastet als im Fall einer relativen Festlegung. Ähnlich bei der relativen Festlegung des Preises: Wenn er am Strommarktpreis orientiert ist, bleibt der relative Abstand zu den Preisen konventionellen Stroms gleich. Für den Verbraucher geht damit allerdings ein wesentlicher Vorteil der EE verloren, da die EE dann keine dämpfende Wirkung auf ansteigende Strompreise

---

<sup>24</sup> Als Ausnahme ist der Einsatz von Biogas/Biomasse zu nennen, der über die Brennstoffkosten einen größeren Anteil laufender Kosten mit sich bringt.

bei steigenden fossilen Energiepreisen hat. Die beschriebenen Auswirkungen sind für Mengen- und Preisregelungen gleich.

**Tabelle 3-2: Bewertung der Festsetzungsart. (↗: steigert entsprechendes Kriterium; ↘: senkt entsprechendes Kriterium; o: kein Einfluss).**

	Absolut	Relativ
Effektivität	o	o
Statische Effizienz	o	o
Dynamische Effizienz	↗	↘
Sicherheit EE-Erzeuger	↗	↘
Sicherheit Verpflichtete	↘	↗
Verteilungseffekte	o	o

#### Zu 2. Anpassung der Regelgröße

Die Regelgröße kann ex-ante oder ex-post festgelegt werden. Im ersteren Fall ist die Höhe der Regelgröße vor etwaigen Investitionsentscheidungen bekannt, im letzteren Fall nicht. Weiterhin kann die Regelgröße kontinuierlich neu festgelegt werden oder einmalig bei Einführung der Regelung. Dabei kann auch eine vorher bestimmte Änderung der Regelgröße über die Zeit von vorneherein festgelegt werden, etwa über eine jährliche feste Reduktion der Vergütung oder einer schrittweisen Ausweitung des Mengenzieles. Generell gilt, dass umso mehr im Voraus festgelegt ist, umso größer die Sicherheit für EE-Betreiber. Anpassungen der Regelgröße über die Zeit sind unter diesem Gesichtspunkt unkritisch, solange diese Anpassungen ex-ante festgelegt werden. Auch wenn sich Änderungen der Regelgröße nur auf neue Anlagen und nicht auf den Anlagenbestand beziehen, sind Änderungen aus Sicht von Betreibern bestehender EE-Anlagen unkritisch. Dagegen führt letzteres zu größeren Unsicherheiten für die Hersteller von EE-Anlagen. Mit einer anfänglichen Festlegung riskiert der Regulierer dagegen, auf geänderte Rahmenbedingungen nicht reagieren zu können. Die beschriebenen Auswirkungen sind für Mengen- und Preisregelungen gleich.



**Tabelle 3-3: Bewertung der Festsetzungszeitpunktes. (↗: steigert entsprechendes Kriterium; ↘: senkt entsprechendes Kriterium; 0: kein Einfluss).**

	Ex-ante	Ex-post
Effektivität	0	0
Statische Effizienz	0	0
Dynamische Effizienz	↗	↘
Sicherheit EE-Erzeuger	↗	↘
Sicherheit Verpflichtete	↗	↘
Sicherheit Regulierer	↘	↗
Verteilungseffekte	0	0

#### Zu 3. Vergabe der Förderung

Regelungen können sich dadurch unterscheiden, ob EE-Erzeuger kontinuierlich Zugang zur Förderung haben oder nicht. Preisregelungen sind meist dadurch gekennzeichnet, dass EE-Erzeuger jederzeit in ein Lieferverhältnis eintreten können oder so in den Genuss der garantierten Preise kommen. Dagegen gibt es als Variante der Mengenregelung die Ausschreibungsregelung. Bestimmte Mengen Erneuerbarer Energie oder Kapazität werden von Zeit zu Zeit ausgeschrieben, die besten Anbieter erhalten dann den Zuschlag. Soweit es sich um staatlich initiierte Ausschreibungen handelt - und dies ist im Fall der Ausschreibungsregelung der Fall -, führen sie zu einer stark schwankenden Auslastung bei der Akquisition der Projektentwickler und damit entsprechend negativen Auswirkungen auf Effizienz und Effektivität. Ein häufigerer Zyklus von Ausschreibungen kann diesen Effekt mildern. Allerdings besteht die Gefahr bei zu kurzen Zyklen, dass Angebote mehrfach zu unterschiedlichen Preisen angeboten werden, die Ausschreibungen also nicht zu einem neuen Wettbewerb führen.

#### Zu 4. Förderumfang

Dieses Gestaltungselement geht von einer fiktiven Trennung des eigentlichen Stroms und der Qualität, aus EE erzeugt worden zu sein, aus. Der Strom selbst hat für den Verbraucher den gleichen direkten Nutzen unabhängig davon, wie er hergestellt wurde. Der indirekte Zusatznutzen durch verminderte externe Kosten lässt sich dann abtrennen und als eigener Wert unabhängig vom Strom darstellen.

Damit kann entweder die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien insgesamt oder aber ausschließlich die EE-Qualität des Stroms gefördert werden. In ersterem Fall unterliegt auch der Stromabsatz des Erzeugers der staatlichen Regelung, während im letzteren Fall der Erzeuger sich selbst und unabhängig von der EE-Qualität um die Vermarktung des eigentlichen Stromes kümmern muss. Ein Beispiel für ersteres ist das deutsche EEG, ein Beispiel für letzteres ein Quotenmodell mit Zertifikaten. In ersterem Fall muss Strom tatsächlich im kaufmännischen Sinne geliefert werden, im letzteren ist ein Nachweis über ein entsprechendes Zertifikat ausreichend. Sind die Nachweise übertrag- und handelbar (s.u.), steigert dies die Effizienz, da EE-Anlagen am günstigsten Standort von den wettbewerbsfähigsten Anbietern betrieben werden kann unabhängig davon, wer die Mengenverpflichtung zu erfüllen hat.

Auch in Preisregelungen lässt sich die Förderung der EE-Qualität vom eigentlichen Stromabsatz trennen: In Bonusregelungen wird nur ein staatlich regulierter Bonus zusätzlich zu den Erlösen aus dem Stromabsatz gezahlt.

**Tabelle 3-4: Bewertung des Förderumfanges unter der Annahme oligopolistischer Strommärkte und/oder behinderten Netzzugang. (↗: steigert entsprechendes Kriterium; ↘: senkt entsprechendes Kriterium; o: kein Einfluss).**

	Ausschließlich EE-Qualität	Strom & EE-Qualität
<b>Effektivität</b>	↘	↗
<b>Statische Effizienz</b>	o	o
<b>Dynamische Effizienz</b>	↘	↗
<b>Sicherheit EE-Erzeuger</b>	↘	↗
<b>Sicherheit Verpflichtete</b>	↗	↘
<b>Verteilungseffekte</b>	o	o

Die Trennung per se hat keinen Einfluss auf die Verteilung der Unsicherheit, maßgeblich ist vielmehr, ob bei einer Trennung der Absatz des EE-Stroms im gleichen Umfang reguliert ist wie ohne die Trennung. Soweit ein fairer Netzzugang gewährleistet ist und die Bedingungen auf dem realen Strommarkt zu ausreichendem Wettbewerb führen, spielt der Umfang der Förderung keine Rolle. Wird der Zugang zum Netz jedoch wie auch immer behindert oder ist der Strommarkt durch einige bestimmende Oligopole anstatt durch viele polypolistische Anbieter geprägt, sind Regelungen, die auch den Ab-

satz des EE-Stromes umfassen, effektiver. Die beschriebenen Auswirkungen sind für Mengen- und Preisregelungen gleich.

#### Zu 5. Übertragbarkeit des Nachweises

Zu unterscheiden ist, ob der Nachweis über die EE-Qualität des Stroms (s.o.), also das Zertifikat, handelbar ist oder nicht. Im letzteren Fall dient das Zertifikat ausschließlich dem Nachweis gegenüber der die Regelung überwachende Behörde, während ersteres den Verpflichteten eine höhere Flexibilität erlaubt.

Die Übertragbarkeit von Nachweisen ist in Preisregelungen ohne Relevanz. Dagegen gestaltet erst die Übertragbarkeit eine Mengenregelung statisch effizient, da nur so eine effiziente Produktion durch optimale Betreiber an optimalen Standorten gewährleistet ist. Sind die Nachweise nicht übertragbar, so wird eine Quote tendenziell übererfüllt werden: Jeder individuell Verpflichtete wird danach streben, die individuelle Quote zu erfüllen und daher zur Sicherheit größere Mengen als eigentlich notwendig zur Verfügung stellen. In einer Mengenregelung mit Übertragbarkeit sind diese zusätzlichen Mengen eher geringer, da ein Ausgleich von individuellen Überschüssen und Untererfüllung kurzfristig möglich ist. Die Übertragbarkeit erlaubt auch in dynamischer Perspektive eine höhere Effizienz, da sich die Verpflichteten kurzfristig auf geänderte Rahmenbedingungen einstellen können und müssen. Allerdings unterbleiben ggf. Investitionen in Innovationen, da die Perspektiven neuer Techniken aufgrund der höheren Flexibilität der Verpflichteten unsicherer sind. In Preisregelungen spielt die Übertragbarkeit des Nachweises keine Rolle. Standardisierte Zertifizierungen von unabhängiger dritter Seite können allerdings in Preisregelungen die Bewertung des EE-Stromes wie auch den Ausgleich der Belastungen zwischen den Verpflichteten erleichtern, damit Transaktionskosten vermindern und so die Effizienz steigern. Die beschriebenen Auswirkungen sind für Mengen- und Preisregelungen gleich.

**Tabelle 3-5: Bewertung der Übertragbarkeit des Nachweises in Mengenregelungen. (↗: steigert entsprechendes Kriterium; ↘: senkt entsprechendes Kriterium; 0: kein Einfluss).**

	Nicht übertragbar	übertragbar
<b>Effektivität</b>	↗	↘
<b>Statische Effizienz</b>	↘	↗
<b>Dynamische Effizienz</b>	↘	↗
<b>Sicherheit EE-Erzeuger</b>	↗	↘
<b>Sicherheit Verpflichtete</b>	↘	↗
<b>Verteilungseffekte</b>	0	0

Zu 6. Differenzierungsmerkmale

Die begünstigten Anlagen können einheitlich oder differenziert gefördert werden. Differenzierungsmerkmale können dabei Technologie, Kraftwerksgröße oder das Alter bzw. der Errichtungszeitpunkt der Anlage sein. Auch das Ausmaß der Differenzierung in wenige oder viele Gruppen spielt eine Rolle.

Eine einheitliche Mengenregelung ohne Differenzierung führt zu Konkurrenz zwischen unterschiedliche EE-Technologien. Nur die kostengünstigsten Technologien werden gefördert. Einen gleichen Effekt hat eine einheitliche Preisregelung, wenn der gesetzte Preis sich an den kostengünstigsten Technologien orientiert. Orientiert sich die einheitliche Vergütung an teureren Technologien, dann wird eine größere Bandbreite unterschiedlicher EE gefördert, gleichzeitig erzielen die Produzenten mit kostengünstigeren EE-Technologien höhere Renten gegenüber dem Fall mit einer niedrigeren Vergütung. Das gleiche gilt, falls Quoten so gesetzt sind, dass sie auch die Anwendung teurerer EE-Technologien erforderlich machen. Durch eine Differenzierung können diese zusätzlichen Renten zumindest teilweise abgeschöpft werden. Dies ist theoretisch in beiden Grundmodellen möglich.

In der Praxis gestaltet sich eine Differenzierung einer Mengenregelung schwieriger als bei einer Preisregelung. Mit jeder Differenzierung werden nämlich zusätzliche Märkte geschaffen, an denen Quotenverpflichtete teilnehmen müssen. Entsprechend steigen deren Transaktionskosten. Weiterhin herrscht in den kleineren, differenzierten Märkten weniger Wettbewerb, entsprechend lässt die Effizienz nach. Demgegenüber lassen sich

Preisregelungen leichter und auch in mehr Teile differenzieren, ohne dass Transaktionskosten wesentlich ansteigen würden.

Die Differenzierung wirkt sich damit bei Preis- und Mengenregelungen unterschiedlich aus.

**Tabelle 3-6: Bewertung der Differenzierung. (↗: steigert entsprechendes Kriterium; ↘: senkt entsprechendes Kriterium; o: kein Einfluss).**

	ohne		mit	
	Preisregelung	Mengenregelung	Preisregelung	Mengenregelung
<b>Effektivität</b>	0	0	+	+
<b>Statische Effizienz</b>	↘	↗	↗	↘
<b>Dynamische Effizienz</b>	↘	↗	↗	↘
<b>Sicherheit EE-Erzeuger</b>	0	0	0	0
<b>Sicherheit Verpflichtete</b>	0	0	0	0
<b>Verteilungseffekt</b>	0	0	Verminderung der Produzentenrenten zugunsten der Konsumentenrenten	

#### Zu 7. Verpflichtete

Es können unterschiedliche Akteure als Agenten des Staates auf dem Strommarkt zur Förderung verpflichtet werden: Erzeuger, Netzbetreiber, Stromlieferanten oder die Verbraucher selbst. In einer Mengenregelung müssen die Verpflichteten im Wettbewerb stehen, damit ein starker Anreiz zur Kostenreduktion besteht. Nur dann kann ein Wettbewerb auf dem EE-Strommarkt entstehen.<sup>25</sup> Stromlieferanten sind hier besonders geeignet, zumal es für sie am einfachsten ist, den EE-Strom zu integrieren. In Preisregelung kommt es dagegen darauf an, dass ein eindeutiger Ansprechpartner für die Abnahme gewährleistet ist. Dies sind in einem liberalisierten Strommarkt üblicherweise die Netzbetreiber.

---

<sup>25</sup> Ein ähnlicher Effekt ergibt sich, wenn ein Wälzungsmechanismus zwischen Verpflichteten in einer Quotenregelung etabliert ist, der die Belastungen gleichmäßig über alle Verpflichtete verteilt.

**Tabelle 3-7: Bewertung unterschiedlicher Verpflichteter. (↗: steigert entsprechendes Kriterium; ↘: senkt entsprechendes Kriterium; 0: kein Einfluss).**

	Preisregelung	Mengenregelung
Effektivität		
Statische Effizienz	0	Je mehr die Verpflichteten untereinander im Wettbewerb stehen, desto höher die Effizienz
Dynamische Effizienz	0	
Sicherheit EE-Erzeuger	Akteure, die nicht aufgrund des Wettbewerbes von Marktaustritt bedroht sind, sind vorzuziehen	
Sicherheit Verpflichtete	0	0
Verteilungseffekt		

#### Zu 8. Finanzierung

Die Zusatzkosten aus der Regelung können aus öffentlichen Haushalten finanziert werden oder ein allgemeiner Fond, gespeist aus Beiträgen der Verpflichteten, deckt die Zusatzkosten. Schließlich können auch die Verpflichteten individuell ohne einen Ausgleichsmechanismus für die Zusatzkosten aufkommen. In einer Mengenregelung ist der Anreiz für die Verpflichteten zum effizienten Handeln dann besonders groß, wenn sie die Zusatzkosten selbst zu tragen haben. Eine Finanzierung aus einem gemeinsamen Fond oder sogar öffentlichen Haushalten ließe dagegen den Anreiz zum effizienten Handeln entfallen.

Soweit ein Handel von EE-Strom bzw. der Zertifikate möglich ist, ist in einer solchen Regelung auch eine gerechte Verteilung der Zusatzkosten im Sinne gleich spezifischer Belastungen je Einheit Strom gewährleistet. In einer Preisregelung müssen von den Verpflichteten keine Impulse für eine effiziente Produktion ausgehen. Allerdings ist ein Ausgleich der Zusatzkosten zwischen den einzelnen Verpflichteten anzustreben, um eine ungebührliche Belastung einzelner zu vermeiden. Dazu bietet sich ein Umlageverfahren, Wälzungsmechanismen, ein allgemeiner Fond oder sogar die Finanzierung aus öffentlichen Haushalten an.

#### Zu 9. Förderdauer

Der Zeithorizont der Dauer der Regelung kann unbestimmt oder bestimmt sein. Eine Regelung kann nur für ein Jahr feststehen oder auf Jahrzehnte angelegt sein. Für EE-Betreiber sind Zeithorizonte entsprechend der wirtschaftlichen Lebensdauer der EE-

Anlage notwendig, um ihnen die Amortisation der Anlage zu erlauben. Dies ist von umso größerer Bedeutung, als dass bei den meisten EE-Technologien der überwiegende Teil der Lebenszykluskosten bei der Investition anfallen. Auch aus Sicht der Hersteller von EE-Anlagen sind langfristige Zeithorizonte von Vorteil. Allerdings übernimmt mit einer langfristigen Festlegung der Staat das Risiko, möglicherweise auf Technologien und Anlagen zu setzen, die sich in Zukunft als falsch und ineffizient erweisen.

**Tabelle 3-8: Bewertung der Förderdauer. (↗: steigert entsprechendes Kriterium; ↘: senkt entsprechendes Kriterium; 0: kein Einfluss).**

	Kurz	Lang
Effektivität	0	0
Statische Effizienz	0	0
Dynamische Effizienz	↘	↗
Sicherheit EE-Erzeuger	↘	↗
Sicherheit Verpflichtete	↗	↘
Verteilungseffekt (bei Kostensenkungen)	0	0

Zusammenfassend haben die hier analysierten Gestaltungselemente Einfluss auf:

1. insbesondere die dynamische Effizienz,
2. insbesondere die Sicherheit für Erzeuger Erneuerbarer Energien und immer in entgegen gesetzter Richtung der Sicherheit der Verpflichteten,
3. kaum Einfluss auf die Verteilung von Renten zwischen Erzeugern, Verpflichteten und Verbrauchern.

Unter Beachtung der hier betrachteten Bewertungskriterien sollten die oben betrachteten Elemente wie folgt gestaltet werden:

1. Regelungsgröße sollte *absolut, im Voraus* und für einen im Verhältnis zu typischen technischen Nutzungsdauer von erneuerbaren Energieanlagen möglichst *langen Zeitraum* festgelegt werden.

2. Unter den derzeit auf vielen Strommärkten herrschenden oligopolistischen Bedingungen, teilweise noch verstärkt durch behinderten Netzzugang, sollte die Förderung auch die Abnahme des Stroms beinhalten. Umso offener die Märkte werden, umso geringer ist die Bedeutung dieses Punktes.
3. Preisregelungen sind tendenziell einfacher und ohne Einschränkung der Effizienz zu differenzieren als Mengenregelungen. Entsprechend können Produzentenrenten einfacher abgeschöpft werden.

### **3.3 Internationale Erfahrungen mit Förderinstrumenten**

In diesem Abschnitt werden exemplarisch internationale Erfahrungen mit Quotenmodellen (Abschnitt 3.3.1), Mindestvergütungen und Zuschlägen (Abschnitt 3.3.2) und Ausschreibungsmodellen (Abschnitt 3.3.3) beschrieben und bewertet. Dabei steht weniger eine möglichst umfassende Darstellung der jeweiligen nationalen Förderung im Vordergrund, sondern spezielle Ausgestaltungsmerkmale, die auch für die Förderung in Deutschland interessant sein können.

#### **3.3.1 Erfahrungen mit Quotenmodellen**

##### **3.3.1.1 Quotenregelungen in den USA**

Die Idee einer Quotenregelung mit handelbaren Zertifikaten zur Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien wurde 1996 in den USA geboren.<sup>26</sup> Bis zum Jahr 2000 hatten bereits zehn Bundesstaaten eine solche Regelung, die im Amerikanischen unter dem Begriff "Renewable Portfolio Standard" bekannt ist, etabliert (Wiser et al. 2007). In einer zweiten Welle führten in den Jahren 2004 und 2005 acht weitere Bundesstaaten eine Quotenregelung ein. Somit existieren Quotenregelungen derzeit in 20 Bundesstaaten, auf die etwa 40 % des gesamten Stromverbrauchs der USA entfällt. Bereits mehrfach wurden darüber hinaus Vorschläge für eine USA-weite Quotenregelung in das Repräsentantenhaus bzw. den Senat eingebracht, ohne dass diese ausreichende Unterstützung für ihre Umsetzung erlangt haben.

Es gibt dabei zwischen den einzelnen Bundesstaaten erhebliche Unterschiede bezüglich der angestrebten Anteile, dem zeitlichen Horizont, den zugelassenen Technologien und Kraftwerken wie auch den Strafen bei Nichterfüllung. So schließen einige Bundesstaaten Strom aus großer Wasserkraft oder Biomasse aus, gleiches gilt für Strom aus Müllverbrennung. In 14 Bundesstaaten existieren Technologiebänder oder bestimmte Tech-

---

<sup>26</sup> Vergleiche dazu Rader und Norgaard 1996



nologien erhalten eine höhere Zahl von Zertifikaten, um eine differenzierte Technologieförderung zu erlauben. Die Quoten schwanken zwischen 2 % (Iowa) und 20 % (Colorado, Kalifornien). Es lässt sich ein Trend zu ehrgeizigeren Zielen beobachten, (Rabe 2006). Verschiedene Bundesstaaten haben ursprünglich gesetzte Ziele ausgeweitet, andere Bundesstaaten, die erst später eine Quotenregelung eingeführt haben, setzen sich von vorne herein höhere Ziele. Als Zeithorizont werden meist Jahre zwischen 2010 und 2020 gewählt. Diese erheblichen Unterschiede erlauben ähnlich wie in Europa keinen Handel von Zertifikate aus einem Bundesstaat in den anderen. Wesentliche Effizienzvorteile gehen somit verloren. Zertifikate unter der Quotenregelung eines Bundesstaates werden deshalb meist nur dann ausgestellt, falls der Strom aus Erneuerbaren Energien physisch in das Netz des betreffenden Bundesstaates gelangt.

Zwischen Ende der neunziger Jahre und 2006 entfiel etwa die Hälfte des Zubaus an Kraftwerkskapazität mit Erneuerbare Energien (ohne Wasserkraft) von insgesamt 10 GW auf Staaten mit einer Quotenregelung. Der Zubau in den Bundesstaaten mit Quotenregelungen wird dabei eindeutig von Windkraftanlagen dominiert, auf die 90 % des Zubaus entfallen. Allerdings kann dieser Zubau nicht alleine den Quotenregelungen zugeschrieben werden. Eine wesentliche Rolle spielt daneben die jeweils verfügbaren Ressourcen, die im günstigen Fall z.B. Windenergie schon heute vollständig wettbewerbsfähig mit etwa Gaskraftwerken machen. Entsprechend wird geschätzt, dass etwa die Hälfte des Zubaus an Windkraft in den USA zwischen 2001 und 2006 zumindest teilweise auf Quotenregelungen zurückzuführen ist (Wiser et al 2007).

In den einzelnen Bundesstaaten haben die Quotenregelungen zu einem unterschiedlichen Ausbau geführt. In Texas etwa wurden über 2000 MW Windkraft seit Bestehen der Quotenregelung vor fünf Jahren zugebaut. Angesichts der Windkraftpotenziale in diesem Bundesstaat, der etwa die doppelte Fläche der Bundesrepublik einnimmt, ist dieser Zubau allerdings immer noch vergleichsweise gering. Andere Bundesstaaten wie etwa Maine haben gar kein Wachstum gesehen. Dies ist auf Schwächen in der Ausgestaltung zurückzuführen, wie etwa:

- Unsicherheit über die Dauer der Verpflichtung führt zu Investitionsblockaden
- Die Ziele sind zu unambitioniert gesetzt, so dass sie in manchen Fällen bereits mit den bestehenden Kapazitäten erfüllt werden können.
- Unklare oder unzureichende Durchsetzung der Verpflichtung, da Strafen fehlen, oder aber weit reichende Ausnahmen gewährt werden.
- Mangelnde Gewährung einer flexiblen Erfüllung.
- Keine Standards für langfristige Abnahmeverträge

- Fehlende Netzkapazitäten und mangelnde vorausschauende Planung solcher Kapazitäten.

Insbesondere die Bereitschaft zum Abschluss langfristiger Verträge zum Bezug von Zertifikaten wie auch des erzeugten Stroms scheint eine wesentliche Erfolgsbedingung zu sein, da die -offenbar inhärent - stark schwankenden Zertifikatpreise auf dem Spotmarkt keine langfristige Finanzierung von Anlagen erlauben (Wiser et al. 2004). Darüber hinaus ergänzen eine wachsende Zahl von Bundesstaaten ihre Quotenregelung mit weiteren Fördermaßnahmen und schaffen auch bessere Genehmigungs- und Anschlussbedingungen, um den weiteren Ausbau zu fördern (Rabe 2006).

Je nach spezifischer Ausgestaltung der Quotenregelung sind Zertifikatpreise zwischen USD 10 pro MWh (in Maine, Quote wird dabei mit bereits bestehenden Anlagen erfüllt) und USD 250 pro MWh (spezielle Quote für Photovoltaik in New Jersey) beobachtet worden. Die Preise schwanken dabei erheblich, teilweise ausgelöst durch Änderungen bei den in der Quotenregelung zugelassenen Technologien. Modellrechnungen haben ergeben, dass in den meisten Bundesstaaten die sich bei Erreichen der Quote für die Stromkunden ergebenden Belastungen aus der Förderung weniger als 1 % der Stromendverbraucherpreise betragen (Chen et al. 2007).

Einen nicht zu verkennenden Einfluss auf den Ausbau Erneuerbarer Energien hat in den USA der von der Bundesebene gewährte Production Tax Credit (PTC). Dabei handelt es sich um einen über eine Anlagenlaufzeit von zehn Jahren gewährten Betriebskostenzuschuss in Höhe von derzeit etwa 0,02 USD/kWh. Dabei wird der PTC nicht direkt ausbezahlt, sondern reduziert in Form von Verlustzuweisungen die Steuerlast der Betreiber. Die Bedeutung des PTC machen zwei Umstände deutlich:

1. Bisher wurde jährlich und teilweise auch erst nachträglich über die Verfügbarkeit des PTC entschieden. Immer wenn die weitere Zukunft des PTC unsicher war, brach auch der Absatz von Windkraftanlagen in den USA ein, und dies trotz der in einer wachsenden Zahl von Bundesstaaten umgesetzten Quotenregelungen.
2. In den USA ist die ganz überwiegende Zahl von Windkraftanlagen im Eigentum von größeren Energieversorgern. Nur diese Unternehmen haben aus anderer Geschäftstätigkeit ausreichend hohe Gewinne, um von den Verlustzuweisungen auch profitieren zu können. Dies führt dazu, dass Projektentwickler nach erfolgreicher Projektentwicklung die Anlagen an diese großen Betreiberfirmen verkaufen. Eine unabhängige Betreiberstruktur wie in Deutschland konnte sich dagegen nicht entwickeln.

Die durch den PTC induzierte zyklische Nachfrage nach Anlagen hat dazu geführt, dass sich bisher kaum eine heimische Windkraftanlagenindustrie in den USA etablieren konnte.

### **3.3.1.2 Das schwedische Quotenmodell<sup>27</sup>**

Erneuerbare Energien spielen eine große Rolle in der schwedischen Stromversorgung. Große Wasserkraftwerke stehen für 45 % der Erzeugung, sonstige Erneuerbare Energien und hier insbesondere die reichlich vorhandene Biomasse decken weitere 5 % ab. Mit der Einführung eines Quotensystems ("Elcertifikat") zum 1. Mai 2003 hat sich die schwedische Regierung zum Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2010 die Erzeugung aus Erneuerbaren Energien außerhalb der großen Wasserkraft um 10 TWh/a zu steigern, das entspricht einer Steigerung um 140 % gegenüber dem Jahr 2002. Im Sommer 2006 wurde diese Zielsetzung noch verschärft, nun wird bis zum Jahr 2016 ein Plus von 17 TWh/a gegenüber dem Niveau von 2002 angestrebt (+240 % gegenüber 2002). Ursprünglich waren alle Stromverbraucher selbst verpflichtet, eine im Voraus festgelegte, jährlich steigende Quote ihres Stromverbrauchs über Erneuerbare Energien zu decken. Diese Verpflichtung ging automatisch auf die Stromversorger über, nur auf Antrag konnten Stromverbraucher selbst die Erfüllung der Verpflichtung übernehmen. In der Praxis wurde diese Übertragung jedoch nur selten vorgenommen, sodass mit der Novellierung der Quotenregelung im Jahr 2006 die Verpflichtung auch rechtlich vollständig auf die Stromversorger überging. Die von der Verpflichtung ausgenommene energieintensive Industrie war ursprünglich über Branchenzugehörigkeit definiert. Seit der Novellierung führen bestimmte Energieeinsätze pro Million schwedische Kronen erzielten Umsatz zu einer teilweisen oder sogar gänzlichen Befreiung von der Verpflichtung. Im Jahr 2006 waren etwa 30 % des schwedischen Stromverbrauchs von der Verpflichtung ausgenommen. Hier spiegelt sich die große Bedeutung der Grundstoffindustrie wieder.

Für jede aus Erneuerbaren Energien erzeugte Megawattstunde wird ein Zertifikat ausgestellt. Zugelassen ist die Produktion aus Solarenergie, Windkraft, Wellenenergie, Geothermie, Biomasse, Torf, soweit er in Kraft-Wärme-Kopplung eingesetzt wird, und bestimmten Wasserkraftwerke (mit einer Leistung unter 1.500 kW oder neu gebaut oder leistungsgesteigert). Generell gilt, dass Anlagen, die bereits vor Einführung der Regelung im Jahr 2003 in Betrieb gegangen sind, abhängig von Technologie und Inbetriebnahmedatum nur begrenzt bis zum Jahr 2012 bzw. bis zum Jahr 2014 Zertifikate erhalten. Alle anderen Anlagen erhalten Zertifikate über eine Laufzeit von jeweils 15 Jahren

---

<sup>27</sup> Die folgenden Ausführungen basieren auf STEM 2007a, STEM 2007b, STEM 2007c

ab Inbetriebnahme. Obwohl eine Zielsetzung nur für das Jahr 2016 existiert, wird entsprechend der Laufzeit von 15 Jahren bis zum Jahr 2030 die Verpflichtung zur Quotenerfüllung aufrechterhalten.

Da einzelne Anlagen nur für einen begrenzten Zeitraum Zertifikate erhalten, muss die Höhe der Quote an die Verfügbarkeit von Zertifikaten angepasst werden. So wird die Quote im Jahr 2013 gegenüber dem Jahr 2012 auf 8,9 % halbiert werden, da dann die vor Einführung der Quotenregelung bestehenden Anlagen keine Zertifikate mehr erhalten werden. Die Regierung geht davon aus, dass diese Anlagen auch ohne das zusätzliche Einkommen aus dem Zertifikateverkauf regenerativ betrieben werden, also es auch nach dieser Halbierung zu einem realen Wachstum der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien kommen wird. Diese Einschätzung ist diskussionswürdig, da viele dieser Biomasse-Anlagen auch fossil betrieben werden können bzw. soweit es sich um KWK-Anlagen handelt, auch vollständig wieder auf Wärmeerzeugung umgestellt werden können (s.u.). In jedem Fall ist damit aber eine Treffsicherheit nicht mehr gegeben.

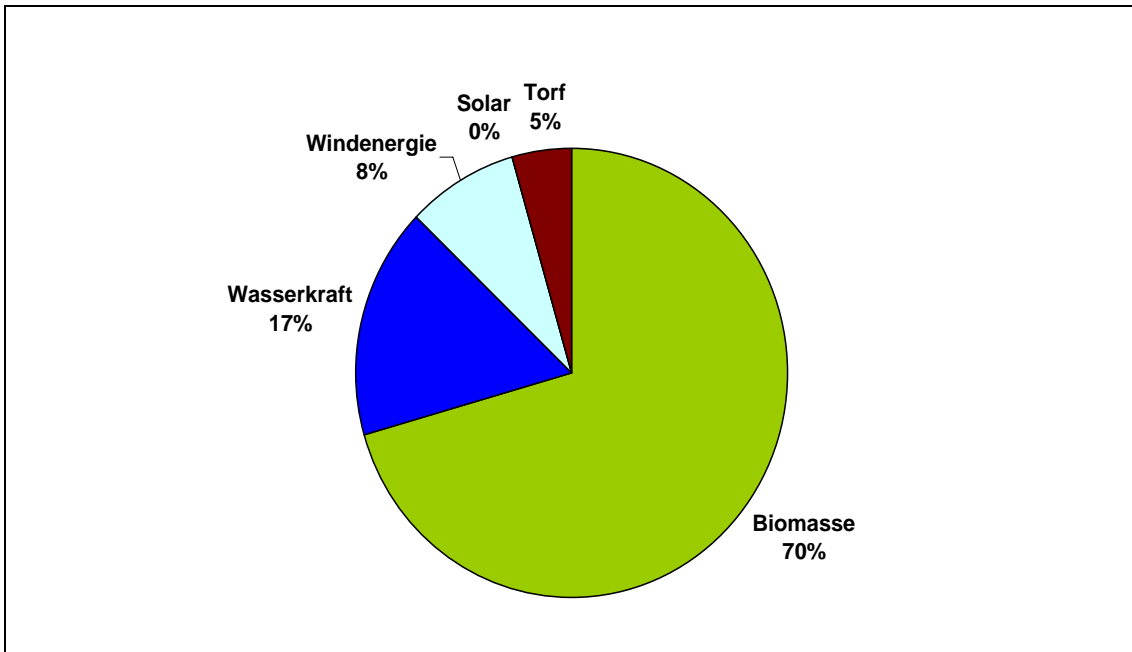
In den ersten beiden Jahren des Bestehens der Quotenregelung war die Höhe der Strafzahlung bei Nichterfüllung der Quote im Voraus fixiert. Sie betrug für das Jahr 2003 1,9 ct/kWh und für das Jahr 2004 2,6 ct/kWh. Seitdem beträgt die Strafe 150 % des mittleren Zertifikatpreises, sodass die Erfüllung der Quote über die Einreichung von Zertifikaten in jedem Fall für die Verpflichteten günstiger ist als die Strafzahlung. Im ersten Jahr der Quotenregelung wurden nur 77 % der erforderlichen Quote an Zertifikaten eingereicht, obwohl etwa ein Viertel mehr Zertifikate ausgestellt und somit Strom erzeugt wurde als durch die Quote vorgegeben. Offensichtlich war die angesetzte Strafzahlung von 1,9 ct/kWh niedriger als der zukünftig erwartete Zertifikatpreis, sodass es lukrativer war, die Zertifikate zu halten und Strafen zu zahlen, als die Zertifikate einzureichen. In den Folgejahren ist die Quote aber dann immer zu über 99 % eingehalten worden. Da wie im Jahr 2003 auch in den Jahren 2004 und 2005 mehr Zertifikate ausgestellt als eingereicht wurden, besteht derzeit ein Überhang an Zertifikaten von mehr als 6 TWh. Damit scheint der Markt ausreichend liquide zu sein. Gleichzeitig bedeutet dies, dass kumulativ die gesetzten Ziele bisher mit etwa 5 TWh übererfüllt wurden.

Gegenüber dem Jahr 2002 konnte die Erzeugung aus den betroffenen Technologien von 6,5 TWh auf 11,6 TWh (mit Torf auf 12,1 TWh), also um knapp 80 % innerhalb von vier Jahren, gesteigert werden. Die Quotenregelung hat somit einen starken Wachstumsimpuls zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien ausgelöst. Mit 70 % entfiel im Jahr 2006 der Großteil der durch die Quotenregelung initiierte Stromerzeugung auf Biomasse (Abbildung 3-2). Zweitwichtigste Technologie war die Wasserkraft gefolgt von der Windenergie mit einem Anteil von 8 %. Diese Verteilung auf die einzelnen

Technologien ist dabei über die vergangenen vier Jahre annähernd konstant geblieben. Bei der eingesetzten Biomasse handelt es sich zu über 90 % um Reststoffe aus der Papierindustrie und sonstigen holzartigen Abfällen. 93,6 % der 2006 zertifizierten Erzeugung stammt aus Anlagen, die bereits vor Einführung der Quotenregelung errichtet wurden. Diese Zahlen spiegeln wieder, dass insbesondere die Papierindustrie ihre bestehenden Dampfkessel wieder verstärkt auch zur Stromproduktion nutzen, da die Eigenenerzeugung durch die zusätzlichen Erlöse aus dem Zertifikatsverkauf wieder lukrativ geworden ist. Die großen Biomassepotentiale insbesondere aus der Forstwirtschaft zusammen mit einer gut entwickelten Infrastruktur machen den kostengünstigen Einsatz der Biomasse möglich. Die Quotenregelung hat dagegen in den bisherigen vier Jahren kaum zum Aufbau neuer Kapazitäten geführt.

Auch haben andere Technologien wie Windenergie, Solarenergie oder Biogas bisher kaum von der Quotenregelung profitieren können. So stieg die gesamte Kapazität der Windkraftanlagen in Schweden nur auf 583 MW im Jahr 2006 gegenüber 401 MW im Jahr 2002, was einem durchschnittlichen jährlichen Wachstum von etwa 10 % entspricht. Der jährliche Zubau blieb mit etwa 50 MW dabei seit dem Jahr 2000 etwa konstant. Die Quotenregelung konnte keine zusätzlichen Impulse geben, da mit der Einführung der Quotenregelung auch die direkte staatliche Förderung der Windenergie schrittweise aufgegeben worden ist. Diese Nutzung ist angesichts der großen Potenziale und der schon langjährigen Nutzung eher als enttäuschend zu bewerten. Damit ist auch das Erreichen des Regierungsziels von 10 TWh/a Windenergiestrom bis zum Jahr 2015 sehr ungewiss. Zu der derzeit produzierten 1 TWh werden bis zum Jahr 2009 voraussichtlich nur 0,9 TWh hinzukommen. Größere Hoffnung wird allerdings auf den Ausbau der Offshore-Nutzung gesetzt, der zusätzlich staatlich gefördert wird. Auch sollen Gemeinden Vorranggebiete für die Windkraftnutzung ausweisen.

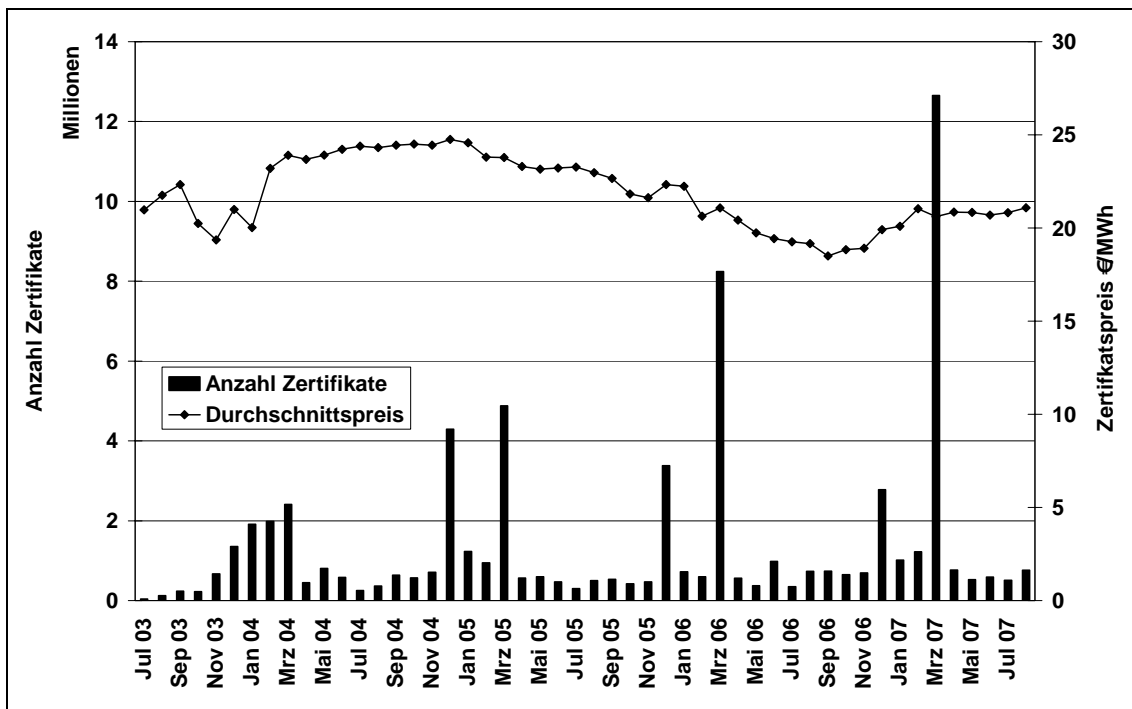
**Abbildung 3-2: Ausgestellte Zertifikate in Schweden im Jahr 2006 nach Technologien**



Quelle: STEM 2007a

Es gibt einen lebhaften Handel mit Zertifikaten (Abbildung 3-3). Insbesondere vor dem jeweiligen Ablauf der Nachweispflicht setzt im März eines jeden Jahres ein intensiver Handel ein. Dabei sind diese Übertragungen möglicherweise schon vorher vereinbart worden, werden aber erst im März gemeldet. Sowohl auf der Anbieter- wie auch auf der Nachfrageseite ist der Markt sehr konzentriert. 4 % der Anbieter stehen für 82 % der Produktion, die drei größten Erzeuger allein sind für 22 % verantwortlich. Die drei größten Nachfrager stehen für 35 % der Nachfrage, 16 % der Nachfrager verantworten 94 % der Nachfrage. Die Monatsdurchschnittspreise für Zertifikate schwanken in einem relativ engen Band zwischen 1,85 und 2,48 ct/kWh. In der jüngeren Vergangenheit lag der Preis bei etwa 2 ct/kWh. Allerdings deuten Verträge über Forwards auf in Zukunft leicht steigende Preise hin

**Abbildung 3-3: Entwicklung des registrierten Zertifikatshandels und der Monatsdurchschnittspreise in Schweden**



Quelle: (SVK 2007)

Nach Schätzungen der schwedischen Energieagentur wurden die schwedischen Stromverbraucher, die der Verpflichtung unterliegen, im Jahr 2006 durch die Quotenregelung im Durchschnitt mit 0,35 ct/kWh zusätzlich belastet. Dabei kommen 72 % dieser Mittel den Erzeugern Erneuerbarer Energien zu und 20 % entfallen auf die Mehrwertsteuer. Die Transaktionskosten werden mit 8 % der Gesamtkosten abgeschätzt und enthalten sowohl die Aufwendungen der verpflichteten Unternehmen wie auch der Erzeuger und der staatlichen Kontrolle.

### 3.3.1.3 Das Quotenmodell in Großbritannien

In Großbritannien wurde die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in den neunziger Jahren durch die Non-Fossil Fuel Obligation (NFFO) gefördert. Dabei wurden fünf Ausschreibungsrunden für Stromerzeugungskapazitäten durchgeführt. Aufgrund des unbefriedigenden Erfolgs ist das zentrale Fördermodell Großbritannien 2002 durch ein neues System, die Renewables Obligation, ersetzt worden.

Die Renewables Obligation (RO), ist am 1. April 2002 in Kraft getreten. Damit ist in Großbritannien ein mengenorientiertes Förderinstrument als Quotenmodell mit handelbaren Zertifikaten eingeführt worden. Hierbei werden die Energieversorger verpflichtet, einen vorgegebenen Anteil von Strom aus Erneuerbaren Energien bereitzustellen. Die Pflicht kann dadurch erfüllt werden, dass eine entsprechende Menge an handelbaren

Zertifikaten (Renewables Obligation Certificates, ROCs) nachgewiesen wird. Dabei entspricht ein Zertifikat einer erneuerbaren Stromerzeugungsmenge von 1 MWh. Die Zertifikate werden an die Betreiber der geförderten Anlagen ausgeteilt und können frei gehandelt werden. Der Anlagenbetreiber erhält somit neben dem Strompreis einen Zertifikatspreis, dessen Höhe von Angebot und Nachfrage auf dem Zertifikatmarkt abhängt.

Als Sanktion für eine Unterschreitung der Quote muss eine Strafe gezahlt werden, mit der sich ein Versorger aber zugleich von der Verpflichtung freikaufen kann (buy-out price). Die Höhe dieser Strafe, die damit praktisch eine Obergrenze des Zertifikatspreis<sup>28</sup> definiert, ist für 2002 auf 30 GBP/MWh (gegenwärtig gut 44 Euro/MWh) festgelegt und wird gemäß der Geldentwertung (anhand des Verbraucherpreisindex) angepasst. In Großbritannien werden die gesamten Strafzahlungen an diejenigen Versorger ausgeschüttet, die ihre Verpflichtung eingehalten haben. Durch dieses „Recycling“ der Strafzahlungen wird der Anreiz zur Quoteneinhaltung verstärkt.

Die Höhe des Freikaufpreises hat einen wesentlichen Einfluss auf die Wirksamkeit des Quotenmodells. So wurde die Quote im Abrechnungsjahr 2004/05 um rund 30 % unterschritten und stattdessen entsprechende Strafzahlungen geleistet.

Der Wert der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien setzt sich aus Sicht eines Versorgers unter britischen Verhältnissen im Jahr 2005 in etwa aus folgenden Komponenten zusammen: dem Wert des Stroms, z.B. in Höhe eines Börsenpreises von 4,6 ct/kWh, der eingesparten Klimaabgabe von 0,6 ct/kWh, der vermiedenen Strafzahlung von 4,7 ct/kWh und dem anteiligen Wert des Recycling der Strafzahlung. Insgesamt ergibt sich hieraus ein Betrag von 11,8 ct/kWh.

Die zu erfüllende Quote nimmt im Zeitablauf beginnend mit 3 % im Jahr 2002 zu; so beträgt sie 5,5 % im Jahr 2005/06 10,4 % im Jahr 2010/11 und 15,4 % im Jahr 2015/16. Die Verpflichtung gilt über das letzte Jahr, für das bisher eine Quote vorgegeben ist, hinaus bis zum Jahr 2027.

Im Vergleich zu einer Vergütungsregelung wie im EEG sind die Risiken für Investoren deutlich höher, da zum einen keine Abnahmepflicht besteht und der Strom selbst vermarktet werden muss; zum anderen ist die künftige Entwicklung der Zertifikatspreise unsicher, da sie u.a. von der Kostenentwicklung auch neuer Anbieter abhängt. Aufgrund der relativ großen Risiken ergeben sich vor allem für kleinere Anbieter, die sich nicht ausreichend durch langfristige Verträge (Power Purchasing Agreements, PPA) absichern können, ungünstige Finanzierungsbedingungen.

---

<sup>28</sup> Diese Obergrenze ist unter den britischen Verhältnissen unter Berücksichtigung der vermiedenen Klimaabgabe und des Recycling höher als der Buy-out-Preis.



Das bisherige britische RO-System ist insofern technologieneutral, als keine speziellen Ziele oder Impulse für die Struktur der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien gegeben werden. Im Jahr 2005 betrug die gesamte durch die RO geförderte erneuerbare Stromerzeugung (d.h. ohne bestehende große Wasserkraftwerke, und kommunale Müllverbrennung) 13,2 TWh. Davon entfielen 33 % auf Deponiegas, 19 % auf die Zufeuerung von Biomasse, 19 % auf Onshore-Windenergie und 13 % auf renovierte große Wasserkraftwerke (DTI 2006).

#### *Das Marktumfeld für Strom aus Erneuerbaren Energien*

Der Elektrizitätshandel wird durch die „British Electricity Trading and Transmission Arrangements (BETTA)“ geregelt, die seit April 2005 die Grundlage für einen gemeinsamen Elektrizitätsmarkt in England, Wales und Schottland bilden. Die BETTA-Regelungen umfassen die Erzeugung, Verteilung und Lieferung von Elektrizität. Basis sind direkte Vertrags- und Handelsbeziehungen zwischen Erzeugern, Lieferanten, Händlern und Endkunden. Unter BETTA müssen Stromerzeuger den tatsächlich erzeugten Strom und die vertraglich vereinbarte Strommenge, die ins Netz eingespeist werden soll, ausbalancieren. Wird eine höhere oder niedrigere als die vertraglich vereinbarte Strommenge produziert, müssen die Erzeuger für die abweichende Menge eine Ausgleichszahlung leisten. Wird zuviel Strom eingespeist, ist die Ausgleichszahlung für den zusätzlich erzeugten Strom geringer, als der Preis, den der Strom sonst am Markt erzielen würde bzw. bei Fehlmengen höher als der Preis, der für den Kauf der Menge am Strommarkt sonst aufzubringen wäre.

Da die Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien wie Wind nicht so vorhersagbar ist wie aus konventionellen Energiequellen, sind diese Erzeuger durch BETTA generell benachteiligt. Daher bietet sich im Rahmen von BETTA die Konsolidierung mehrerer Anbieter an. Bei einer Konsolidierung werden die erzeugten Strommengen der zusammengefassten Anbieter als ein Stromkonto geführt. Die Variationen der einzelnen Anbieter können sich untereinander ausgleichen, was das Risiko der Ausgleichszahlungen reduziert. Der Ausgleich gelingt am Besten, wenn die Gründe für Abweichung unterschiedlich sind. Demzufolge können sich z.B. Stromerzeuger aus den Bereichen Wind, KWK und Biomasse sinnvoll zusammenschließen.

In der Theorie schaffen Quotenregelungen gute Bedingungen für neue, kleine und unabhängige Marktteilnehmer. Der Wettbewerb wird intensiver, was im Zeitverlauf sinkende Stromerzeugungskosten und Zertifikatpreise zur Folge haben sollte. Diese Annahme lässt jedoch außer Acht, dass der Strommarkt in der Regel bereits unter wenigen marktbeherrschenden Unternehmen aufgeteilt ist. Oligopolistische Marktstrukturen stellen ein Hindernis für den Eintritt neuer Marktteilnehmer dar, da die etablierten Anbieter

Größen- und Kostenvorteile auf ihrer Seite haben sowie tendenziell darauf bedacht sind, ihre eigenen Marktanteile zu schützen. Am Beispiel des Handels mit ROCs in Großbritannien lässt sich zeigen, dass etablierte Anbieter in einigen Technologiebereichen eine dominante Marktstellung haben, es abhängig von der verwendeten Technologie neuen und zum Teil auch kleineren Anbietern aber gelungen ist, am Markt teilzuhaben.

Der Großteil an Projekten im Bereich Erneuerbare Energien wird im Auftrag der großen Elektrizitätsversorgungsunternehmen durchgeführt. Diese Unternehmen, die über Tochtergesellschaften sowohl eigene Anlagen betreiben als auch als Stromlieferanten tätig sind, gewähren ihren Anlagenbetreibern länger laufende und daher größere Sicherheit gewährende Power Purchasing Agreements, was über niedrigere Risiken zu günstigeren Finanzierungsmöglichkeiten führt. Die Liquidität des Zertifikatmarktes ist entsprechend niedrig, da die Mehrzahl an ROCs bereits von den verpflichteten Stromlieferanten gehalten wird. Damit kann der Zertifikatmarkt auch nicht seine Signalfunktion erfüllen. Der eingeschränkte Wettbewerb führt möglicherweise zu niedrigen Preisen, die nicht adäquat das Verhältnis von tatsächlicher Nachfrage und Angebot widerspiegeln (Mitchell et al. 2006). Im Folgenden wird der Anteil der verpflichteten Unternehmen an der Bereitstellung von Zertifikaten noch näher untersucht.

*Eigenproduktion von ROCs von am Markt etablierten Unternehmen*

In der Verpflichtungsperiode 2004/05 umfasste die Gesamtverpflichtung für die Gebiete England, Wales und Schottland 15,8 TWh, die durch Zertifikate nachzuweisen waren. Es wurden insgesamt 10,9 TWh Zertifikate bei der OFGEM eingereicht. Der Gesamterfüllungsgrad der Verpflichtung liegt somit bei ca. 70 %. Die Höhe der Verpflichtung entspricht dem Marktanteil am Stromabsatz. Auf die drei Konzerne E.ON (UK) plc, RWE npower und SSE Energy Supply allein entfielen bereits ca. 50 % der Verpflichtung (Tabelle 3-9).

**Tabelle 3-9: Verpflichtung und Erfüllungsgrad der drei größten verpflichteten Stromversorger in der Erfüllungsperiode 2004/2005**

	<b>Individuelle Verpflichtung MWh</b>	<b>Anteil an Gesamt verpflichtung</b>	<b>Eingereichte ROCs MWh</b>	<b>Erfüllungsgrad Verpflichtung</b>
E.ON (UK) plc	2.912.624	18,5 %	2.617.525	89,9 %
RWE npower	2.732.200	17,3 %	1.644.565	60,2 %
SSE Energy Supply Ltd	2.318.436	14,7 %	1.860.402	80,2 %
Summe	15.761.067	50,5 %		

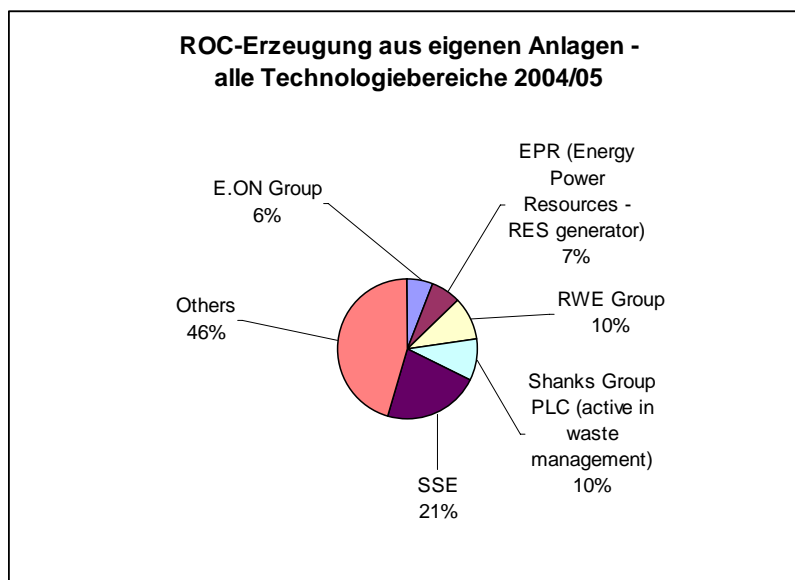
Quelle: OFGEM 2006

Aufschluss über die Marktmacht einzelner Akteure auf dem Markt für Erneuerbare Energien lassen sich aus Eigentümerverhältnissen der ROCs erzeugenden Anlagen ablei-

ten, wie sie sich aus dem ROC-Register der OFGEM ergeben. Über eine Zuordnung der Anlagen zu ihren Eigentümergesellschaften lassen sich die Wettbewerbsverhältnisse insgesamt und in den einzelnen Technologiesparten abbilden.

Bei der Betrachtung der ROC-Erzeugung aus eigenen Anlagen über alle Technologiebereiche lässt sich keine eindeutig dominante Marktstellung einiger weniger Akteure feststellen. Die Stromlieferanten E.ON (UK) plc, RWE npower und SSE Energy Supply, auf die ca. 50 % der gesamten Renewables Obligation entfallen, erzeugen einen Anteil von jeweils 6 % bei E.ON, 10 % bei RWE und 21 % bei SSE, demnach insgesamt 37 % der ROCs in eigenen Anlagen, so dass im Umkehrschluss diese Unternehmen einen großen Teil ihrer ROCs von anderen Anbietern hinzukaufen bzw. die Strafzahlung leisten müssen (Abbildung 3-4).

**Abbildung 3-4: ROC-Erzeugung aus Anlagen im Eigentum von Verpflichteten – alle Technologiebereiche 2004/05**



OFGEM ROC-Register, eigene Recherche

In den einzelnen Technologiebereichen lassen sich jedoch unterschiedliche Strukturen feststellen, die auf eine unterschiedliche Intensität des Wettbewerbs schließen lassen.

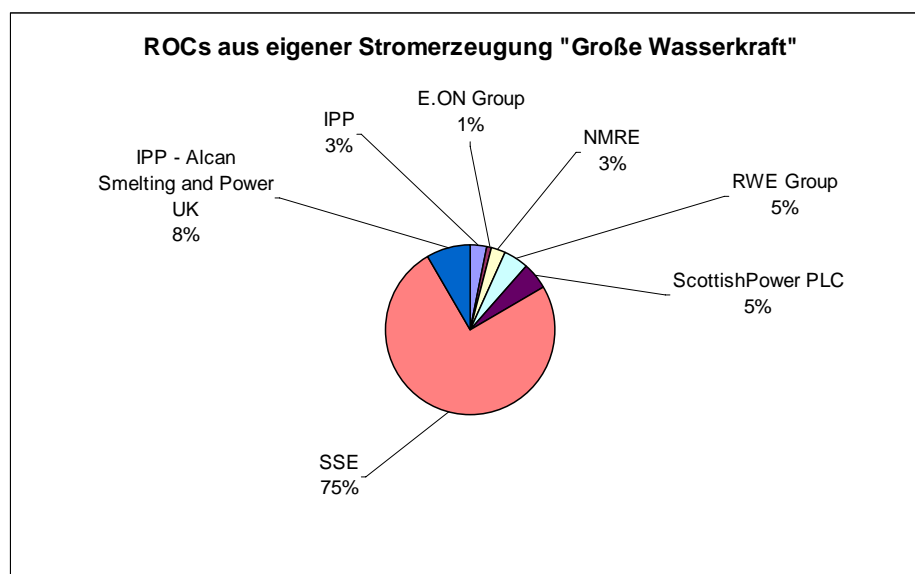
Die ROCs akkreditierten Stromerzeugungsanlagen, die mit Deponiegas betrieben werden, befinden sich in sehr verstreutem Besitz. In diesem Bereich sind viele Abfallentsorgungsunternehmen wie z.B. die Shanks Group tätig, deren Kernkompetenz nicht in der Stromerzeugung liegt. Auf die großen Stromkonzerne als Eigentümer entfallen nur sehr wenige Anlagen dieses Technologietyps, z.B. RWE Group 1 %.

Im Segment der Zuführung von Biomasse in fossilen Kraftwerken entfallen über 70 % der erzeugten ROCs auf Anlagen, die den drei großen Stromkonzernen SSE, E.ON und

RWE gehören. SSE mit 40 % dominiert dabei über E.ON (12 %) und RWE (14 %). Reine Biomassekraftwerke werden ganz überwiegend von einem einzigen Unternehmen betrieben, der EPR – Energy Power Resources mit 91 % des Marktes. EPR wurde 1997 gegründet und ist heute einer der größten Anbieter von Strom aus Erneuerbaren Quellen. EPR ist Eigentümer und Betreiber von fünf großen Biomasseanlagen. Die etablierten Energieunternehmen RWE, E.ON und SSE unterhalten keine Anlagen dieses Technologietyps.

Bei der Wasserkraft dominiert eindeutig der Konzern SSE mit drei Viertel der ROCs aus Wasserkraft. SSE als ehemaliges Monopolunternehmen hat in der Vergangenheit insbesondere in Schottland das vorhandene Potenzial für Wasserkraft genutzt. RWE mit 5 % und E.ON mit 1 % spielen als Anlageneigentümer keine Rolle. 8 % der ROCs entfallen auf Anlagen des Unternehmens Alcan Smelting and Power UK, dessen Kernkompetenz die Produktion von Aluminium und Verpackungsmaterialien ist (Abbildung 3-5).

**Abbildung 3-5: ROCs aus Wasserkraft**

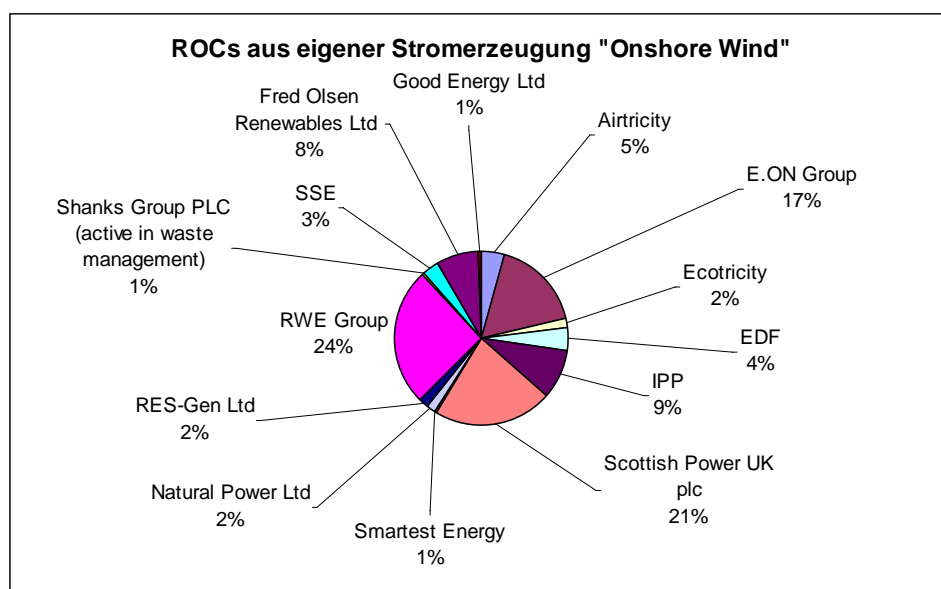


Quelle: OFGEM ROC-Register, eigene Recherche

Den größten Anteil an der Eigenerzeugung von Strom aus Onshore Windanlagen hat RWE mit 24 %. Auf E.ON entfallen 17 %. Mit nur 3 % hat SSE einen vergleichsweise niedrigen Anteil. Während sich RWE und E.ON auf diesem Feld der „neuen“ Erneuerbaren Energien eine gute Marktposition aufgebaut haben, scheint SSE bezogen auf die Verpflichtung seine Strategie auf vorhandene Kapazitäten aus Zufeuerung von Biomasse bei konventionellen Anlagen und der Wasserkraft zu konzentrieren. Insgesamt entfällt auf diese drei Unternehmen ein Eigenerzeugungsanteil von 44 %. Zieht man jedoch in Betracht, dass es sich bei dem Unternehmen Scottish Power UK plc mit 21 % ROC-

Erzeugung aus eigenen Windkraftanlagen ebenfalls um ein etabliertes Energieversorgungsunternehmen handelt, so entfallen mit insgesamt 65 % Eigenerzeugungsanteil ungefähr zwei Drittel des Marktes auf nur vier etablierte Stromlieferanten. Die Eigentümerverhältnisse innerhalb des restlichen Drittels sind allerdings sehr differenziert. ROCs werden sowohl von Unternehmen erzeugt, die nicht primär der Energiebranche zuzurechnen sind (z.B. Fred Olsen mit der Kernkompetenz Schifffahrt oder Shanks im Bereich der Abfallentsorgung) als auch von neuen Unternehmen, die ausschließlich in der Branche der Erneuerbaren Energien tätig sind (z.B. Airtricity, Ecotricity, Good Energy, Smartest Energy) (Abbildung 3-6).

**Abbildung 3-6: ROCS aus Windkraft**



Quelle: OFGEM ROC-Register, eigene Recherche

Der Bereich „Offshore Wind“ mit einem Anteil von 3 % an der Gesamtzahl der erzeugten ROCs spielt noch keine tragende Rolle bei der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien. Der Markt wird unter RWE (zwei Drittel) und E.ON (ein Drittel) aufgeteilt. Da bei den Offshore Windanlagen sehr hohe Investitionskosten notwendig sind, ist allerdings auch nicht davon auszugehen, dass hier das Potenzial zur Entwicklung eines Marktes von unabhängigen, kleineren Anbietern besteht.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass in der ROC-Erzeugung aus eigenen Anlagen für die Verpflichtungsperiode 2004/05 keine Unternehmen den Markt für Erneuerbaren Energien eindeutig dominieren. Eine Auswertung empirischer Studie zu ersten praktischen Erfahrungen mit Quotenregelungen bestätigt diesen Befund auch für andere Länder (del Rio 2007). Del Rio weist gestützt auf Modelle nach, dass die Effektivität einer Quotenregelung unter Marktmacht nicht leidet, Marktmacht allerdings zu höheren Zertifikatpreisen führt.

Allerdings bestehen in den unterschiedlichen Technologiebereichen ungleiche Marktverhältnisse, die sich bei ausschließlicher Betrachtung aller Technologien nicht zeigen. Mit einem Drittel entfällt der größte Anteil der ROCs auf die Erzeugung aus Deponiegas. Dieser Markt ist stark diversifiziert, da hier viele Unternehmen der Abfallentsorgungsbranche tätig sind, nicht jedoch die etablierten Stromlieferungsunternehmen. Im Bereich Zufeuerung von Biomasse entfallen über 70 % des Marktes auf SSE, E.ON und RWE. Bei der großen Wasserkraft (Anteil 18 % an der gesamten ROC-Erzeugung) entfallen allein auf SSE 75 %, so dass dieses Unternehmen in diesem Bereich eine eindeutig marktbeherrschende Stellung hat. Im Bereich Wind entfallen zwei Drittel des Marktes auf vier etablierte Stromlieferanten (RWE, E.ON, Scottish Power, SSE). In diesem Bereich haben sich aber auch unabhängige Unternehmen etabliert, allerdings jeweils mit einer relativ schwachen Marktstellung. Im Bereich Biomasse (Anteil 8 % an der gesamten ROC-Erzeugung) bestimmt das unabhängige Unternehmen EPR mit 91 % den Markt.

#### *Reform der Renewables Obligation*

Die britische Regierung bereitet gegenwärtig eine *Reform der Renewables Obligation* für England und Wales<sup>29</sup> vor (DTI 2007):

- Es besteht die Absicht, die Verpflichtungshöhe gegebenenfalls auf bis zu 20 % zu erhöhen, falls die tatsächliche Entwicklung der Erzeugung dies erfordert.
- Es sollen eine differenzierte Förderhöhen für unterschiedliche Technologien ermöglicht werden (Banding).
- Es soll ein Mechanismus eingeführt werden, der die Zertifikatpreise in Situationen eines Überangebots an Zertifikaten stabilisiert.

Durch das Banding soll die Flexibilität erhöht werden, um in der Zeit nach 2009 die Verbreitung Erneuerbarer Energien mit Blick auf den Beitrag zum EU-Ziel für 2020 zu forcieren. Dabei sollen zusätzliche Technologien angemessen stark und mit ausreichender Sicherheit für künftige Investitionen gefördert werden, ohne dass zugleich die Belastung der Verbraucher wesentlich zunimmt. Bestehende und bis zur Reform umgesetzte Projekte sollen geschützt sein. Anpassung der RO sollen möglich sein, um eine Überförderung von Technologien zu vermeiden. Die Änderungen sollen frühestens zum 1. April 2009 eingeführt werden. Als technologieneutrales Instrument ist die RO bisher

---

<sup>29</sup> Die Renewable Obligation in Schottland und Nordirland sollen später entsprechend angepasst werden.

wenig erfolgreich darin, die Entwicklung von weniger entwickelten Erneuerbaren Technologien voranzubringen. Bei unverändertem RO-System wäre das 20 %-Ziel bis 2020 nicht zu erreichen (vgl. DTI 2007).

Für eine Differenzierung werden zwei Optionen betrachtet:

- die technologiedifferenzierte Ausgabe von Zertifikatsmengen pro kWh, d.h. mehr als ein Zertifikat pro MWh für einige Techniken und weniger für andere Techniken (Multiple ROCs Approach),
- die Schaffung von getrennten Verpflichtungen für unterschiedliche Technologien mit unterschiedlichen Freikauf-Preisen und Zielen (Multiple Obligation Approach).

Dabei wird der erste Ansatz (Multiple ROCs) von der Regierung vorgezogen, weil dann am Markt über die genaue Erzeugungsstruktur entschieden werden kann, diese Option weniger komplex ist und damit zugleich bestehende Projekte leichter geschützt werden können.

Für Strom aus Offshore-Windparks würde dann z.B. drei ROCs für 2 MWh vergeben (Banding Index 1,5). Bei diesem System kann dann die Menge an Zertifikaten – sowohl auf der Ebene einzelner Versorger als auch insgesamt - von der Stromerzeugung der hierdurch geförderten Anlagen mehr oder weniger abweichen (net banding up/down). Dabei wird angestrebt, dass das prozentuale RO-Niveau möglichst gut mit dem Stromanteil übereinstimmt.

Für die Zeit ab 2009 werden vier Bänder für Technologiegruppen vorgeschlagen (Tabelle 3-10), die eine Spreizung von 0,25 bis 2,0 Zertifikate je erzeugter MWh (also um den Faktor acht) aufweisen. Diese Bändervorgaben sollen periodisch überprüft und angepasst werden.

**Tabelle 3-10: Vorgeschlagene Technologie-Bänder im britischen Quotenmodell**

Band	Technologie	ROC/MWh
"Established"	Klärgas, Deponiegas, Zufeuerung von regulärer Biomasse	0,25
"Reference"	Onshore Wind; Wasserkraft; Zufeuerung Energiepflanzen; Müllverbrennung mit KWK, andere	1,0
"Post-Demonstration"	Offshore Wind; reine Biomassekraftwerke	1,5
"Emerging Technologies"	Wellen- und Gezeitenenergie, fermentative und thermische Biogaserzeugung, Pyrolyse, reine Biomassekraftwerke mit KWK, PV, Geothermie	2,0

Quelle: DTI (2007, 15)

Die Regierung verpflichtet sich zwar nicht zu einer Erhöhung der RO auf 20 %; sie würde aber dafür sorgen, dass die Verpflichtungshöhe bis zu einer Quote von 20 % über dem Erzeugungsanteil liegt (guaranteed headroom basis). Außerdem soll die Strafzahlung (buy-out price) weiterhin mit dem Verbraucherpreisindex steigen. Zusätzliche Mechanismen zur Vermeidung eines Crashes auf dem Zertifikatmarkt im Falle einer Übererfüllung sollen noch weiter analysiert werden. Das Risiko hierfür könnte vor allem dann zunehmen, wenn die Zertifikatsmenge stärker steigt als die Stromerzeugung (net banding up).

Es ist zu betonen, dass in Großbritannien durch die Reform der Renewable Obligation sowohl der bisherige Verzicht auf Differenzierung als auch die Äquivalenz zwischen Verpflichtung und Stromerzeugung aufgegeben werden. Damit werden Elemente der Förderpolitik revidiert, die von manchen Autoren als Wesensmerkmale des Quotenmodells angesehen werden. Dadurch vermindern sich zugleich die Unterschiede zwischen einem solchen Quotenmodell und einem differenzierten Bonusmodell.

### **3.3.2 Erfahrungen mit Mindestvergütungen bzw. Zuschlägen**

Mindestvergütungen, oftmals gekoppelt mit Zuschlägen für bestimmte Technologien oder ausgewählte (Garantie)Leistungen, stellen das überwiegend in Europa eingesetzte Förderinstrument für den Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien dar. Weltweit finden sich 41 Länder bzw. Staaten der USA oder Regionen, die eine Einspeisevergütungsregelung einsetzen. Innerhalb der EU-25 findet man 17 Länder mit Einspeisevergütungen als hauptsächliches Instrument der Förderung von Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien, 4 Länder mit einem Quotensystem, Italien setzt eine Mischung aus Einspeisevergütung (für Photovoltaik) und Quote ein, Finnland und Malta



nutzen hauptsächlich steuerliche Anreize, Lettland nutzt eine Kombination aus Steuer, Quote und Vergütung. Wenngleich das deutsche EEG für viele dieser Regelungen Pate stand, hat sich doch eine Vielzahl von individuellen Ausgestaltungen entwickelt, die zu den Überlegungen zur Weiterentwicklung des deutschen EEG beitragen kann (vgl. Ragwitz et al. 2006).

Im Folgenden wird zunächst die Entwicklung der Förderung Erneuerbarer Energien in ausgewählten Ländern kurz charakterisiert, um dann auf einige Besonderheiten der Ausgestaltung anhand von Fallbeispielen einzugehen.

### **3.3.2.1 Überblick**

In *Spanien* ist die Vergütung in ihrer derzeit vorliegenden Form im Real Decreto Ley 436/2004 geregelt. Die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien wurde seit dem spanischen Energiegesetz von 1997 unter ein spezielles Regime gestellt und Einspeisung und Vergütung in Folgegesetzen geregelt. In Spanien gilt ein gestützter Strompreis für die Verbraucher, der jährlich vom Ministerium für Industrie und Tourismus festgelegt wird (vgl. Lucas, H. 2006, Real Decreto Ley 436/2004). Die Vergütungs- bzw. Zuschlagssätze sind an diesen Strompreis gekoppelt. In Spanien kann zwischen einer Vergütungs- und einer Bonusregelung (mit Eigenvermarktung) gewählt werden. Das Real Decreto 436/2004 ist durch das Real Decreto 661/2007 vom 25. Mai 2007 ersetzt worden (Ministerio de Industria, Turismo y Comercio 2007).

In *Frankreich* ist die gesetzgeberische Kompetenz für den Ausbau der Erneuerbaren Energien beim Industrieministerium angesiedelt. Frankreichs Energiemix ist geprägt durch einen erheblichen Anteil an Kernenergie, der Energiemarkt ist streng zentralistisch organisiert und die Energieversorgung wird vom staatlichen Energieversorgungsunternehmen EDF übernommen. EDF muss jeden Strom aufnehmen und vergüten, der mit Hilfe von Erneuerbaren Energien erzeugt wird und kann die entstehenden Kosten auf alle Stromkunden überwälzen. Ausgleichsregelungen sind nicht notwendig.

*Italien* setzt bei der Förderung Erneuerbarer Energien auf eine Quotenregelung, hat jedoch zur Förderung von Photovoltaikstrom Ende 2005 eine Einspeiseregulierung eingeführt.

*Griechenland* hat 2006 sein lange erwartetes Einspeisegesetz verabschiedet, das insbesondere wegen der hohen Förderung von Photovoltaikstrom, aber auch wegen seiner expliziten Förderung solarthermischer Kraftwerke von der Solarindustrie begrüßt wird.

*Slowenien* gilt als das Musterland der Beitrittsländer, hier wurde bereits 2002 eine Einspeiseregulierung verabschiedet (Medak, J. 2006). *Tschechien* und Slowenien vergüten

Strom aus Erneuerbaren Energien bei Eigenvermarktung mit einem Bonus, ein dem spanischen System ähnliches Vorgehen (Krejcar 2006, CZ 2005).

*Luxemburg* fördert die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien auch wenn sie im Ausland stattfindet und der Strom importiert wird, da Luxemburg nahezu seinen gesamten Strom importiert.

Die Förderung von Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien wurde in den *Niederlanden* am 18. August 2006 eingestellt, da sich das aus der europäischen Richtlinie 2001/77 abgeleitete Ziel für die Niederlande – ein Anteil des Stroms aus Erneuerbaren Energien am Gesamtverbrauch von 9 % bis 2010 – mit dem bereits vorhandenen bzw. beantragten und zugesagten Anlagenbestand erreichen lässt. Frühere Zielsetzungen, etwa aus der dritten Energienota oder der Nota „Nachhaltige Energie im Vormarsch“ (Duurzame Energie in opmars, EnerQ 2006), strebten an, bis 2020 10 % des gesamten Energieverbrauchs durch Erneuerbare Energien abzudecken, wobei davon ausgegangen wurde, dass der Energieverbrauch gegenüber dem Jahr 2000 bis zum Jahr 2020 nicht steigt. Andernfalls war eine Überarbeitung und Anpassung des Ziels geplant. Es wurden 3 % in 2000 (Duurzame Energie in opmars) und 5 % in 2010 (Einführungsnota Klimapolitik) als Zwischenziele definiert (van der Heul und Hondebrink 2006). Die Förderung des Ausbaus Erneuerbarer Energien wurde in den Niederlanden mehrfach umgestellt. Die Forschung und Fortentwicklung derjenigen Technologien wurde gefördert, denen eine wichtige Rolle in einem zukünftigen Energiemix zugeordnet wird, die aber noch weit von der Wirtschaftlichkeitsschwelle entfernt sind (vgl. Regelung van de Minister van Economische Zaken van 8 december 2005). Die Befreiung von Strom aus Erneuerbaren Energien von der Energiesteuer induziert eine Nachfrage nach marktnäheren Technologien (REB3600, REB36i). Des Weiteren sollen institutionelle Hemmnisse abgebaut werden bei der Errichtung von Windparks und größeren Biomasseanlagen.

**Tabelle 3-11: Einspeisevergütungen in den Niederlanden im Jahr 2006**

Energiequelle	€/MWh
Wind onshore	65
Wind offshore	97
Biomasse Zufeuerung (Holz)	61
Biomasse Zufeuerung (Gemischt)	25
Biomasse KWK	97
Biomasse KWK, Biodiesel	60
PV, kleine Wasserkraft	97

Quelle: van der Heul (2006)

Allen hier betrachteten Ländern ist gemeinsam, dass den Betreibern von Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien das Recht eingeräumt wird, ihren Strom ins Netz einzuspeisen. Hieraus leiten die meisten Länder<sup>30</sup> eine Anschluss-, Abnahme- und Übertragungspflicht ab, die jedoch auch eng mit der jeweiligen Privatisierung der Netze und den individuellen Regelungen des Netzzugangs zusammenhängt. Der Grad der Liberalisierung der Strommärkte in der EU-25 variiert von 0 % (Malta) über weniger als 70 % (überwiegend die jüngeren Beitrittsländer aber auch Griechenland und Irland) bis hin zu 100 % (Dänemark, Deutschland, Finnland, Großbritannien, Niederlande, Österreich, Portugal, Schweden und Spanien). In Frankreich ist das Staatsunternehmen EDF verpflichtet, Strom aus Erneuerbaren Energien aufzunehmen und zu verteilen. Der Anschluss ist dort allerdings mit hohem bürokratischem Aufwand verbunden<sup>31</sup>.

In Spanien legt Artikel 18 des RD 436 fest, dass in Ergänzung zu Artikel 30.2 des RD 54/1997 (Spanisches Energiegesetz), der den Netzzugang im Allgemeinen regelt, den Betreibern von Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien unbeschränkter Netzzugang zusteht, sofern das Netz technisch zur Aufnahme des erzeugten Stroms in der Lage ist. Je nach dem vom Anlagenbetreiber gewähltem Vergütungsmodell hat die Vergütungspflicht einen unterschiedlichen Umfang, die in einem Vertrag zwischen Netz- und Anlagenbetreiber geregelt wird (de Tembleque 2006).

---

<sup>30</sup> In den Niederlanden gibt es kein Anrecht auf Abnahme des Stroms.

<sup>31</sup> Der Betreiber holt zunächst eine Bescheinigung zur Geltendmachung der Abnahmepflicht ein, schließt dann einen Anschlussvertrag und einen Stromabnahmevertrag mit EDF ab. Für die Windenergie gilt dieser beispielsweise derzeit 15 Jahre ab Inbetriebnahme der Anlage und ist weder verlängerbar noch neu abschließbar (vgl. DEWI 29/2006).

Luxemburg kennt ebenfalls eine Anschlusspflicht und fördert darüber hinaus den grünen Stromimport aus den anderen Europäischen Ländern. Italien verrechnet bei der Photovoltaik (bei allen anderen Systemen gilt keine Festvergütung) den eigenerzeugten und selbstverbrauchten Anteil mit dem Fremdbezug und verpflichtet die Netzbetreiber, nur die Überschüsse abzunehmen und zu vergüten. In allen Ländern werden die Mehrkosten auf alle Stromverbraucher umgelegt. Außer in den Niederlanden, wo jeder Kunde die gleichen absoluten Kosten trägt, werden die Kosten in allen anderen Ländern proportional zum individuellen Stromverbrauch umgelegt. In einigen Ländern gibt es allerdings wie in Deutschland Ausnahmeregelungen für energieintensive Unternehmen.

Die meisten Länder mit einer Mindestvergütung haben ein Überprüfungs- und Anpassungssystem festgelegt, das die Höhe der Vergütung und die Wirksamkeit der Regelung in festen zeitlichen Abständen prüft. Oftmals sind auch zwei parallel existierende Überprüfungs- und Anpassungsmechanismen vorgesehen. Zum einen wird die Wirksamkeit der Regelung mit Hilfe eines regelmäßigen Erfahrungsbericht evaluiert und die Vergütungshöhe und die Staffelung der Tarife entsprechend angepasst. Im spanischen RD 436/2004 ist beispielsweise festgelegt, dass erstmals 2006 und dann alle vier Jahre die Prämien und Vergütungen überprüft werden. Dieser Revision liegt ein gründliches Monitoring zugrunde, das die Zielerreichung des Gesetzes überprüft, die Kostenentwicklung der verschiedenen Technologien untersucht und somit insgesamt dem deutschen System des Erfahrungsberichts zum EEG ähnelt. Zum anderen werden Zielwerte für die installierte Leistung, bzw. für den jährlichen Zubau an installierter Leistung festgelegt, bei deren Erreichen die Einspeiseregulungen insgesamt auf den Prüfstand gestellt werden. Es sind dies 150 MW für die Photovoltaik, 200 MW für die solarthermischen Kraftwerke, 13 GW für die Windenergie, 2,4 GW für die kleine Wasserkraft und 3,2 GW für die Biomasse.

Bis April 2006 lag in Frankreich die Höchstmenge für Windenergie, nach welcher die Förderung eingestellt werden sollte, bei 1500 MW. Diese Schwelle ist mit der Neufassung des Gesetzes vom 26. April 2006 aufgehoben worden. Italien hat eine jährliche Begrenzung der Förderung auf 85 MW und derzeit (2006) ein Ziel von 500 MW, nach dessen Erreichen die Förderung aufgehoben wird. Die Niederlande haben mit den bis August 2006 laufenden, beantragten und bewilligten Anlagen ihr Ziel von 9 % der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (~ 11 TWh in 2010), bzw. 1500 MW installierte Windanlagen und 500 MW<sub>e</sub> Biomassezuführung in konventionellen Anlagen bis 2010 erreicht. Durch die Festlegung einer Obergrenze soll die Förderung zielorientiert beschränkt werden. Dadurch kann ein Vorzieheffekt bei den Investitionen bewirkt werden, denn wenn die angestrebte Menge erreicht wird, werden keine weiteren Anlagen gefördert. Wie die Erfahrungen in den Niederlanden, Italien und Spanien zeigen,

kann es dabei allerdings zu verlorenen Investitionen kommen, wenn den potentiellen Antragstellern nicht bekannt ist, inwieweit das vorhandene Budget bereits ausgeschöpft wurde.

Die länderspezifischen Ausgestaltungen der Einspeisevergütung unterscheiden sich im Grundmodell (Vergütungs- oder Bonusmodell) sowie in ihren Ausprägungen bezüglich der

- Vergütungshöhe und -dauer,
- Staffelung der Vergütung,
- Degression und der
- Speziellen Prämien.

Von der Vergütungshöhe und -dauer geht die direkte Anreizwirkung auf die zu tätige Investition in eine Anlage zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien aus. Ist sie zu niedrig, so dass eine ausreichende Verzinsung des eingesetzten Kapitals nicht gegeben ist, werden die Investitionen ausbleiben. Ist sie dagegen zu hoch, so entfaltet sie zwar die Anreizwirkung, ist jedoch ineffizient wegen der Überförderung der Investitionen. Dieser Gefahr der Überförderung kann mit einer technologiespezifischen Staffelung der Tarife entgegengewirkt werden, die jedoch mit einem höheren Informations- und Kenntnisbedarf der Politik einhergeht und somit mit höheren Transaktionskosten verbunden ist. Mit degressiven Tarifen werden Anreize zur Kostenreduktion gesetzt, darüber hinaus können degressive Tarife einen Vorzieheffekt bei der Installation neuer Anlagen bewirken, so etwa bei der Ausgestaltung der Tarife für die Off-Shore Windenergie in Deutschland. Zusätzliche Prämien setzen darüber hinaus Anreize für besonders erwünschtes Verhalten der Anlagenbetreiber.

Über diese zusätzlichen Anreize lässt sich unter anderem die Einbindung des EE-Stroms in den Markt beschleunigen, sowie das Netzmanagement unterstützen. Ergänzend zu den Ausgestaltungsvarianten der Einspeisevergütungen treten Regelungen zur Verteilung der finanziellen Belastungen und zur Vorhersage des eingespeisten Stroms sowie zum Netzzugang der Betreiber von EE-Anlagen. In einigen Ländern sind die Anlagenbetreiber zur Vorhersage der eingespeisten Mengen verpflichtet. Dies trifft häufig insbesondere Betreiber von Anlagen oberhalb einer bestimmten Größenklasse. Über- oder Unterschreitungen der Prognosewerte sind oftmals mit einer Strafzahlung verbunden. Dies soll übermäßigen Netzüber- und -unterauslastungen vorbeugen. Mit wachsendem Anteil Erneuerbaren Energien an der Stromversorgung werden Fragen der Netzintegration zunehmend relevanter und spiegeln sich in den gesetzlichen Regelungen wieder.

### **3.3.2.2 Vergütungshöhe und -dauer**

Die Vergütungshöhe variiert zum einen beträchtlich zwischen den Ländern und zum anderen zwischen den verschiedenen Energieträgern. Für die Windenergie erstreckt sich die Spanne der anfänglich gezahlten Vergütung von 6,89 ct/kWh in Spanien bis 9,91 ct/kWh in Tschechien und für die Photovoltaik vom geringsten Tarif mit 9,7 ct/kWh (Niederlande) bis 57,4 ct/kWh in Italien. Die Vergütungsdauer liegt in allen Ländern zwischen 15 und 20 Jahren, ein Zeitraum der sich aus typischen Investitionsabschreibungszeiträumen entwickelt hat. Die Vergütungshöhen sind so angepasst, dass sich die Investition in die Anlage zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in dieser Zeit angemessen verzinst hat.

Bei einem Vergleich des Investitionsanreizes, der von den verschiedenen Vergütungen ausgeht, genügt es jedoch nicht nur die absoluten Höhen der Vergütung zu betrachten, vielmehr müssen die spezifischen natürlichen Gegebenheiten in den verschiedenen Ländern für die entsprechende Technologie berücksichtigt werden. So beträgt die Globalstrahlung in Italien gewöhnlich 1800 kWh/m<sup>2</sup>/a während der vergleichbare Wert in Deutschland bei 1130 kWh/m<sup>2</sup>/a liegt. Dies führt dazu, dass bei vergleichbarer spezifischer Förderung der finanzielle Ertrag je Modulfläche in Italien um die Hälfte höher ist als in Deutschland (Trieb et al. 2005).

Innerhalb eines Landes ist die Einspeiseregulierung teilweise entsprechend der unterschiedlichen Standortbedingungen ausgestaltet, so dass berücksichtigt wird, dass ertragsreiche Standorte eine geringere spezifische Förderung benötigen

### **3.3.2.3 Tarifstaffelung – Frankreich, Niederlande, Luxemburg**

*Frankreich* hat seit 2001 eine Regelung der Einspeisevergütung für Anlagen, die kleiner als 12 MW sind und nach 2001 gebaut wurden. Die Betreiber von Windenergieanlagen schließen einen Vertrag über 15 Jahre ab und erhalten in den ersten fünf Jahren 8,38 ct/kWh. Die Vergütung der folgenden zehn Jahre hängt von der Auslastung, bzw. von den Standortbedingungen ab. Anlagen, die weniger als 2000 Volllaststunden erbringen erhalten den Initialsatz weiterhin, Anlagen mit einer höheren Auslastung (3600 Volllaststunden) erhalten 5,41 ct/kWh (8,2 ct/kWh seit 2006). Diese Vergütungen werden an alle Anlagen gezahlt, bis eine nationale Kapazität von 1.500 MW installiert ist. Jede neue Anlage, die nach diesem Zeitpunkt gebaut wird, erhält 10 % weniger. Darüber hinaus gibt es eine zeitbezogene Tarifstaffelung. Für die kleine Wasserkraft (Neubau nach 2001 oder Retrofits mit mehr als 10 %igem Zuwachs) können in Frankreich Verträge mit einer Laufzeit von 20 Jahren abgeschlossen werden, die mit 6,1 ct/kWh (< 500 kW) bzw. 5,49 ct/kWh vergütet werden. Für eine Stromerzeugung

auch während der Wintermonate wird ein zusätzlicher Anreiz von 1,52 ct/kWh gewährleistet. Biomasse- und Müllverbrennungsanlagen erhalten im Mittelspannungsbereich 4,56 ct/kWh und im Hochspannungsbereich 4,18 ct/kWh.

In den *Niederlanden* wird der Windenergie Onshore die Einspeisevergütung von 7,7 ct/kWh für die ersten 18000 Volllaststunden oder die ersten zehn Jahre, was immer zuerst zutrifft, bezahlt (MEZ 2006).

Eine Tarifstaffelung nach Anlagengröße setzt *Luxemburg* ein (vgl. Règlement grand-ducal du 14 octobre 2005). Anlagen kleiner als 500 kW erhalten 7,76 ct/kWh, größere Anlagen erhalten einen Tarif, der der Gleichung

$$\text{Vergütung} = \left( 1,95 + \left( \frac{500}{\text{Leistung}} \right)^{0,75} \right) * 2,63 \left[ \frac{\text{cents}}{\text{kWh}} \right]$$

unterliegt. Für die Photovoltaik gilt ein gesonderter Tarif von 56 ct/kWh; Photovoltaikanlagen an öffentlichen Gebäuden erhalten 28 ct/kWh. Luxemburg deckt den überwiegenden Teil seines Strombedarfs durch Importe und lässt diese Tarife auch für den importierten Strom gelten. Diese Regelung steht derzeit in der EU auf dem Prüfstand, da sie als Wettbewerbsverzerrung aufgefasst werden kann (vgl. EurAktiv 2006)

### 3.3.2.4 Bonusmodelle in Spanien, Tschechien und Slowenien

In *Spanien* ist die gesetzgeberische Zuständigkeit beim Ministerium für Industrie und Tourismus angesiedelt. Spanien verfolgt mit der Förderung Erneuerbarer Energien ähnliche Ziele wie die Bundesrepublik. Zum einen soll die Importabhängigkeit von nahezu 80 % (99,5 % beim Öl und 97,1 % beim Gas) durch die Erschließung der – teilweise mit großen Potentialen vorhandenen – erneuerbaren heimischen Energiequellen gemindert werden, zum anderen wird der europäischen Zielsetzung zum Ausbau Erneuerbarer Energien Rechnung getragen und dabei eine durchaus ehrgeizige eigene Zielsetzung zum Ausbau Erneuerbarer Energien verfolgt.

Mit dem „Electric Power Act“ 54/1997, dessen Hauptanliegen die Liberalisierung auf dem Strommarkt war, wurde das „Regimen Especial“ für Strom aus Erneuerbaren Energien aus Anlagen mit weniger als 50 MW eingeführt. Dieses umfasste zunächst den garantierten Netzanschluss und eine Vergütung für den Strom aus erneuerbaren Energieträgern. Im Royal Decree 436/2004 wurde dieses „Regimen Especial“ modifiziert. Die Kernelemente der Förderung bestehen aus einer Abnahmegarantie, garantierten Vergütungen oder alternativ garantierte Boni, einer Anbindung der Vergütung bzw. des Bonus an den durchschnittlichen Strompreis und Anreizen zur Eigenvermarktung. Die spanische Regelung bot damit erstmals Anlagenbetreibern die Wahlmöglichkeit zwi-

schen zwei Vergütungsmodellen (vgl. APPA 2005). Andere Länder, die diese Wahlmöglichkeit inzwischen auch einräumen (derzeit Tschechien und Slowenien), haben sich eng an das spanische Modell angelehnt.

Modell 1:

- Der Anlagenbetreiber kann seinen erzeugten Strom zu einem festgelegten Tarif je erzeugte Kilowattstunde verkaufen, der sich auf technologiespezifisch zeitlich konstante festgelegte prozentuale Anteile (im Falle der Photovoltaik: feste Vielfache) des durchschnittlichen Jahresstrompreises AET<sup>32</sup> beläuft, dessen Berechnung wiederum im Royal Decree 1432/2002 (27. Dezember 2002) geregelt ist.
- Für die Erneuerbaren Energien liegen die Vergütungssätze bei 80 % - 90 % dieses durchschnittlichen Strompreises, mit Ausnahmen für die Solarenergie (PV und STK), für die die Vergütungen deutlich höher liegen.
- Diese Vergütung wird dem Verteilungsnetzbetreiber in Rechnung gestellt und von diesem bezahlt. Die Umlage erfolgt letztlich auf alle Verbraucher und ist bereits in den früheren Dekreten 2818/1998 und 2017/1997 geregelt.
- Darüber hinaus kann der Betreiber eine Zahlung zur Vorhaltung von Blindleistung erhalten, die nach Technologie und installierter Leistung differenziert ausgestaltet ist und ebenfalls in Anteilen des AET errechnet wird.
- Der Betreiber von Windkraftanlagen kann darüber hinaus eine Vergütung in der Höhe von 5 % des AET für die Absicherung der Versorgungssicherheit gegen Spannungsabfälle erhalten, falls er nachweisen kann, dass er technisch in der Lage ist, diese Funktion zu übernehmen.

Modell 2:

- Als alternative Option kann der Anlagenbetreiber seinen erzeugten Strom selbst vermarkten und den selbst verhandelten Preis erzielen.

---

<sup>32</sup> Der durchschnittliche Stromtarif (Average Electricity Tariff AET) ergibt sich aus der Kostenerwartung und der Verbrauchserwartung für das nächste Jahr. In die Kostenerwartung gehen die folgenden Einzelposten ein: Produktionskosten, Übertragungskosten, Verteilungskosten, permanente Systemkosten (wie Stranded Costs, Kosten für die Nationale Energiebehörde, Systemkosten, Markteinrichtungskosten und Kosten, die durch Insellösungen verursacht werden.). Am Ende eines Jahres werden die Tarife für das nächste Jahr berechnet. In 2004 betrug der AET 7,2072 ct/kWh, er wird nach dem RD 1432/2002 bis zum Jahr 2010 um jährlich zwischen 1,4 und 2 % ansteigen (APPA 2005). Ergeben sich höhere Kosten als der AET stützt der Staat diesen Preis und zahlt die Differenz an die Energieversorger. 2005 führte dies zu Staatskosten von 3,8 Mrd. €



- Darüber hinaus wird ein Bonus je Kilowattstunde gezahlt, die wiederum proportional zum AET ist (für alle außer der Solarenergie zwischen 30 % und 40 %).
- Zusätzlich erhält der Betreiber eine Marktanreizkomponente von 10 % des AET.
- Die in Modell 1 beschriebenen Zahlungen für die Vorhaltung von Blindleistung sowie die Absicherung von Spannungsabfällen sind ebenfalls mit Modell 2 kombinierbar.

Es ergeben sich damit folgende grundsätzliche Vergütungen (Tabelle 3-12).

**Tabelle 3-12: Vergütungssätze des spanischen Systems**

Technologie			Einspeisevergütung (in % AET)	Marktprämie (in % AET)	Marktanzreiz (in % AET)
Solar	PV	<100 kW	575 % für die ersten 25 Jahre 460 % danach	-	-
	PV	>100 kW	300 % für die ersten 25 Jahre 240 % danach	250 % für die ersten 25 Jahre 200 % danach	10 %
	STK		300 % für die ersten 25 Jahre 240 % danach	250 % für die ersten 25 Jahre 200 % danach	10 %
Wind	Onshore	< 5 MW	90 % für die ersten 15 Jahre 80 % danach	40 %	10 %
		> 5 MW	90 % für die ersten 5 Jahre 85 % für die Jahre 6 - 15 80 % danach	40 %	10 %
	Offshore	< 5 MW	90 % für die ersten 15 Jahre 80 % danach	40 %	10 %
		> 5 MW	90 % für die ersten 5 Jahre 85 % für die Jahre 6 - 15 80 % danach	40 %	10 %
Hydro	Klein	< 10 MW	90 % für die ersten 25 Jahre 80 % danach	40 %	10 %
	Medium	>10 MW < 25 MW	90 % für die ersten 15 Jahre 80 % danach	40 %	10 %
		> 25 MW < 50 MW	80 %	30 %	10 %
Biomasse	Energiepflanzen Biogene Abfälle		90 % die ersten 20 Jahre 80 % danach	40 %	10 %
	Biogas Biosprit Pellets		90 % die ersten 20 Jahre 80 % danach	40 %	10 %
	Sonstige Biomasse		80 %	30 %	10 %
Andere	Geothermie Wellenenergie Gezeiten Etc.		90 % die ersten 20 Jahre 80 % danach	40 %	10 %

Quelle: APPA 2005

*Novellierung 2007*

Nach einem Gesetzentwurf vom November 2006 sollte die Förderung für Wind- und Wasserkraftanlagen vermindert und die für Biomasse und Biogas und solarthermische Energie erhöht werden. Außerdem ist die Einführung von Ober- und Untergrenzen für

die Berechnung der Bonushöhe geplant (DG TREN 2007). Das Real Decreto 436/2004 ist durch das Real Decreto 661/2007 vom 25. Mai 2007 ersetzt worden (Ministerio de Industria, Turismo y Comercio 2007). Dabei ist das Fördermodell mit Wahl zwischen Festvergütung und Bonuszahlung grundsätzlich beibehalten und verfeinert worden. Die Vergütungs- und Bonussätze werden – ebenso wie weitere Zuschläge - nun nicht mehr als Anteil an einem Referenzpreis formuliert, sondern als Vergütungen in Cent je kWh. Damit entfällt eine Bindung der Fördersätze an die Strompreisentwicklung. Eine nominelle Anpassung dieser Sätze erfolgt durch eine Anpassung unter Berücksichtigung der Inflation anhand des Verbraucherpreisindexes IPC (bis 2012: IPC-0,25, danach IPC-0,50, für andere Kategorien wie KWK werden auch Brennstoffpreise berücksichtigt).

Die Förderkonditionen sind wie bisher nach Technologien und Anlagengrößen differenziert. Es erfolgt keine automatische Degression, die Fördersätze aber sollen künftig regelmäßig überprüft werden. Für die Bonusoption werden kategoriespezifische Referenzboni (Prima de referencia) sowie Ober- und Untergrenzen (Limite Superior, Limite Inferior) vorgegeben.

Für Windenergie an Land gelten folgende Fördersätze (RD 661/2007, Tabelle 3; Preisniveau 2007):

- a) Festvergütung (Tarifa regulada) in den ersten 20 Jahren 7,3228 Cent/kWh und danach 6,12 Cent/kWh.
- b) Referenz-Bonus von 2,9291 Cent/kWh in den ersten 20 Jahren mit Unter- und Obergrenzen von 7,1275 und 8,4944 Cent/kWh.

Die Unter- und Obergrenzen sind hier Schwellenwerte für die Summe aus Strommarktpreis und Bonus (Abbildung 3-7). Fällt die Summe unter den unteren Schwellenwert, dann erhöht sich der Bonus entsprechend der Differenz. Innerhalb der Schwellen entspricht der Bonus dem Referenzbonus (inflationiert). Steigt die Summe über den oberen Schwellenwert, dann sinkt der Bonus entsprechend der Differenz. Ab einem Strommarktpreis in Höhe des oberen Schwellenwertes (z.B. 8,7 Cent/kWh im Jahr 2008 wäre der Bonus Null. In diesen vier Fällen berechnet sich der Bonus somit nach folgenden Formeln:

$$\text{Bonus} = \text{Referenzbonus}^* - (\text{Untergrenze}^* - \text{Marktpreis} - \text{Referenzbonus}^*)$$

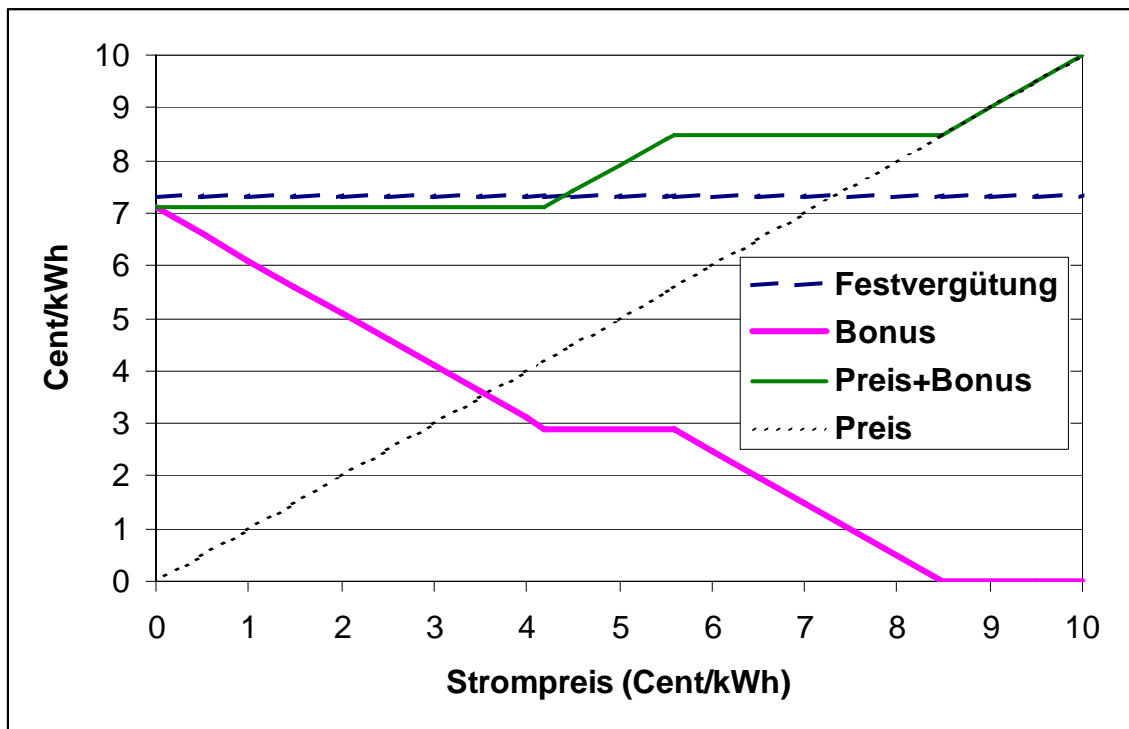
$$\text{Bonus} = \text{Referenzbonus}^*$$

$$\text{Bonus} = \text{Referenzbonus}^* - (\text{Marktpreis} + \text{Referenzbonus}^* - \text{Obergrenze}^*)$$

$$\text{Bonus} = 0$$

\* = inflationiert

**Abbildung 3-7: Bonusanpassung in Spanien am Beispiel der Windenergie an Land**



Quelle: RD 661/2007, Preisbasis 2007

Da sie sich auf die Summe von Marktpreis und Referenzbonus beziehen, sind die Schwellenwerte technik- und anlagengrößenabhängig. Der Referenzbonus liegt bei den unterschiedlichen Kategorien Erneuerbarer Energien anfänglich zwischen 1,9454 Cent/kWh (forstwirtschaftlich Biomasse, > 2 MW) und 25,4 Cent/kWh (solarthermische Stromerzeugung). Gegenüber den Regeln von 2004 sind die Bedingungen vor allem für Bioenergie und auch für Solarthermie deutlich verbessert worden.

Im Festvergütungsmodell ist die Förderung für eine Anlage nicht zeitlich begrenzt. Es sind aber Zeiträume vorgegeben, in denen der hohe Vergütungssatz gilt, der danach abgesenkt wird. Dieser Zeitraum beträgt bei Solarenergie und Wasserkraft 25 Jahre, bei Windenergie 20 Jahre und bei Biomasse sowie den übrigen Energiequellen 15 Jahre.

Die neuen Konditionen gelten ab 2008. Für bestehende Anlagen (bis Ende 2007) gibt es Übergangsregelungen, wobei bis Ende 2008 eine Wahlmöglichkeit zwischen dem bisherigen Regime (RD 436) und den Neuanlagenregeln besteht.

Mit dieser Vergütungsregelung werden zwei Ziele verfolgt: zum einen wird die Vergütung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien an den Marktpreis gekoppelt und zum anderen sollen Anreize geschaffen werden, dass die Anlagenbetreiber möglichst

bald auf dem Strommarkt agieren. Die Bezugsgröße der Vergütung bzw. des Bonus liegt in diesem System für ein Kalenderjahr fest (durchschnittliche Marktpreis).

### **Auswirkungen der Förderung Erneuerbarer Energien in Spanien**

Spanien hat einen Plan für Erneuerbare Energien 2005 – 2010 vorgelegt, der ehrgeizige Ziele umfasst: 30 % des Stromverbrauchs sollen bis Ende 2010 durch Erneuerbare Energien gedeckt werden. Derzeit sind es knapp 19 %, darunter nahezu die Hälfte durch große Wasserkraft. Die installierte Windleistung soll – verglichen mit 2004 - mehr als verdoppelt werden und die Stromerzeugung aus Biomasse ganz erheblich wachsen. Biomasse soll auch als Zufeuerung zur Einsparung konventioneller Brennstoffe verwendet werden und die solarthermischen Kraftwerke sollen auf 500 MW Leistung aufgebaut werden (vgl. Tabelle 3-13).

**Tabelle 3-13: Ausbauplan Erneuerbarer Energien in Spanien (2005 – 2010)**

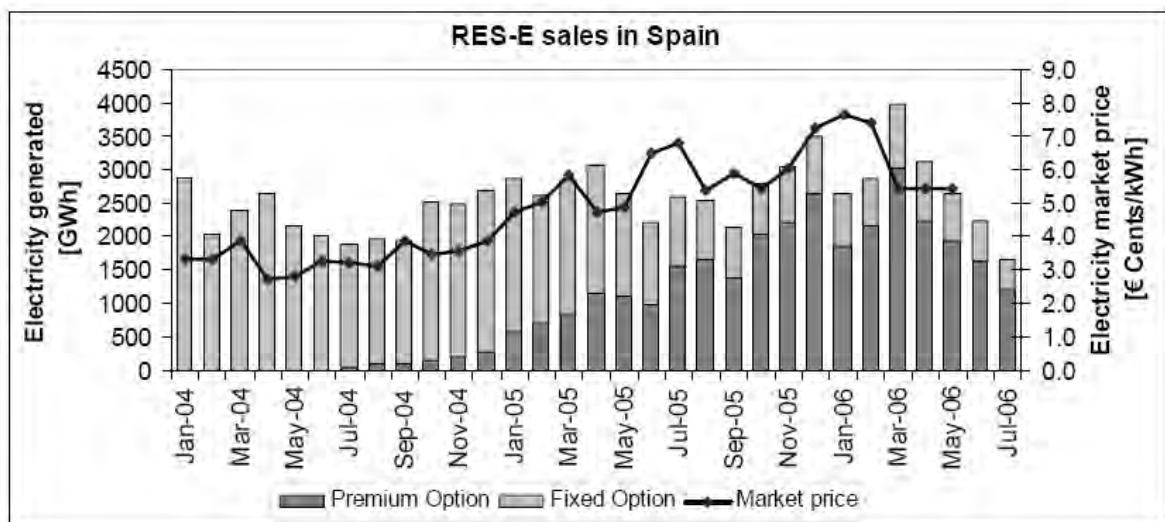
	2004		2010	
	Installierte Leistung (MW)	Strom (GWh)	Installierte Leistung (MW)	Strom (GWh)
Wasserkraft				
> 50 MW	13521	25014	13521	25014
10 bis 50 MW	2897	5794	3257	6480
< 10 MW	1749	5421	2199	6692
Biomasse				
Kraftwerke	344	2193	1317	8980
Zufeuerung	0	0	722	5036
Abfall	189	1223	189	1223
Wind	8155	19571	20155	45511
PV	37	56	400	609
Biogas	141	825	235	1417
Solarthermische Kraftwerke	-	-	500	1298

Der Erfolg eines Vergütungssystems lässt sich mittels der im Bericht der EU Kommission 2005 verwendeten Indikatoren Effektivität und Effizienz beurteilen. Die Effektivität ergibt sich aus dem Quotienten der neu installierten Leistung und dem Potential des jeweiligen Energieträgers im betrachteten Land, die Effizienz ist an die Kosteneffizienz

angelehnt und misst die Vergütung je erzeugte Kilowattstunde. Während das spanische System für die Windenergie mit zu den effektivsten gehört (hinter Dänemark und gleichauf mit Deutschland), schneidet es bei der Förderung von Biogas- oder Biomasseanlagen zur Stromerzeugung, letzteres u.a. durch die Förderung der Zufuhr von Biomasse besonders aber durch die niedrige Einspeisevergütung, unterdurchschnittlich ab. Bei der Förderung der kleinen Wasserkraft hingegen zeigt sich das spanische System als äußerst effektiv. Die Vergütung für die Photovoltaik galt bis 2004 als zu niedrig um einen Effekt zu entfalten aber die angepassten Vergütungssätze haben eine deutliche Veränderung bewirkt, die auch durch das Einfrieren auf 44 ct/kWh zunächst ungebrochen scheint.

Wie Abbildung 3-8 zeigt, hat der Anteil der Bonus-Option an der gesamten geförderten Stromerzeugung vor allem im Jahr 2005 bei steigenden Strommarktpreisen stark zugenommen; im Juli 2006 betrug dieser Anteil insgesamt 72 %, bei der Windenergie sogar 93 % (Klein et al. 2006). Vor allem Betreiber großer Anlagen haben die Bonusoption gewählt und damit die Möglichkeit einer höheren Gesamtvergütung genutzt. Im Jahr 2005 hatten Verkäufe am Markt einen Anteil von 52 % an der Erzeugung, von 65 % an der Leistung aber nur von 8 % an der Zahl der Anlagen (CNE 2006, 62).<sup>33</sup>

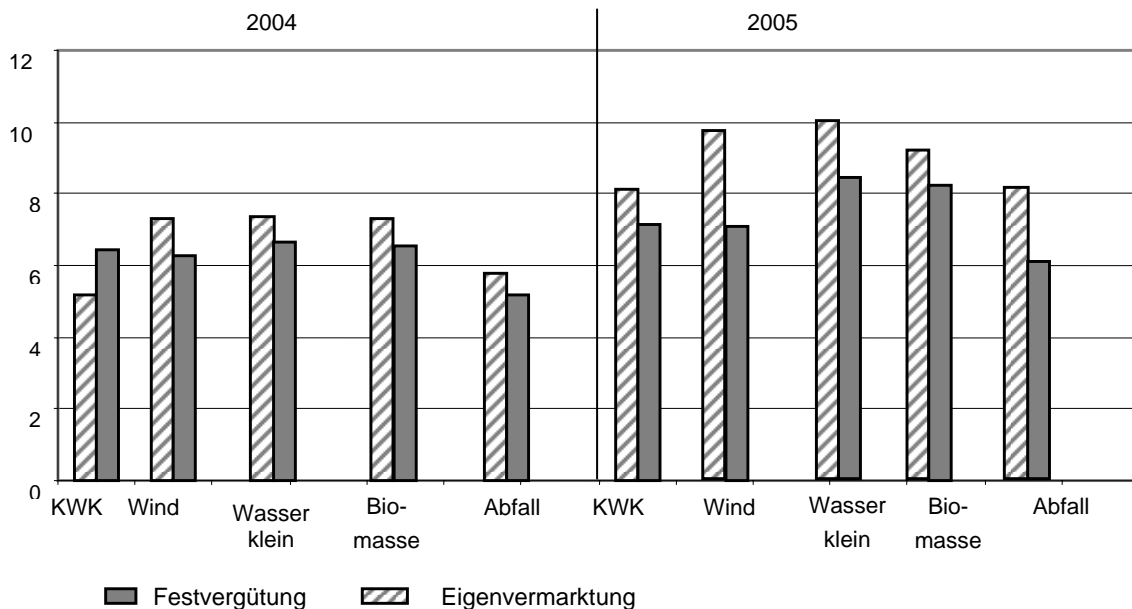
**Abbildung 3-8: Geförderte Stromerzeugung in Spanien nach dem Festvergütungsmodell und der Bonusoption, Januar 2004 bis Juli 2006**



Quelle: Klein et al. (2006, 44).

<sup>33</sup> Zum Regimen Especial gehören Kraft-Wärme-Kopplung, Erneuerbaren Energien, Reststoffe. Der Marktanteil betrug 2005 bei Erneuerbaren Energien (bezogen auf die Erzeugung) 56,5 % und lag damit noch über dem Durchschnitt (CNE 2006).

**Abbildung 3-9: Erlöse bei Eigenvermarktung und Vergütungen in Spanien in den Jahren 2004 und 2005 (ct/kWh)**



Quelle: Omel 2006

Das bei Eigenvermarktung selbst übernommene Risiko wird durch einen Risikozuschlag vergütet. Wie der Vergleich zwischen Festvergütungstarifen und den bei Eigenvermarktung erzielten Erlösen zeigt (vgl. Abbildung 3-9), wirken sich besonders in 2005 die hohen Marktpreise bei der Eigenvermarktung aus, so dass die Preisdifferenz zwischen den beiden Systemen beispielsweise bei der Windenergie im Jahresdurchschnitt in 2005 bei nahezu 3 ct/kWh lag.

*Slowenien* ist zu 60 % von Energieimporten abhängig; die Stromerzeugung basiert zu fast 40 % auf Atomkraft und zu 24 % auf Wasserkraftwerken. Seit 2002 gibt es eine Einspeiseregulierung, die analog zur spanischen die Wahlmöglichkeit zwischen Eigenvermarktung und fester Vergütung lässt. Die Einspeisevergütung ist an den durchschnittlichen Marktpreis angelehnt und besteht in einem festen Aufschlag; bei Eigenvermarktung wird ein höherer Aufschlag auf den jeweiligen Marktpreis gezahlt. Die Tarife werden jährlich festgelegt, nachdem die Anlage fünf Jahre in Betrieb war, wird der Tarif um 5 % abgesenkt, weitere 10 % folgen nach zehn Betriebsjahren (CogenChallenge 2005).

Auch in *Tschechien* gibt es die Wahl zwischen Selbstvermarktung plus Bonus oder Einspeisung zu einem festen Tarif. In allen drei Ländern, die diese Regelung verfolgen, sind die Preise für den eigenvermarkteten Strom deutlich höher. Einerseits werden Risi-

koprämie für die Selbstvermarktung erhoben, andererseits waren die allgemeinen Strompreise in den jeweiligen Jahren ganz erheblich höher als ursprünglich erwartet wurde. In Tschechien führt dies zu einer Differenz von fast 3 ct/kWh für die Windenergie und von 2-3 ct/kWh für Strom aus Biomasseanlagen. Slowenien hat etwas geringere Preisunterschiede. Es steht jedoch aufgrund der Größe des Landes vor einem ähnlichen Problem wie Luxemburg: ein großer Teil der Energie – auch der Erneuerbaren Energie – wird importiert und nach der Einspeiseregulierung vergütet. Auch hier ist die EU derzeit bei der Prüfung, ob es sich dabei um marktverzerrende Subventionen handelt.

### **3.3.2.5 Bonus für die Bereitstellung von Reserveenergie – das Beispiel Spanien, Slowenien und Ungarn**

Der spanische RD 436/2004 sieht einen Bonus für die Bereitstellung von Reserveenergie vor, der unabhängig vom gewählten Vergütungsmodell ausgezahlt wird. Der Betreiber von Windanlagen kann eine Vergütung in der Höhe von 5 % des AET für die Absicherung der Versorgungssicherheit gegen Spannungsabfälle erhalten, falls er nachweisen kann, dass er technisch in der Lage ist, diese Funktion zu übernehmen. Diese Option ist von einer Reihe von Betreibern genutzt worden. Die Zielsetzung einer derartigen Regelung ist die Erhaltung der Netzstabilität, jedoch ist sie unter ökologischen Gesichtspunkten kritisch zu hinterfragen. Die Erneuerbaren Energien entfalten ihre Umweltwirkung am stärksten dann, wenn sie auch ins Netz einspeisen. Wenn die installierte Leistung zur Bereitstellung von Reserveenergie dient bzw. Spannungsschwankungen ausgleicht, ist der direkte Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromversorgung geringer. In Slowenien wird eine zusätzliche Prämie bezahlt, wenn der Strom aus Erneuerbaren Energien zu Peak-Lastzeiten eingespeist wird. In der Saison mit dem höchsten Stromverbrauch (Dezember, Januar und Februar) wird tagsüber (zwischen 6 und 13:00 Uhr und zwischen 16:00 und 22:00) das 1,4-fache des Grundtarifs gezahlt (Ragwitz et al. 2006). Off-Peak (nachts und in der Mittagszeit) und zwischen Mai und September werden nur 70 % bezahlt. Ungarns Einspeiseregulierung enthält eine ähnliche Staffelung für die regelbaren Erneuerbaren Energien: Geothermie, Biomasse und die kleine Wasserkraft erhalten zu Peak-Zeiten fast das Dreifache des Nachttarifs, während der Tarif für Solarstrom und Windstrom zu allen Tageszeiten gleich ist.

### **3.3.2.6 Anbindung an Marktpreise – das Beispiel Spanien und Niederlande**

In *Spanien* sorgte die Verabschiedung des Real Decreto Ley 07/1006 vom 23. Juni 2006 für Aufregung. Da die spanische Strompreisbildung mit der Festlegung des AET und der Zahlung der Differenzen nach Ablauf eines Jahres durch den Staat zu erheblichen Ausgaben geführt hat, versucht der Staat, die Preisbildung stärker dem Markt zu über-



lassen. Um jedoch die Festvergütungen nicht mit den vermuteten Preissteigerungen anwachsen zu lassen, wurden sie Mitte dieses Jahres zunächst in der bis dahin gültigen Höhe festgeschrieben und werden Ende des Jahres neu verhandelt. Dieser Schritt sorgte zumindest für Verunsicherung bei den (potentiellen) Anlegern, die sich einer im Umbruch befindlichen staatlichen Regelung gegenüber sehen. Die weiteren Auswirkungen werden sich frühestens Anfang 2007 zeigen.

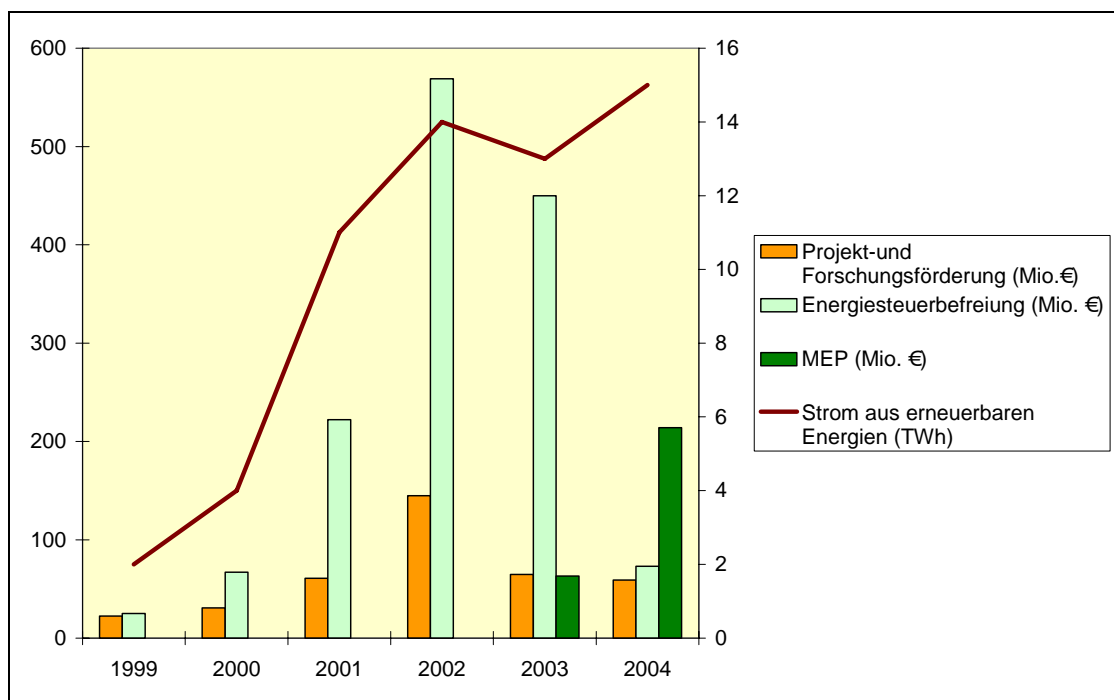
Die Förderung des Ausbaus Erneuerbarer Energien wurde in den *Niederlanden* mehrfach umgestellt. Zum einen wurde ein Förderpaket ins Leben gerufen, das die Energieforschung und die Fortentwicklung derjenigen Technologien fördert, denen eine wichtige Rolle in einem zukünftigen Energiemix zugedacht wird und die noch weit von der Wirtschaftlichkeitsschwelle entfernt sind. Zum anderen wurde bei den marktnäheren Technologien die Nachfrage nach Strom aus Erneuerbaren Energien durch eine Befreiung von der Energiesteuer (REB3600, REB36i) unterstützt. Des Weiteren sollen institutionelle Hemmnisse abgebaut werden bei der Errichtung von Windparks und größeren Biomasseanlagen.

Die nachfragestützende Ausrichtung wurde in eine angebotsorientierte Politik geändert. Zunächst wurde eine Abnahmepflicht für einen bestimmten Prozentsatz erneuerbaren Stroms eingeführt, der lizenziert wurde; ab 2001 wurde der Markt für Kleinerzeuger freigegeben und eine allgemeine Abnahmepflicht für Strom aus Erneuerbaren Energien eingeführt. Die MEP („Umweltqualität der Elektrizitätserzeugung“) Regelung, das niederländische Einspeisegesetz, wurde Ende 2002 verabschiedet. Mit dem MEP sollten Anreize für einen Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien geschaffen werden, die zum einen in einer festen Einspeisevergütung lagen und zum anderen in einer langfristigen Investitionssicherheit und einem stabilen Planungsrahmen durch die frühzeitige Veröffentlichung der jeweils zu erwartenden Vergütungen. Aus diesem Grund wurden die Vergütungen für 2004 und 2005 Ende 2003 veröffentlicht; die Tarife für 2006 wurden Mitte 2004 veröffentlicht. Die Zielvorstellung war, mindestens 1,5 Jahre vorher die jeweiligen Vergütungen bekannt zu machen (vgl. MEZ Kamerbrief, 23. 10.2003). Nach dem MEP fördern die Niederlande Strom aus Erneuerbaren Energien mit einem technologiespezifischen Zuschlag zu den Marktpreisen. Die Gegenfinanzierung erfolgt durch einen festen, verbrauchsunabhängigen Abschlag auf jeden Stromanschluss. Dieser Abschlag betrug im ersten Jahr (2003) 34€/Anschluss und wurde 2004 auf 39€/Anschluss erhöht, unter anderem infolge einer Umschichtung der Förderung Erneuerbarer Energien von der Energiesteuer zum MEP. Teile der Gebührenerhöhung im Rahmen des MEP kompensieren eine Senkung der Energiesteuer. In 2004 betrug dieser Teil der Erhöhung 2€, in 2005 waren es 11€ und der gesamte Abschlag belief sich auf 52€/Anschluss und Jahr, wobei dieser Betrag in 2006 unverändert blieb. Der

Einzug dieser Gebühr erfolgt durch den Netzbetreiber TenneT, genauer gesagt durch das hierfür gegründete Tochterunternehmen EnerQ. Die Verteilung des Einspeiseentgelts erfolgt durch die dem Wirtschaftsministerium unterstellte Agentur SenterNovem.

In den Niederlanden hat die Kopplung der Vergütungen an den Strompreis zu erheblichen Kosten bei der Refinanzierung der Einspeisevergütung geführt, da die hohen Marktpreise nicht nur den Strom aus fossilen Quellen sondern auch den Strom aus Erneuerbaren Energien beachtlich verteuerten. Auf die Höhe der Kosten war die Refinanzierung nicht ausgelegt, was letztlich zu erheblichen Turbulenzen im Parlament (ECN 2005) führte<sup>34</sup>.

**Abbildung 3-10: Förderung und Entwicklung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in den Niederlanden (€linke Skala, TWh rechte Skala)**



Quelle: Eigene Zusammenstellung.

In *Slowenien* sind die Mengen des eingespeisten Stroms derzeit noch zu gering, um derartige Wirkungen entfalten zu können. Grundsätzlich wird jedoch mit einer Kopplung an die fossilen Energiepreise ein verfälschendes Signal ausgesendet, denn die Wettbe-

<sup>34</sup> Ein erhebliches Problem stellt importierter Strom aus Erneuerbaren Energien dar. Nach der Regelung der Steuerermäßigung entgeht dem Staat die Steuereinnahme, ohne dass in niederländische Produktionskapazitäten investiert wird. Zwischen 1999 und 2003, dem Gültigkeitszeitraum dieser Regelung, beliefen sich Schätzungen zufolge die diesbezüglichen Steuerausfälle auf zwischen 380 und 560 Mio. €

werksposition der Erneuerbaren Energien verbessert sich gerade dann, wenn sich die Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern verteuert.

### **3.3.2.7 Prämien für technologische Innovationen**

Eine Reihe europäischer Länder schließt in den Regelungen zur Einspeisevergütung Prämien für verschiedene innovative Technologien oder spezielle wünschenswerte technologische Lösungen ein. So wird das Repowering in Dänemark und Deutschland unterstützt, da sich diese Länder bereits früh für den Ausbau der Windenergie entschieden haben und sich erhebliche Verbesserungen durch Repowering erzielen lassen. In Frankreich und Deutschland erhalten bestimmte innovative Technologien bei der Stromerzeugung aus Biomasse einen Bonus. Derartige Prämien erlauben zwar die Feinsteuerung des Ausbaus Erneuerbarer Energien und vermeiden die Überförderung der bereits etablierten Technologien, erfordern jedoch einen hohen Kenntnisstand des Regulierers. Insgesamt erhöhen zusätzliche Prämien die Komplexität des Anreizsystems und somit teilweise den administrativen Aufwand.

### **3.3.2.8 Intensivierung der Förderung von Strom aus Sonnenenergie – Frankreich, Griechenland, Italien**

Zentrales Ziel der französischen Förderung ist ein technologiepolitisches. Mit der Förderung der Photovoltaik sollen neue Märkte erschlossen werden (SWW 2007). Frankreich sieht sich aufgrund des erheblichen Anteils der Kernenergie im Strommix nicht in der Pflicht, aus CO<sub>2</sub>-Minderungsgründen auf Erneuerbare Energien umzusteigen. Kernelement ist eine Einspeisevergütung für die verschiedenen Energieträger sowie eine Abnahmepflicht.

Am 26. Juli 2006 veröffentlichte das Industrieministerium ein neues Einspeisedekret (Note des Autorites Francaises 2006). Es verdoppelt die Grundvergütung für PV-Anlagen in Zentralfrankreich auf 30 ct/kWh und erhöht die Vergütung für die Überseegebiete und Korsika auf 40 ct/kWh. Neu ist darüber hinaus eine zusätzliche Förderung von gebäudeintegrierter PV, in Zentralfrankreich in Höhe von 25 ct/kWh und in den restlichen Gebieten in Höhe von 15 ct/kWh. Das Industrieministerium will damit den Nischenmarkt der gebäudeintegrierten PV entwickeln und eine führende Marktposition in diesem Bereich erreichen.

*Griechenland* hat erst 2006 ein Erneuerbare-Energien-Gesetz verabschiedet. Am 6. Juni 2006 wurden feste Einspeisevergütungen für die nächsten 20 Jahre festgelegt. Formal gelten die Tarife (vgl. Anhang) für die nächsten zehn Jahre, jedoch haben die Betreiber das garantierte Recht auf eine zehnjährige Verlängerung nach Ablauf dieser Frist. Darüber hinaus erhalten Unternehmen zusätzlich zur gewährleisteten Vergütung Zuschüsse

für PV-Anlagen in Höhe von 30-55 % der Gesamtkosten. Kleinere Betreiber erhalten eine steuerliche Vergünstigung von derzeit maximal 500 € ab 2007 steigt dieser Betrag auf 700 € an (für die Situation vor 2006 vgl. Hellenic Republic 2005).

**Tabelle 3-14: Einspeisevergütungen in Griechenland**

Technologie	Einspeisevergütung (ct/kWh)		Begrenzung	Genehmigungsfreiheit	Förderdeckel
	Festland	Inseln			
PV	45	50	< 100 kW <sub>p</sub>	< 150 kW <sub>p</sub>	2020: 700 MW <sub>p</sub>
	40	45	>100 kW <sub>p</sub>		
STK	25	27	< 5MW		
	23	25	> 5MW		
Wind offshore	9		nein	<20/40/50 kW Kleine/große Inseln, Festland	nein
Wind onshore	7,3	8,46			
Wasserkraft			nein	< 100 kW	
Biomasse					
Geothermie				< 50 kW	
Andere EE					
KWK					

Quelle: Sonne Wind & Wärme, 7/2006

*Italien* ist für den Strom aus Sonnenenergie von dem bestehenden System der Quotenregelung zu einem Einspeisesystem übergegangen (Europressedienst 2006) und hat in diesem die höchsten Tarife in ganz Europa festgelegt. Entsprechend hat sich die Nachfrage nahezu explosionsartig entwickelt, so dass die italienische Regierung einen Deckel auf den jährlichen Zuwachs angekündigt hat. Gefördert werden in 2006 und 2007 85 MW Zuwachs. Auf das Vertrauen der Anlagenbetreiber wirken sich derartige Deckelungen negativ aus (IEA 2005), denn die ursprünglich angestrebte Investitionssicherheit ist nicht gewährleistet, wenn es bei Antragsstellung nicht sicher sein kann, dass der Antrag auch bewilligt wird.

### 3.3.3 Erfahrungen mit Ausschreibungen

#### 3.3.3.1 Portugal: Ausschreibungen und Mindestvergütungen

Mit der Förderung Erneuerbarer Energien möchte Portugal seine Importabhängigkeit verringern, die Energiebereitstellung diversifizieren und auch seinen internationalen

Verpflichtungen (Kioto-Protokoll, EU-Ziel Anteil EE am Strommix) nachkommen. In jüngerer Vergangenheit sind zu diesen Begründungen industriepolitische Aspekte hinzugekommen, bei der man insbesondere auf die Ansiedlung von Herstellern abgezielt. Die EU-Richtlinie 2001/77/EC zur Förderung der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen fordert, dass in Portugal bis zum Jahr 2010 mindestens 39 % des Bruttostromverbrauchs aus erneuerbaren Quellen stammen müssen. Die Gesamtkapazität soll entsprechend um 5.000 MW bis 2010 aufgestockt werden, was mehr als einer Verdoppelung gegenüber 2001 bedeutet. In einer weiteren Verordnung (169/2005) ist darüber hinaus bis 2013 ein Ausbau der Leistung von Windkraftanlagen auf 5100 MW vorgesehen; die Gesamtkapazität Erneuerbarer Energien steigt damit auf über 11 GW.

Erneuerbare Energien werden in Portugal durch staatlich geregelte Einspeisevergütungen, direkte Subventionszahlungen (PRIME-Programm), aber auch steuerliche Anreize, gefördert. Erst in jüngerer Zeit sind zusätzlich öffentliche Ausschreibungen für die Vergabe von freien Netzkapazitäten hinzugekommen.

#### *Vergütungsmodell in Portugal*

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird in Portugal außer durch Zuschüsse, zinsgünstige Darlehen und steuerliche Anreize (Einkommensteuer, Mehrwertsteuer, Energiesteuer) durch Einspeisevergütungen und in jüngster Zeit zusätzlich durch Ausschreibungen gefördert. Einspeisevergütungen für Erneuerbare Energien (ohne große Wasserkraft) werden seit 1988 staatlich geregelt (Dekret 189/88), wobei die Konditionen mehrfach angepasst wurden. Seit 2001 (Dekret 339-C/2001) ist die Vergütung technologiespezifisch geregelt; die letzte Anpassung erfolgte Anfang 2005 (Dekret 33-A/2005). Die Tarife werden monatlich neu anhand folgender Formel neu ermittelt.

$$V_{m,i} = K_m \cdot (FK + VK + UK \cdot Z_i) \cdot \frac{VPI_{m-1}}{VPI_{REF}} \cdot \frac{1}{1-V}$$

mit

m: Aktueller Monat

i: Technologie.

$V_{m,i}$ : Im Monat m geltender Vergütungstarif für Strom einer bestimmten Technologie.

$K_m$ : Koeffizient zur Berücksichtigung typischer zeitlicher Erzeugungsprofile.

FK: Spezifische fixe Kosten eines verdrängten fossilen Vergleichskraftwerks.

VK: Spezifische variable Kosten eines verdrängten fossilen Vergleichskraftwerks.

UK: Spezifische Umweltkosten eines verdrängten fossilen Vergleichskraftwerks.

$Z_i$ : Technologiespezifischer Koeffizient, der die individuellen Umweltwirkungen

der Technologie berücksichtigt.

VPI<sub>m-1</sub>: Verbraucherpreisindex ohne Mietkosten im Vormonat (m-1).

VPI<sub>ref</sub>: Verbraucherindex ohne Mietkosten im Monat vor der ersten Netzeinspeisung der betreffenden Anlage.

NV: Vermiedene Verluste in den Übertragungs- und Verteilungsnetzen, wobei zwischen Anlagen über bzw. unter 5 MW unterschieden wird.

Berücksichtigt werden somit vermiedene fixe und variable Kosten neuer Anlagen, eine Umweltkomponente für eingesparte CO<sub>2</sub>-Emissionen, ein technologiespezifischer Faktor, ein Verbraucherpreisindex und vermiedene Netzverluste. Für Wasserkraftanlagen und optional für andere Anlagen erfolgt eine Anpassung der Vergütung in Abhängigkeit der Tageszeit der Einspeisung. Weitere Staffelungen nach Windenergie-Standorten oder Jahresvolllaststunden werden nicht mehr angewendet. Die Förderdauer ist zunächst auf 15 Jahre begrenzt; außerdem ist die jeweils geförderte Gesamtstromerzeugung (z.B. bei Windkraftanlagen 33.000 Volllaststunden) begrenzt.<sup>35</sup> Die Frist kann unter bestimmten Bedingungen verlängert werden; insbesondere falls bis dahin noch kein System grüner Zertifikate etabliert in Portugal worden sein sollte.

Bei Wasserkraftanlagen wird der Koeffizient  $K_m$  auf jeden Fall berücksichtigt, bei anderen Technologien haben Betreiber zum Zeitpunkt der Genehmigung der Anlage die Wahl, ob sie die Berücksichtigung des Koeffizienten wünschen. Die tageszeitlichen Bereiche für Grundlast- bzw. Spitzenlastgänge sind im Gesetz festgelegt.

Die Differenzkosten des Einspeisetarifs zum Marktpreis werden über eine Umlage auf die Preise für Endkunden finanziert. Ein Degressionsmechanismus zur kontinuierlichen Angleichung der Tarife an die Marktpreise ist nicht vorgesehen. Die Tarife werden jedoch monatlich an die Inflation angepasst, allerdings wirkt diese Inflationsbereinigung nach der neuen Regelung von 2005 nicht mehr direkt ab dem Genehmigungsentscheid zur Anlagenerrichtung, sondern erst ab Inbetriebnahme der Anlage.

Ein weiteres Element der Verordnung bezieht sich auf die Gewinnverteilung der Vergütungen auf lokaler Ebene. So müssen die Betreiber von Windkraftanlagen, den Gemeinden, auf deren Grund sie gebaut wurden, pro Anlage einen Anteil von 2,5 % der Einnahmen aus dem Stromverkauf abtreten. Gemeinden werden somit darin bestärkt Projekte zur regenerativen Stromgewinnung auf ihrem Gebiet zu unterstützen. Dementsprechend gering ist der lokale Widerstand gegen neu entstehende Anlagen.

---

<sup>35</sup> Anlagenbetreiber können alternativ ein Konsumenten-Produzenten-Modell wählen, wobei der Strom überwiegend selbst verbraucht wird und der Rest nach modifizierten Regeln vergütet wird.

Die Höhe der Vergütung von Strom aus Windkraftanlagen lag 2005 bei 7,35 ct/kWh. Höhere Sätze ergaben sich für vor allem für Biogas (10,4 ct/kWh), Waldholz (11,0 ct/kWh) und Photovoltaik (37,3 bis 54,2 ct/kWh).

#### *Ausschreibungsverfahren*

Der Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in Portugal wird bisher noch stark durch knappe Netzkapazitäten und langwierige Genehmigungsverfahren behindert. Zur Ergänzung der Einspeisevergütung werden daher zusätzlich Kapazitäten öffentlich ausgeschrieben.

#### *Ausschreibungsverfahren für Windkraftanlagen*

Im europaweit bislang größten Ausschreibungsverfahren seiner Art hat die portugiesische Regierung im Juli 2005 den Anschluss von insgesamt 1200- 1500 MW an das öffentliche Netz international ausgeschrieben. Die Lizenzen können darüber hinaus um 20 % erweitert werden. Bis 2010 würde somit in etwa die Hälfte der avisierten Leistung von Windkraftanlagen im Rahmen der Ausschreibungen realisiert.

Bei den Ausschreibungen wird ein Punktesystem verwendet, in dem vor allem auch industriepolitische Aspekte (Förderung der lokalen Wirtschaft, Beschäftigung, Export) berücksichtigt werden. Neben einer guten Netzintegration werden die Gebote auch danach bewertet, wie weit sie die gesetzlich geregelten festen Einspeisetarife unterschreiten, wobei eine Verminderung der gesetzlichen Vergütung um 5 % mit der maximalen Punktzahl bewertet wird. Eine weitergehende Senkung des Angebotspreises ist also nicht lukrativ. Entsprechend haben alle Bieter auch genau zu diesem Wert angeboten. Dieses Wirtschaftlichkeitskriterium wird in Phase A mit 20 % gewichtet; der Aufbau eines industriellen Windenergie-Clusters mit 45 %, die technische Führung des Projekts einschließlich Netzintegration mit 25 % und Innovationsförderung mit 10 %.

Der Zuschlag für 48 Windparks in verschiedenen Teilen Portugals mit einer Kapazität von 1.200 MW in Phase A (800 MW + 200MW + 20 %) ist im Oktober 2006 an das Konsortium Eolicas de Portugal gegangen, das maßgeblich vom größten portugiesischen Versorger Energias de Portugal (EDP) geführt wird und dem Enercon, zwei Tochterunternehmen des spanischen Konzerns Endesa und der spanische Windparkentwickler Grupo Generg angehören. Das vorgesehene Investitionsvolumen bis 2011 beträgt 1,7 Milliarden € eine der größten Auslandsinvestition, die in Portugal jemals getätigt wurde. Geplant ist die Errichtung von 48 neuen 20-25 MW großen Windparks in Nord- und Mittelportugal. Die ersten Windkraftanlagen sollen schon 2008 ans Netz gehen, das gesamte Projekt soll bis 2010 abgeschlossen sein. Die neuen Windparks werden rund ein Viertel der gesamten Windenergieproduktion Portugals stellen und zukünft-

tig rund 2,3 Millionen Haushalte mit Strom versorgen. Dies entspricht einem Anteil von 4 % an der nationalen Stromproduktion. Enercon wird in diesem Rahmen in der nordportugiesischen Hafenstadt Viana do Castelo fünf neue Produktionsstätten errichten (eine Betonturmfabrik, eine Rotorblattfertigung, ein Generatorenwerk, eine Anlagen-Endmontage und ein Werk für den Bau von E-Modulen), die 2008 fertig sein sollen (Enercon 2007). Damit können die Windkraftanlagen komplett im Inland gefertigt werden. Mittelfristig sollen 60 % der dort hergestellten Windkraftanlagen exportiert werden, was durch den Standort an einem Hafen begünstigt wird. Zwischenzeitlich hat Energias de Portugal den großen amerikanischen Windkraft-Projektentwickler und Anlagenbetreiber Horizon mit einem Projektportfolio von 9000 MW in 16 Ländern akquiriert, was den Export der Anlagen gut absichern dürfte. Insgesamt sollen durch die portugiesische Ausschreibung 1800 neue Arbeitsplätze in der Windbranche geschaffen werden, deren Zahl bis zum Jahr 2010 sogar auf 5500 ansteigen könnte.

Eolicas de Portugal als Gewinnerkonsortium der Phase A ist automatisch von der Ausschreibung des zweiten Loses ausgeschlossen, um einer Monopolbildung vorzubeugen. Beim zweiten Los (400-500 MW) führt ein Konsortium (Ventinveste) bestehend aus den Unternehmen GALP Energia, Grupo Enersis, Martifer, REpower Portugal und REpower Systems AG sowie dem Hersteller von elektrischen Komponenten EFACEC. Bedingt durch den Bieterwettbewerb um REpower hatte sich dieses Verfahren verzögert. Darüber hinaus sind kleinere Ausschreibungsverfahren für Windenergie (von jeweils 10-20 MW) mit einer Gesamtkapazität von 200 MW vorgesehen.

Neben Portugal haben auch andere Staaten, z.B. Kanada und Spanien, vergleichbare lokale Kriterien, so genannte „local content requirements“, in die Vergabeentscheidung großer Windkraftprojekte integriert. Fragwürdig bleibt jedoch deren Vereinbarkeit mit internationalem Handelsrecht, da diese Vorgaben Handelsbeschränkungen darstellen.

#### *Ausschreibung für Biomasseanlagen*

Neben Wind- und Wasserkraft spielt Biomasse eine wichtige Rolle in der portugiesischen Strategie zum Ausbau der Erneuerbaren Energien. Im Februar 2006 wurde der Bau von insgesamt 15 Biomassekraftwerken mit einer Leistung von 100 MW öffentlich ausgeschrieben. Die vergebenen Lizenzen sind ortsgebunden und verteilen sich vor allem auf den Norden und das Zentrum des Landes. Die gesamte Investitionssumme wird auf 225 Mio. € geschätzt. Insgesamt sollen ca. 500 bis 800 neue Arbeitsplätze geschaffen werden. Zur Bewertung der Gebote wird ein ähnliches Punktbewertungsverfahren wie bei der Windenergie verwendet. Am begehrtesten sind die größeren Projekte (ab 10 MW), während für ein kleines Projekt keine Angebote abgegeben wurden.



### *Ausschreibung für Photovoltaik-Anlagen*

Trotz der vorteilhaften klimatischen Bedingungen ist die Photovoltaik in Portugal noch relativ wenig ausgebaut. Zwar konnte in den letzten Jahren eine jährliche Wachstumsrate von 30 % verzeichnet werden, dies betraf jedoch fast ausschließlich Inselösungen (off-grid). Im Jahr 2005 waren in Portugal Anlagen mit einer Leistung von insgesamt 3,3 MW<sub>p</sub> installiert, lediglich ein Fünftel davon an das öffentliche Stromnetz angeschlossen. Portugal hat sich 150 MW bis zum Jahr 2010 zum Ziel gesetzt. Genehmigungen für 128 MW der insgesamt 150 MW wurden bereits vergeben. Für die verbleibenden 22 MW ist die Nachfrage sehr hoch. Deren Vergabe ist jedoch derzeit ausgesetzt, da durch die großen Ausschreibungsverfahren für Wind und Biomasse dem portugiesischen Generaldirektorat für Geologie und Energie (DGGE) momentan die Bearbeitungskapazitäten fehlen. Erst ab März 2007, wenn die Entscheidungen über die Vergabe der restlichen Wind und Biomasse Lizenzen gefallen sind, will das DGGE ein neues Ausschreibungsverfahren über die verbleibenden 22 MW PV-Lizenzen erarbeiten. Ob dabei ein Großprojekt oder mehrere kleine Projekte zum Zuge kommen sollen, muss noch entschieden werden.

### *(Vorläufige) Bewertung*

Für eine abschließende Bewertung der Ausschreibungen zur Förderung Erneuerbarer Energien in Portugal ist es gegenwärtig noch zu früh, da die Verfahren z.T. noch laufen und die Projekte noch nicht realisiert sind. Grundsätzlich ist zu betonen, dass die Ausschreibungen in Portugal ergänzenden Charakter haben; sie ersetzen nicht das Vergütungsmodell das weiterhin gilt. Die Ausschreibungen haben hauptsächlich die Aufgabe, den Ausbau durch beschleunigte Durchführung insbesondere von Großprojekten zu forcieren. Dabei werden neben der direkten Förderung der Stromerzeugung ausdrücklich industrie- und technologiepolitische Impulse gesetzt, die dem weiteren Ausbau, aber auch der heimischen Wirtschaft zu Gute kommen sollen. Der Anreiz zur Beteiligung an den Ausschreibungen besteht für Investoren vor allem darin, dass in diesem Rahmen bestehende Hemmnisse der elektrizitätswirtschaftlichen Integration und der Genehmigung vermindert werden. Die erfolgreichen Bieter erlangen dabei eine große Planungssicherheit. Der gleichzeitige starke Drang zur vertikalen Kooperation in großen Konsortien kann in der Anfangsphase gerechtfertigt sein, um in kurzer Zeit tragfähige industrielle Strukturen aufzubauen. Auf Dauer sollte dies aber nicht dazu führen, dass andere, insbesondere kleinere Anbieter verdrängt werden und der Wettbewerb dadurch eingeschränkt wird.

Solche ergänzenden Ausschreibungen könnten in Teilbereichen künftig auch in anderen Ländern vor allem mit dem Ziel genutzt werden, knappe Nutzungsmöglichkeiten auf

potenzielle Investoren aufzuteilen. Ausschreibungen könnten sich insofern z.B. für die Nutzung von Offshore-Standorten anbieten.

### **3.3.3.2 Ausschreibung von Offshore-Projekten in Großbritannien und Dänemark**

Hinsichtlich der Verwendung von Ausschreibungen speziell für den Offshore-Einsatz von Windkraftanlagen sind die bisherigen Erfahrungen in Großbritannien und Dänemark von Interesse (Kruppa 2007).

#### *Ausschreibungen in Dänemark*

Dänemark hat als ein Vorreiter der Windenergienutzung schon früh mit dem Nutzung von Windenergie auf See begonnen. Nach ersten Nearshore-Parks Vindeby (1991) und Tunø Knob (1995) sind dort 2001 bis 2003 weitere Offshore-Projekte mit einer Gesamtleistung von über 420 MW realisiert worden. Derzeit sind dort zwei weitere Windparks auf See mit einer Leistung von je 200 MW in Planung. Nach einem Langfristig-Szenario könnte in Dänemark bis 2030 im Offshore-Bereich eine Windkraftleistung von 4 GW erreicht werden. In der 2005 veröffentlichten Langfriststrategie werden allerdings keine quantitativen Ausbauziele genannt.

In Dänemark wurde 1999 beschlossen, das bisherige System der Mindestvergütungen durch ein Quotensystem zu ersetzen, wobei vorübergehend Zuschussregeln gelten sollten. Die Einführung eines Quotenmodells wird derzeit aber nicht verfolgt. Die bisherigen Offshore-Projekte sind auf unterschiedliche Weise gefördert worden, vor allem durch (gedeckelte) Zulagen auf den Strompreis.

Im Jahr 2004 wurde beschlossen, zwei Offshore-Windparks mit einer Kapazität von jeweils 200 MW auszuschreiben. Bei den geplanten Projekten handelt es sich um Horns Rev II und Rødsand II (ursprünglich war als zweiter Standort Omø Stålgrunde vorgesehen). Das Konzept umfasst zweistufige Ausschreibungen bestehend aus einer Vorauswahl interessierter Investoren und einer Angebotsabgabe. Mit den Bietern, die die niedrigsten Einspeisepreise kalkulieren, sind Vertragsverhandlungen vorgesehen. Für Horns Rev II gab es zunächst vier Bewerber, von denen Energi E2 den Zuschlag erhalten hat. Der vereinbarte Preis beträgt 6,9 ct/kWh für 50.000 Volllaststunden. Die Inbetriebnahme von Horns Rev II ist für 2009 geplant. Auch für Rødsand II gab es zunächst vier Bewerber, von denen ein Konsortium aus Energi E2, E.ON Sweden und DONG Vind mit 6,7 ct/kWh für 50.000 Volllaststunden den geringsten Preis geboten hatte. Die Inbetriebnahme von Rødsand II wird ab 2010 erwartet. Neben dem Preis waren die Standort- und Projektplanung sowie der Zeitplan zentrale Bewertungskriterien und Gegenstand der Verhandlungen mit der dänischen Behörde DEA. Unabhängig vom Ausgang

der Ausschreibungsverfahren müssen ordnungsrechtliche Zulassungsvoraussetzungen erfüllt werden.

Anstatt des niedrigsten Preises wurde im Vorfeld der Ausschreibung auch über andere mögliche Entscheidungskriterien diskutiert (Langniss und Morthorst 2003). Ein Modell sah vor, dass sich die Windkraftanlagenbetreiber an den sonst vollständig von den Netzbetreibern zu tragenden Netzanschlusskosten zu beteiligen haben. Der Bieter mit dem höchsten Beitrag würde dann den Zuschlag erhalten. Als Vergütung würde der Spotmarktpreis plus ein zusätzlicher fester Bonus gewährt werden. In einem anderen diskutierten Modell wurde vorgeschlagen, die Netzausbaukosten vollständig beim Netzbetreiber zu belasten, aber um den geringsten Bonus zum Spotmarktpreis bieten zu lassen.

#### *Ausschreibungen in Großbritannien*

In Großbritannien sind in den letzten Jahren neben dem Pilotprojekt Blyth (2000) drei Offshore-Windparks (2003-2005) mit einer Gesamtleistung von 214 MW in Betrieb genommen worden. Darüber hinaus ist gegenwärtig eine große Zahl an Windparks auf See in Planung. Nach zwei Ausschreibungsrunden ist in Großbritannien mittelfristig eine Offshore-Leistung von etwa 8 GW zu erwarten.

Die Nutzung Erneuerbarer Energien wird in Großbritannien seit 2002 durch das Quotenmodell (Renewables Obligation) gefördert, das das frühere Ausschreibungssystem (Non-Fossil Fuel Obligation (NFFO)) abgelöst hat. Dies gilt grundsätzlich auch für die Windenergie auf See. Für den Offshore-Einsatz wurde Ende 2001 vom Wirtschaftsministerium (DTI) ein spezielles staatliches Finanzierungsprogramm (Capital Grant Scheme) aufgelegt, bei dem mit Investitionszuschüssen zwölf Projekte der ersten Ausschreibungsrunde gefördert worden sind.

Für die Standortnutzung vergibt das Crown Estate Pachtverträge für das Küstenmeer bzw. Lizenzen für Projekte außerhalb des Küstenmeeres, wobei Einnahmen aus den Nutzungsverträgen in die Staatskasse fließen. Die Nutzungsverträge werden auf Anfrage des DTI durch das Crown Estate in Ausschreibungsrunden vergeben. Die Auswahlkriterien umfassen die Eignung der Bewerber, die Projektbeschreibung, den Business Plan und den Rückbauplan. Zusätzlich zur Ausschreibung müssen die zuständigen Behörden den Bau und den Betrieb der Windparks genehmigen. Die vom Auswahlgremium in die engere Auswahl gezogenen Projekte werden aber bereits innerhalb des Verfahrens hinsichtlich der grundsätzlichen Eignung der Standorte vorgeprüft.

Bislang haben zwei Ausschreibungsrunden zur Offshore-Windenergienutzung stattgefunden. In der ersten Runde, die im Dezember 2000 (ohne räumliche Vorgaben) für

einen Nutzungszeitraum über 22 Jahre eröffnet worden war, wurden im April 2001 18 Projekte mit einer gesamten Leistung von bis zu 1.400 MW ausgewählt, von denen die meisten inzwischen genehmigt (und zum Teil realisiert) sind. Die zweite Runde für Windparks in zuvor untersuchten Meeresbereichen wurde im Februar 2003 begonnen; die Nutzungsdauer beträgt hier 40 bis 50 Jahre. Von 41 Bewerbungen mit einer Leistung von insgesamt 27.000 MW, die sich allerdings zum Teil räumlich überschneiden haben, wurden Ende 2003 15 Projekte mit einer Gesamtleistung von bis zu 7.200 MW ausgewählt. Zum Teil bestehen allerdings noch Probleme mit der Umweltverträglichkeit, so dass einige Projekte nachträglich modifiziert werden müssen. Vor allem bei Projekten aus der ersten Runde, die eigentlich 2005 realisiert sein sollten, sind Verzögerungen - selbst bei vorhandenen Genehmigungen - aufgetreten, die u.a. auf Lieferengpässe oder Probleme bei der Netzanbindung zurückgeführt werden.

#### *Vergleich der Ausschreibungsmodelle*

Die Gegenüberstellung der eingesetzten Ausschreibungsmodelle für die Nutzung von Windenergie im Offshore-Bereich in Großbritannien und Dänemark zeigt, dass Ausschreibungen hier zwei unterschiedliche Hauptfunktionen haben können (Kruppa 2007), nämlich:

- a) Ausschreibungen als spezielles Fördermodell für den Offshore-Bereich oder
- b) Ausschreibungen zur Vergabe von Flächennutzungsrechten.

Diese Funktionen können miteinander verbunden werden, sie können aber auch unabhängig voneinander genutzt werden.

In Dänemark wird mit der Ausschreibung von konkreten Projekten eine spezielle Förderung des Offshore-Einsatzes von Windkraftanlagen etabliert. Im Ergebnis wird ein Anbieter ausgewählt, der das Projekt durchführt und für eine bestimmte Zeit bzw. Strommenge eine garantierte Einspeisevergütung in der vereinbarten Höhe erhält, während für andere Technikbereiche ein preisorientiertes Zuschlagsmodell besteht. In den Offshore-Ausschreibungen wird die Höhe der Kapazität vorgegeben und die Vergütungshöhe ergibt sich als Ergebnis des Bieterwettbewerbs.

In Großbritannien gilt hingegen auch für den Offshore-Bereich das Quotenmodell, so dass sich die finanzielle Förderung aus dem Verkauf der handelbaren Zertifikate ergibt. Die Ausschreibungen dienen hier insbesondere dazu, Flächennutzungsrechte zuzuweisen und damit den Planungsprozess zu unterstützen.

Die genannten Arten von Ausschreibungen könnten grundsätzlich auch mit anderen Fördermodellen wie einem Bonusmodell kombiniert werden. Dann würde beim Typ a)

ein Bieterwettbewerb um den geringsten Bonus je kWh durchgeführt und beim Typ b) würde den erfolgreichen Bietern ein vorgegebener Bonus gezahlt.

Ein genereller Vorteil von Ausschreibungen im Offshore-Bereich kann unabhängig von finanziellen Anreizen darin gesehen werden, dass in den Verfahren eine Verknüpfung mit umwelt- und raumplanerischen Steuerungsinstrumenten erfolgen kann und konkurrierende Flächennutzungsvorhaben transparenter koordiniert werden könnten.

### **3.4 Fazit**

Für die Förderung Erneuerbarer Energien kommen sowohl preisorientierte Instrumente wie Mindestvergütungen oder Zuschläge (Bonusmodell) als auch mengenorientierte Instrumente wie Ausschreibungen oder Quoten mit handelbaren grünen Zertifikaten in Betracht. Diese Modelle werden in unterschiedlichen Ausprägungen in den einzelnen Mitgliedstaaten der EU eingesetzt, wobei es in der Mehrzahl dieser Staaten mittlerweile preisorientierte Fördermaßnahmen gibt.

Aus theoretischer Sicht unterscheiden sich diese Instrumentenarten insbesondere bei statischer Betrachtung in ihren Wirkungen kaum. In dynamischer Betrachtung zeigt sich im Wesentlichen, dass festgelegte Mindestvergütungen aufgrund der hohen Investitionssicherheit besonders wirksam sind, während im Bonusmodell und vor allem im Quotenmodell aufgrund der höheren Risiken letztlich stärkere finanzielle Anreize für Investoren erforderlich sind. Wichtig ist darüber hinaus die Frage der Differenzierung der Förderung nach technischen bzw. ökonomischen Kategorien, die gezielte Anreize setzen kann und Mitnahmeeffekte beschränkt. Diesbezüglich deutet sich in Europa eine Annäherung der Förderpolitik an, während das Instrumentarium zwischen den Ländern weiterhin heterogen bleiben wird.

Die in der Realität beobachtbare unterschiedliche Performance der Instrumente lässt sich wesentlich auf die jeweilige Ausgestaltung, den Ehrgeiz der Zielformulierung und die jeweiligen Politikmuster, in die das Instrument eingebettet ist, zurückführen. Exemplarisch wurden Erfahrungen von Ländern mit Quotenregelungen, mit Einspeisevergütungen und mit Ausschreibungsregelungen verglichen. Dabei hat sich die frühere Analyse der Europäischen Kommission dahingehend bestätigt, dass Quotenmodelle zumindest im Fall der Windenergie zu relativ hohen Förderkosten führen, was zum einen auf höhere Investitionsrisiken und zum anderen auf noch nicht ausgereifte Märkte für grüne Zertifikate zurückgeführt werden kann. Alle Länder, in denen die Nutzung von Windenergie bisher überdurchschnittlich ausgebaut worden ist, verwenden Einspeiseregulungen.

Eine differenzierte Förderung verschiedener Technologien, die vor allem durch eine unterschiedliche Marktferne, aber auch durch unterschiedliche Erzeugungsprofile und Potenziale voneinander abweichen, wird vor allem in Ländern mit Einspeisevergütungen mehr oder weniger konsequent verfolgt, während dies in Quotensystemen schwieriger ist. In Großbritannien soll künftig eine Technologiedifferenzierung (in Form von groben Bändern) in das dortige Quotensystem eingeführt werden, damit die angestrebten Anteile Erneuerbarer Energien noch erreicht werden können.

Bislang zeigen die Erfahrungen in europäischen Ländern, dass derzeit kein Fördersystem eindeutige Vorteile gegenüber dem EEG-Modell aufweist. Stärker marktorientierte Modelle, wie Quotenmodelle mit handelbaren Zertifikaten, neigen zumindest anfänglich dazu teurer zu sein. Aus den bisherigen Erfahrungen lässt sich keine Notwendigkeit für einen Systemwechsel in Deutschland etwa hin zu einem Mengenmodell ableiten. Bei etwaigen Änderungen der Ausgestaltung des EEG können aber vorliegende (positive und negative) Erfahrungen aus anderen Ländern genutzt werden.

## **4. Zusammenwirken der Förderung mit anderen Instrumenten**

Die Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien ist eingebettet in einen vielseitigen Instrumentenmix zum Umwelt- und Klimaschutz zum einen und zum anderen in das komplexe energiewirtschaftliche Regulierungsmuster in Deutschland. In diesem Kapitel werden einige der möglichen Wechselwirkungen zwischen dem EEG und anderen Instrumenten näher beleuchtet. Hierzu werden zunächst die jeweiligen Regelungen kurz dargestellt und jeweils auf Überlappungen in ihren Zielen, Geltungsbereichen und den jeweils betroffenen Akteuren untersucht, um so zu einer Analyse der direkten und indirekten Wechselwirkungen zwischen den Instrumenten zu gelangen.

### **4.1 Zusammenwirken der Förderung mit dem Emissionshandel und den flexiblen Kyoto-Mechanismen**

#### **4.1.1 Vorbemerkung**

In diesem Abschnitt wird untersucht, wie die Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien im Zusammenhang mit dem Emissionshandelssystem in Europa wirkt, wobei auch die Verknüpfung mit den flexiblen Mechanismen des Kyoto-Protokolls Clean Development Mechanism (CDM) und Joint Implementation (JI) zu berücksichtigen ist. Ausgehend von einer Skizzierung des Emissionshandelssystems werden die Ziele, Überlappungen und Wechselwirkungen identifiziert. Die Wechselwirkungen zwischen den Instrumenten auf dem Markt für Erneuerbare Energien, auf dem Emissionshandelmarkt und auf dem Strommarkt werden anschließend unter Berücksichtigung der Interdependenzen zwischen diesen Märkten näher untersucht. Anschließend werden die zusätzlichen Wechselwirkungen mit den flexiblen Instrumenten einbezogen. Im Vordergrund steht dabei die Frage, unter welchen Bedingungen sich das allgemeine klimaschutzpolitische Instrument des Emissionshandels und eine spezielle Förderung Erneuerbarer Energien in ihren Wirkungen beeinträchtigen oder verstärken können. Anschließend wird diskutiert, welche Abstimmungen zwischen diesen Instrumenten erforderlich sind. Hierzu wird insbesondere die Allokationsplanung in Deutschland betrachtet. Wichtige Schlussfolgerungen werden in einem Fazit zusammengefasst.

#### **4.1.2 Europäisches Emissionshandelssystem und flexible Mechanismen**

Der Emissionshandel gehört zu den so genannten ökonomischen Instrumenten der Umweltpolitik. Im Vergleich zu ordnungsrechtlichen Maßnahmen sollen solche Instrumente generell ein höheres Maß an Flexibilität bei der Erreichung von umweltpolitischen Zielen erlauben und dabei möglichst Marktkräfte an Stelle von zentraler Planung nutzen. Unter vorgegebenen Rahmenbedingungen kann dann dezentral darüber entschieden

werden, wie stark und auf welche Weise Emissionen z.B. von Treibhausgasen vermindert werden sollen. Solange sich die Grenzkosten der Emissionsverminderung regional, sektoral oder zwischen einzelnen Emittenten unterscheiden, können Emissionsvermindernungen mit Hilfe des Emissionshandels mit insgesamt geringeren Kosten erreicht werden. Auf diese Weise kann theoretisch eine vollständige, marktgesteuerte Internalisierung von externen Kosten der Umweltnutzung erreicht werden.

Der im Jahr 2003 beschlossene und Anfang 2005 begonnene Emissionshandel in Europa steht im Zusammenhang mit der globalen Klimaschutzpolitik. Auf dem Weltgipfel in Rio de Janeiro 1992 wurde in der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen (UNFCCC) als Ziel vereinbart, die Konzentration von Treibhausgasen in der Atmosphäre auf einem ungefährlichen Niveau zu stabilisieren. Nach dem Kyoto-Protokoll von 1997, das im Februar 2005 in Kraft getreten ist, sollen die Industriestaaten ihre Gesamtemissionen von sechs Treibhausgasen bis zur Verpflichtungsperiode 2008 bis 2012 insgesamt um mindestens 5 % unter das Niveau von 1990 senken.

Im Kyoto-Protokoll wurden insbesondere die Zielbeiträge einzelner Länder (Annex B - Staaten) zum Klimaschutz im Zeitraum von 2008 bis 2012 festgeschrieben. Darüber hinaus wurde vereinbart, dass internationale Mechanismen eingeführt werden, die durch eine internationale Flexibilisierung Kosteneinsparungen beim Klimaschutz ermöglichen sollen und darüber hinaus zu einer nachhaltigen Entwicklung beitragen können. Hierzu zählen der internationale Handel mit Emissionsrechten zwischen Vertragsparteien (International Emission Trading, IET), die Kooperation zwischen Industrieländern durch die gemeinsame Projektumsetzung (Joint Implementation, JI) und die Kooperation mit Entwicklungsländern durch den Mechanismus für umweltverträgliche Entwicklung (Clean Development Mechanismen, CDM).

Die Europäische Union hat sich im Kyoto-Protokoll verpflichtet, die Emission von Treibhausgasen in der ersten Verpflichtungsperiode (2008-2012) um 8 % gegenüber dem Bezugsjahr (1990 bzw. 1995) zu vermindern. Dieses Gemeinschaftsziel wurde im Rahmen einer Lastenverteilung (Burden Sharing) auf die einzelnen Mitgliedstaaten verteilt. In diesem Rahmen hat sich Deutschland zu einer Verminderung der Emission von Treibhausgasen um 21 % verpflichtet.

Zur Erreichung der Klimaschutzziele hat die Europäische Kommission im Jahr 2000 das Europäische Klimaschutzprogramm (European Climate Change Programm, ECCP) entwickelt. Ein Kernelement des ECCP ist die Einführung eines europaweiten Handelssystems für Emissionsrechte. Ein solches System ist mit der Richtlinie (2003/87/EG) des Europäischen Rats und des Europäischen Parlaments vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft



etabliert worden. Mit der Änderung dieser Richtlinie (2004/101/EG) vom 27. Oktober 2004 ist der europäische Emissionshandel mit den projektbezogenen Mechanismen des Kyoto-Protokolls JI und CDM verknüpft worden (sog. Linking-Directive).

Die Emissionshandelsrichtlinie hat ein dauerhaftes System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten geschaffen. Nach einer ersten Handelsperiode von 2005 bis 2007 sind fünfjährige Handelsperioden vorgesehen. Das System erfasst zunächst die Emissionen von Kohlendioxid in näher bestimmten Anlagen in den Bereichen Energie und Industrie. Nach der Richtlinie werden die Zertifikate in der ersten Periode zu mindestens 95 % und in der zweiten Periode zu mindestens 90 % kostenlos an die Emittenten vergeben.

In Nationalen Allokationsplänen (NAPs) müssen die Mitgliedstaaten für jede Handelsperiode festlegen, wie viele Zertifikate sie insgesamt verteilen und wie sie diese Gesamtmenge auf einzelne Emittenten (Anlagen) aufteilen. Die Nationalen Allokationspläne bilden damit den Kern der nationalen Umsetzung der Richtlinie und sind für das Funktionieren des Emissionshandels in Europa von entscheidender Bedeutung. Hieraus ergibt sich insbesondere die Obergrenze der Emissionen für den gesamten Emissionshandelsbereichs in Europa, von der maßgeblich die Wirksamkeit dieses Instruments abhängt.

Die Umsetzung der europäischen Emissionshandelsrichtlinie erfolgte in Deutschland bisher im Wesentlichen durch das Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG), den Nationalen Allokationsplan 2005-2007 (NAP), das Zuteilungsgesetz 2007 (ZuG 2007) und die Zuteilungsverordnung 2007 (ZuV 2007). Hinsichtlich der projektbezogenen Mechanismen CDM und JI wurde 2005 das TEHG geändert und das Projekt-Mechanismen-Gesetz (ProMechG) verabschiedet. Für die Vorbereitung der zweiten Handelsperiode hat die Bundesregierung Ende Juni 2006 den Nationalen Allokationsplan 2008-2012 veröffentlicht und bei der Europäischen Kommission eingereicht.

### **4.1.3 Ziele, Überlappungen und Wechselwirkungen**

Im Hinblick auf die Interdependenzen zwischen unterschiedlichen Instrumenten sind die jeweils verfolgten Ziele, die Geltungsbereiche bzw. die unmittelbar betroffenen Akteure und direkte sowie indirekte Wechselwirkungen der Instrumente zu beachten.

Während das Ziel des Emissionshandels in der Minderung der aktuellen Emissionen von Treibhausgasen besteht, werden mit der Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbarer Energien zugleich weitere Ziele verfolgt. So werden als Ziele des EEG der Klima-, Natur- und Umweltschutz, eine Einbeziehung langfristiger externer Kosten in die Entscheidungsfindung, die Verminderung von Konflikten um fossile Energieträger so-

wie Impulse zur Weiterentwicklung von Technologien Erneuerbarer Energien genannt. Insofern ist eine teilweise Überlappung der Ziele zu konstatieren, die sich auch in den tendenziellen Wirkungsrichtungen zeigen. So werden durch die Nutzung Erneuerbarer Energien insbesondere die CO<sub>2</sub>-Emissionen vermindert, und durch den Emissionshandel wird tendenziell auch der Einsatz von Techniken zur Nutzung Erneuerbarer Energien gefördert.

Allein schon aufgrund der unterschiedlichen Ziele kann der Emissionshandel spezielle Maßnahmen zur Förderung Erneuerbarer Energien nicht ersetzen. Außerdem ist eine spezielle Förderpolitik auch dann Klimaschutzpolitisch erforderlich, wenn ein wirksames Emissionshandelssystem etabliert ist. In diesem Zusammenhang sind neben dem kurzfristigen Beitrag Erneuerbarer Energien zur Verminderung der Treibhausgase insbesondere die längerfristigen Potenziale zum Klimaschutz zu beachten, die nicht allein durch Forschung und Entwicklung, sondern wesentlich auch durch die Förderung der Marktentwicklung und die hierdurch ausgelösten Lerneffekte erschlossen werden können.

Die Geltungsbereiche des Emissionshandels und der Förderpolitik überlappen sich kaum, so dass direkte Konflikte zwischen den Instrumenten vermieden werden können. So fallen in Deutschland Anlagen, die dem Anwendungsbereich des EEG unterliegen, nach §2 (5) TEHG nicht unter den Emissionshandel. Da sich der Geltungsbereich sowohl beim Emissionshandel als auch beim EEG auf Anlagen bezieht, schließt eine Vermeidung von Überlappungen freilich nicht aus, dass bestimmte Akteure (auch als Anlagenbetreiber) unmittelbar von beiden Regelungen betroffen sind. Dieser Aspekt ist zwar nicht für die Beurteilung der Effizienz der Instrumente maßgeblich, er kann aber im Hinblick auf Verteilungswirkungen relevant sein.

Da der Emissionshandel mit den flexiblen Mechanismen JI und CDM verknüpft ist, ist auch nach den Überlappungen solcher Projekte mit der Förderung Erneuerbarer Energien zu fragen. In einem großen Teil der CDM- und JI-Projekte werden Techniken zur Nutzung Erneuerbarer Energien eingesetzt. Dieser Einsatz erfolgt allerdings aus Sicht des Investors in anderen Ländern (regionale Abgrenzung). Überlappungen können hingegen auftreten, wenn z.B. in Deutschland JI-Projekte durchgeführt werden. Soweit es hier zum Beispiel bei der Grubengasnutzung zu Überlappungen der betroffenen Anla-

gen kommt, muss dies im Rahmen der Projektanerkennung (hinsichtlich der „Zusätzlichkeit“) explizit berücksichtigt werden.<sup>36</sup>

Die wesentlichen Interdependenzen zwischen dem Emissionshandel und der Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien ergeben sich hingegen aus indirekten Wirkungen dieser Instrumente im Elektrizitätsbereich. Die geförderte Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien substituiert indirekt fossile Energien und damit CO<sub>2</sub>-Emissionen im Kraftwerksbereich, der weitgehend dem Emissionshandel unterliegt (Anlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von mehr als 20 MW). Dadurch kann der Preis auf dem Emissionshandelsmarkt sinken und damit Emissionen in andere Handelsbereiche oder Länder lenken. Es ist deshalb danach zu fragen, unter welchen Bedingungen sich die Wirkungen der koexistierenden Instrumente aufheben, abschwächen oder verstärken können. Dabei sind vor allem die Preis- und Mengenwirkungen auf dem Strommarkt zu berücksichtigen, die wiederum von der Ausgestaltung der Instrumente abhängen können.

Diese Wechselwirkungen zwischen den Instrumenten werden im Folgenden näher betrachtet. Dabei werden nacheinander die Effekte auf dem Markt für Erneuerbare Energien, auf dem Emissionshandelsmarkt und auf dem Strommarkt untersucht, wobei jeweils auch die Wechselwirkungen zwischen diesen Märkten zu beachten sind.

#### **4.1.4 Wechselwirkungen auf dem Markt für Erneuerbarer Energien**

Die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien kann sowohl durch eine spezielle Förderpolitik als auch durch den Emissionshandel beeinflusst werden. Im Folgenden werden zunächst die isolierten Wirkungen der Instrumente und anschließend die kombinierten Wirkungen betrachtet. Die Interaktionseffekte können dann durch einen Vergleich der isolierten und der kombinierten Wirkungen beschrieben werden.

Ein vorgegebenes Ziel zur Nutzung Erneuerbarer Energien kann mit einer festen Vergütung (wie beim EEG), mit einem Bonus oder einer Quote erreicht werden. Bei einer festen Vergütung ergibt sich die Menge Erneuerbarer Energien aus der Vergütungshöhe  $p_v$  und dem Verlauf der Grenzkosten, die das Angebot an grünem Strom repräsentieren. Im Fall eines Bonus setzt sich die Vergütung aus dem Strompreis  $p_e$  und dem vorgegebenem Bonus  $p_b$  zusammen, die Menge ergibt sich dann ebenfalls aus dem Verlauf der Grenzkosten. Im Quotenmodell wird eine Menge  $q_f$  vorgegeben; in Abhängigkeit vom Strompreis  $p_e$  resultiert dann gemäß den Grenzkosten ein Preis grüner Zertifikate  $p_g$ .

---

<sup>36</sup> Bei JI-Projekten zur Grubengasnutzung in Deutschland sollen Emissionsminderungen von Methan anerkannt werden, während die durch die Stromerzeugung bewirkten CO<sub>2</sub>-Einsparungen aufgrund der gleichzeitigen EEG-Förderung unberücksichtigt bleiben.



bleibt. Erst ein höherer Strompreis würde die Förderung unwirksam und somit entbehrlich machen.

Im Bonusmodell führt der Emissionshandel über den steigenden Strompreis dazu, dass die Gesamtvergütung (auf  $p_{e1} + p_{b0}$ ) steigt und sich somit auch die Strommenge (auf  $q_{rB2}$ ) erhöht. In soweit verstärken sich in diesem Fall die Wirkungen von Förderung und Emissionshandel.<sup>38</sup>

Im Fall einer Quote mit handelbaren grünen Zertifikaten können sich unterschiedliche Wechselwirkungen mit dem Emissionshandel über den Strommarkt ergeben. Bei einem vorgegebenen, absoluten Mengenziel bewirkt die durch den Emissionshandel ausgelöste Erhöhung des Strompreises (auf  $p_{e1}$ ) eine gleich hohe Verminderung des Preises grüner Zertifikate. Die resultierende Vergütungshöhe bleibt insofern unverändert ( $p_{e1} + p_{g1} = p_{e0} + p_{g0}$ ). Dieser Fall ist in der Abbildung dargestellt. Darüber hinaus kann eine Erhöhung des Strompreises für Verbraucher zu einer Verminderung der gesamten Stromnachfrage führen. Bei einer relativen Quote reduziert sich dann die geförderte Menge an grünem Strom und damit der Preis für grüne Zertifikate. Dieser Rückkopplungseffekt dürfte allerdings (vor allem bei einer niedrigen Quote) relativ gering sein, so dass er hier vernachlässigt werden kann.

Die Wechselwirkungen von Förderpolitik und Emissionshandel auf die Nutzung Erneuerbarer Energien lassen sich aus dem Vergleich der kombinierten und der isolierten Effekte ablesen. Dabei sind grundsätzlich unterschiedliche Zurechnungen der Gesamtwirkung auf die jeweils kombinierten Instrumente möglich:

Die zusätzliche Wirkung der Förderpolitik gegenüber der Situation mit alleinigem Emissionshandel ist im Festvergütungs- und im Quotenmodell (mit  $q_{r2} - q_{r1}$ ) geringer als die isolierte Wirkung. Bei nicht linearen Grenzkosten kann dies auch für die Wirkung des Bonusmodells ( $q_{rB2} - q_{r1}$ ) gelten. In diesem Sinn kann der Emissionshandel die Wirksamkeit der Förderpolitik einschränken. Solange allerdings der isolierte Effekt des Emissionshandels gering ist, wird bei dieser Art der Wirkungszurechnung der Wirkungsbeitrag der Förderpolitik nicht wesentlich vermindert.

Historisch ist der Emissionshandel erst nach der Förderpolitik eingeführt worden. Vergleicht man die Gesamtwirkung dementsprechend mit der Situation der isolierten Förderpolitik, dann ist der Emissionshandel hinsichtlich der Nutzung Erneuerbarer Energien im Vergütungsmodell wirkungslos. Dies gilt im Wesentlichen auch im Quotenmo-

---

<sup>38</sup> Falls eine solche Zunahme in Folge des Emissionshandels nicht erwünscht ist, müsste zur Abstimmung der Instrumente der Bonus entsprechend reduziert werden.

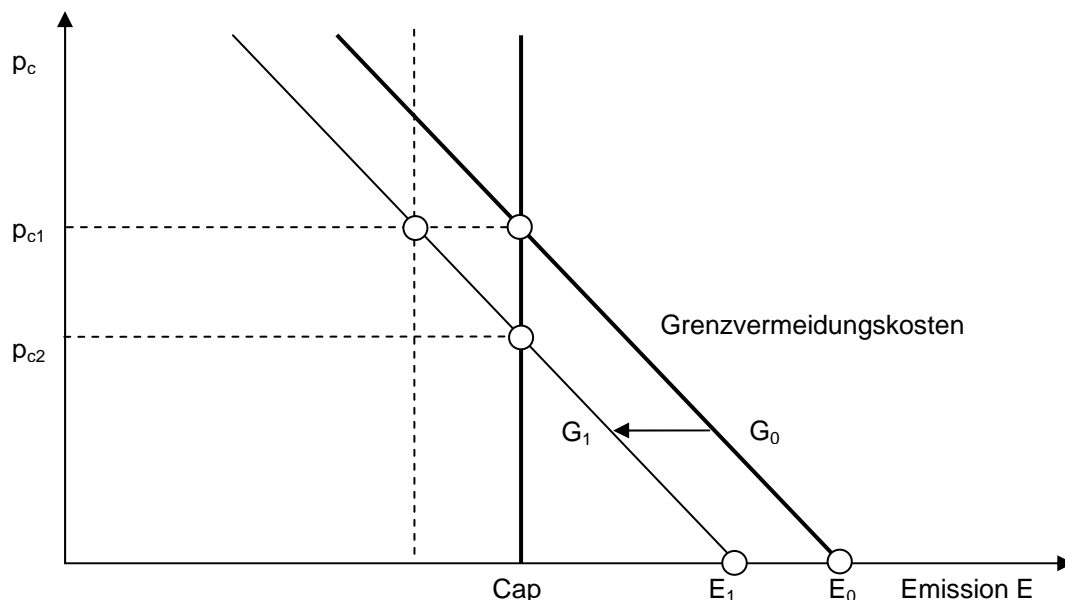
dell, wobei aber ggf. ein negativer Mengeneffekt zu berücksichtigen ist. Im Bonusmodell kann der Emissionshandel hingegen die Nutzung Erneuerbarer Energien verstärken.

#### 4.1.5 Wechselwirkungen auf dem Markt für CO<sub>2</sub>-Zertifikate

Die Wechselwirkungen zwischen der Förderung Erneuerbarer Energien und dem Emissionshandel hinsichtlich der Verminderung von CO<sub>2</sub>-Emissionen ergeben sich in erster Linie durch die Funktionsweise des Marktes für CO<sub>2</sub>-Zertifikate und die Gestaltung der Allokationspläne, mit denen insbesondere die Begrenzung (Cap) der Emissionen des Handelsbereichs festgelegt werden.

Durch die Begrenzung der Emission resultiert im Emissionshandel ein positiver Zertifikatspreis. Dem Angebot an Emissionsrechten in Höhe des Cap steht eine Nachfrage gemäß dem Verlauf der aggregierten Grenzvermeidungskosten gegenüber. Der CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreis  $p_{c1}$  ergibt sich dann aus dem Schnittpunkt von Angebots- und Nachfragekurve (Abbildung 4-2). In einem geschlossenen Handelssystem sind auch die Emissionen der hiervon betroffenen Emittenten in der Summe so hoch wie das Cap. Somit bewirkt der Emissionshandel eine Verminderung der Emissionen in Höhe von  $E_0 - \text{Cap}$ .

**Abbildung 4-2: Wirkung der Förderung Erneuerbarer Energien auf den Emissionshandel bei vorgegebenem CAP**



Instrumente zur Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien bewirken, dass die Stromerzeugung aus fossilen Energien vermindert wird. Dadurch können im

Emissionshandelsbereich indirekt die CO<sub>2</sub>-Emissionen gesenkt werden, ohne dass hierfür weitere Minderungsmaßnahmen der vom Handelssystem erfassten Anlagenbetreiber erforderlich sind. Dementsprechend vermindert sich bei gegebenem Zertifikatspreis die Gesamtnachfrage nach Emissionsrechten (Verschiebung der Nachfragefunktion nach links). Die dadurch freiwerdenden Zertifikate können von den Stromerzeugern an andere Handelsteilnehmer im Inland oder in anderen europäischen Ländern verkauft werden, die damit ihre Emissionen erhöhen können. Bei unverändertem Cap sind die Emissionen im neuen Marktgleichgewicht bei einem verminderten Zertifikatspreis  $p_{c2}$  so hoch wie vorher. Die Verminderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen durch die Förderung von Strom aus Erneuerbaren Energien kann unter solchen Voraussetzungen somit vollständig in anderen Bereichen des EU-weiten Handelssystems ausgeglichen werden. Die Förderung Erneuerbarer Energien würde dann keinen zusätzlichen Beitrag zur EU-weiten Verminderung der Emissionen erbringen.

Dieser Zusammenhang gilt grundsätzlich unabhängig vom eingesetzten Förderinstrumentarium. Die Verschiebung der Nachfragefunktion und damit die Stärke des Effekts auf den Zertifikatspreis kann aber vom Förderinstrumentarium abhängen. So kann der Effekt im Bonusmodell aufgrund einer erhöhten Gesamtvergütung stärker und im Quotenmodell aufgrund einer Verminderung der absoluten Mindestmenge geringer ausfallen als im Vergütungsmodell. Außerdem können auch die Ausgestaltungen hinsichtlich der Förderintensität verschiedener Technologien die Lage der neuen Nachfragefunktion beeinflussen. Dies ändert allerdings lediglich das jeweilige Ausmaß der Preisänderung auf dem Zertifikatmarkt, aber nicht das gesamte Emissionsniveau.

Die genaue Verschiebung der Nachfragefunktion hängt davon ab, in welchem Maße durch Strom aus Erneuerbaren Energien die CO<sub>2</sub>-Emissionen und die Kosten im fossilen Kraftwerkspark vermindert werden. Dies hängt wiederum vor allem davon ab, welche Techniken und Brennstoffe durch Erneuerbare Energien unter den Bedingungen des Emissionshandels überwiegend substituiert werden. Dabei ist zu beachten, dass der Emissionshandel eine Änderung der Merit Order der Kraftwerkstypen bewirken kann. Außerdem ist zu berücksichtigen, dass mit steigenden Zertifikatspreisen tendenziell die Effizienz des Kraftwerksparks steigen kann, so dass die verschobene Nachfragefunktion steiler verläuft. Diese Faktoren wirken sich aber ebenfalls nur auf die Höhe des resultierenden Preiseffektes aus und nicht auf die Höhe der Emissionen.

Hinsichtlich der Stärke des Einflusses der Förderung Erneuerbarer Energien auf den Emissionshandel ist die regionale Abgrenzung zu beachten. Während die Fördermaßnahmen national ergriffen werden, ist für den Emissionshandel das europäische Gesamt-Cap maßgeblich. Die Förderpolitik eines einzelnen Landes hat deshalb auf den Zertifi-

katpreis auf dem europäischen Markt nur einen beschränkten Einfluss. Der Gesamteinfluss ergibt sich aber letztlich aus der Gesamtwirkung der Förderpolitiken in allen Mitgliedstaaten. Auf der anderen Seite ergibt sich auch das Gesamt-Cap aus der Summe der Zuteilungsmengen, die in den nationalen Allokationsplänen festgelegt werden. Die Wechselwirkungen von Förderpolitik und Emissionshandel ergeben sich somit im Zusammenspiel aller nationalen Förderinstrumente und aller nationalen Allokationspläne auf europäischer Ebene.

Der Einfluss der Förderpolitik auf den Zertifikatspreis lässt sich nur schwer empirisch bestimmen. Bei exogenem Cap müsste hierzu der Verlauf der Grenzvermeidungskosten und der CO<sub>2</sub>-Effekt der Förderpolitik, der grundsätzlich vom Zertifikatspreis abhängen kann, bekannt sein. Rathmann (2005) schätzt diesen Effekt unter folgenden Voraussetzungen:

- Die Steigung der Grenzvermeidungskostenkurve wird auf 0,29 Euro/t je Mt/a geschätzt, wobei ein linearer Verlauf, ein Zertifikatspreis  $p_c$  von 20 Euro/t und ein Reduktionsbedarf (E<sub>0</sub>-Cap) in Höhe von 70 Mio. t/a angenommen wird.
- Durch das deutsche EEG erhöht sich die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien von der Basisperiode 2000-2002 bis zur ersten Handelsperiode 2005-2007 um 29,4 TWh/a (nach VDN 2006 beträgt diese Differenz 31 TWh/a).
- Bei einer durchschnittlichen CO<sub>2</sub>-Vermeidung von 0,875 kg/kWh (nach Klobassa, Ragwitz 2005, ohne Wasserkraft) entspricht dem eine zusätzliche Vermeidung von 25,7 Mio. t/a.

Durch die zusätzliche CO<sub>2</sub>-Einsparung aufgrund des EEG wäre der CO<sub>2</sub>-Preis nach Rathmann somit um 7,5 Euro/t oder 27 % niedriger als ohne diese Förderung. Eine solche Schätzung ist mit großen Unsicherheiten insbesondere hinsichtlich des Verlaufs der europäischen Grenzvermeidungskostenkurve (Zertifikatnachfrage) verbunden und kann insofern lediglich die Größenordnung eines solchen Effektes illustrieren.<sup>39</sup> Außerdem ist zu beachten, dass hierbei angenommen wird, dass der zusätzliche EEG-Beitrag nicht in der Allokationsplanung berücksichtigt ist und damit nicht zu einer Verminderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen in Europa führt.

Eine denkbare Wirkungslosigkeit von Instrumenten zur Förderung Erneuerbarer Energien im Zusammenhang mit dem Emissionshandel ist ein Kernpunkt der grundsätzlichen Kritik, die z.B. vom wissenschaftlichen Beirat des BMWi (2004) erhoben wird,

---

<sup>39</sup> Unsicherheit herrscht auch über die durchschnittliche CO<sub>2</sub>-Vermeidung von EEG-Strom; bei einem Wert von 0,55 kg/kWh ergäbe sich ein entsprechend geringere Preiseffekt.



wobei zusätzlich darauf verwiesen wird, dass trotz der geringeren Zertifikatpreise die gesamten CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten durch die spezielle Förderung Erneuerbarer Energie höher sind als ohne eine solche Förderpolitik.

Unabhängig davon, dass die Förderung Erneuerbarer Energien auch anderen Zielen als der kurzfristigen CO<sub>2</sub>-Vermeidung dient und dass sie vor allem auch die Voraussetzungen für eine längerfristige Wirtschaftlichkeit durch Beschleunigung von Lerneffekten verbessern soll, ist die grundsätzliche Argumentation, die sich wesentlich auf die dargestellte Analyse bezieht, hinsichtlich der zugrundeliegenden Annahmen näher zu überprüfen.

Dabei stellt sich zunächst die Frage der Zurechnung von Interaktionseffekten auf die Instrumente. Betrachtet man die obige Abbildung aus historischer Sicht, dann haben sich durch die Förderpolitik ohne Emissionshandel ( $p_c = 0$ ) die Emissionen von  $E_0$  auf  $E_1$  vermindert. Im Vergleich hierzu bewirkt der Emissionshandel eine zusätzliche Verminderung um  $E_1 - \text{Cap}$  und einen Zertifikatpreis von  $p_{c2}$ . Dies kann so interpretiert werden, dass die Wirkung des Emissionshandels durch die bestehende Förderpolitik eingeschränkt wird. Ein solcher Zusammenhang kann allerdings auch so beurteilt werden, dass bei der Festlegung des Cap (durch die nationalen Allokationspläne) die bestehende Förderstrategie zugunsten Erneuerbarer Energien nicht oder nicht ausreichend berücksichtigt wird und die Wirksamkeit des Emissionshandels aufgrund eines zu hohen Cap geringer ist als ohne eine Förderung Erneuerbarer Energien.

Im Extremfall kann der Emissionshandel bei einem zu hohem Cap völlig wirkungslos werden. Ein solcher Fall kann allein schon dadurch eintreten, dass Erneuerbare Energien eine größere CO<sub>2</sub>-Minderung erbringen als die Reduktionsverpflichtung ( $E_0 - \text{Cap}$ ) im Emissionshandel. In diesem Extremfall ist es besonders offensichtlich, dass die Förderung Erneuerbarer Energien bei der Festlegung der Gesamtmenge der Emissionsberechtigungen mindernd berücksichtigt werden muss.

Die Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien erfolgt in Europa auf der Grundlage der EU-Richtlinie 2001/77/EG (EU 2001). In den Allokationsplänen, die gemäß der EU-Richtlinie 2003/87/EG (EU 2003) periodisch zu erstellen sind, muss die Wirkung der Förderung Erneuerbarer Energien berücksichtigt werden. Soweit dieser CO<sub>2</sub>-Minderungseffekt bei der Cap-Festlegung antizipiert wird, bleibt die CO<sub>2</sub>-Wirksamkeit sowohl des Emissionshandels als auch der Förderung Erneuerbarer Energien erhalten.

Außerdem ist zu beachten, dass selbst im Fall einer unzureichenden Antizipation des Ausbaus Erneuerbarer Energien Interaktionseffekte nicht vollständig, sondern nur be-

schränkt auftreten, zumal der CO<sub>2</sub>-Minderungsbeitrag in der jeweiligen Basisperiode der Emissionsrechtezuteilung zumindest implizit eingerechnet wird.

Bei vollständiger Verminderung des Cap um den CO<sub>2</sub>-Minderungsbeitrag Erneuerbarer Energien würden sich die Emissionen des Handelsbereichs entsprechend vermindern und es würde keine Verminderung des Zertifikatpreises bewirkt. Bei einer teilweisen Verminderung des Cap kommt es hingegen weiterhin zu einer - wenn auch abgeschwächten - förderbedingten Verminderung des Zertifikatpreises.

An dieser Stelle ist auch darauf hinzuweisen, dass die These der CO<sub>2</sub>-Neutralität der Förderpolitik gemäß der obigen Analyse selbst theoretisch nur für ein geschlossenes Emissionshandelssystem gilt und nicht direkt auf offene Systeme übertragen werden kann. Eine solche Öffnung stellt insbesondere die Verbindung des europäischen Emissionshandelssystems mit den flexiblen Mechanismen des Kyoto-Protokolls (CDM, JI) gemäß der „Linking-Directive“ (Richtlinie 2004/1001/EG) dar.

#### **4.1.6 Wechselwirkungen auf dem Strommarkt**

Die Wechselwirkungen der Förderpolitik und des Emissionshandels auf dem Strommarkt sind äußerst komplex und können deshalb selbst qualitativ durch Partialbetrachtungen nicht umfassend analysiert werden.<sup>40</sup> Es lassen sich aber zumindest Aussagen über mögliche Wirkungsrichtungen und Größenordnungen der Effekte ableiten. Im Folgenden werden zunächst die isolierten Effekte der Instrumente und anschließend deren Zusammenwirken erläutert.

##### *Strommarkteffekte des Emissionshandels*

Der Emissionshandel kann sich wesentlich auf den Strommarkt auswirken, da die vom Emissionshandelssystem erfassten Emissionen überwiegend auf den Kraftwerksbereich entfallen. Der Einfluss des Emissionshandels auf die Strompreise hängt zum einen vom Zertifikatpreis und zum anderen davon ab, in welchem Maße Zertifikatkosten auf die Strompreise überwälzt werden.

Der Zertifikatpreis hat sich im ersten Handelsjahr 2005 von unter 10 Euro im Januar bis auf fast 30 Euro im Juli erhöht (EEX). Nach dem folgenden Einbruch auf etwas unter 20 Euro im Sommer 2005 schwankte er zunächst im Bereich von 20 bis 25 Euro und ist bis April 2006 wieder auf fast 30 Euro gestiegen. Dem folgte Ende April 2006 allerdings ein weiterer Einbruch bis auf 11 Euro. Danach schwankte der Preis zwischen 14

---

<sup>40</sup> Für den Fall einer Quote mit handelbaren grünen Zertifikaten sind die Einzeleffekte ausführlich von NERA (2005) qualitativ untersucht worden.

und 19 Euro und betrug am 31.8.06 15,75 Euro. Dies zeigt, dass der CO<sub>2</sub>-Markt derzeit noch recht volatil ist und stark durch Erwartungen geprägt ist.

Hinsichtlich der Überwälzung von Zertifikatskosten ist zu beachten, dass die Emissionsrechte für die erste Handelsperiode gemäß der EU-Richtlinie zu mindestens 95 % gratis verteilt werden mussten. In Deutschland sind alle Emissionsrechte an Bestandsanlagen gratis verteilt worden und auch für Neuanlagen ist hier eine vollständige Gratiszuteilung vorgesehen. Im Vergleich zu den Emissionen in der Basisperiode (2000-2002) lagen die Zuteilungsquoten zwischen 92,6 und 100 %, wobei eine Reihe von Sonderregelungen im Zuteilungsgesetz (ZuG 2007) zu beachten sind. Deshalb führt der Emissionshandel für die direkt betroffenen Unternehmen nur zu relativ geringen Zusatzausgaben, deren Überwälzung auf die Strompreise kaum spürbar wäre.

Weitgehend unabhängig von der Gratiszuteilung stellen die Zertifikatskosten aber betriebswirtschaftlich Opportunitätskosten dar, weil nicht genutzte Emissionsrechte verkauft werden können.<sup>41</sup> Auch umweltökonomisch kann eine Überwälzung von Opportunitätskosten begründet werden, da das vom Emissionshandel ausgehende Knappheitssignal somit auf die anderen Wirtschaftsbereiche ausstrahlen kann. Allerdings führt eine Überwälzung von Opportunitätskosten zu beträchtlichen Verteilungseffekten. Während Stromerzeuger Windfall-Profits erzielen, ergeben sich bei den Verbrauchern (insbesondere bei stromintensiven Unternehmen) spürbare finanzielle Belastungen. Im deutschen Allokationsplan für die Periode 2008-2012 (NAP II) sind deshalb reduzierte Zuteilungen für den Energiebereich vorgesehen. Dadurch werden – ähnlich wie bei einer Teilauktionierung – die Verteilungseffekte vermindert, nicht aber das Ausmaß der Überwälzung von Zertifikatskosten.

Der Emissionshandel kann zu einer kräftigen Erhöhung der Grenzkosten der Stromerzeugung führen. So erhöht ein Zertifikatspreis von 10 bzw. 20 Euro je t CO<sub>2</sub> die Grenzkosten eines bestehenden Steinkohlenkraftwerkes um etwa 0,9 bzw. 1,8 ct/kWh und bei einem bestehenden Gaskraftwerk um etwa 0,5 bzw. 1,0 ct/kWh.

Das tatsächliche Ausmaß der Überwälzung solcher Zertifikatskosten hängt von einer Reihe elektrizitätswirtschaftlicher und marktstruktureller Faktoren ab. Empirische Analysen führen bisher noch nicht zu eindeutigen Ergebnissen. So hatten Regressionsanalysen bis Juli/August 2005 einen starken Zusammenhang zwischen CO<sub>2</sub>-Preisen und Fu-

---

<sup>41</sup> Die Opportunitätskosten der Zertifikate können sich vermindern, wenn (wie im ZuG 2007 vorgesehen) Ex-Post-Anpassungen der Zuteilungsmengen vorgenommen werden oder wenn sich bei einem Updating die neue Basisperiode mit der laufenden Handelsperiode überschneidet. Die EU-Kommission hat allerdings jegliche Ex-Post-Anpassungen abgelehnt und es dürften angesichts des Zeitplans nur geringe Updating-Effekte auftreten.

ture-Strompreisen gezeigt (vgl. DIW u.a. 2005, Sijm 2005, Sijm 2006). In den folgenden Monaten dominierten aber andere Einflussgrößen. Der Einfluss des CO<sub>2</sub>-Preises auf die Strompreise wurde bei dem Preiseinbruch Ende April 2006 besonders deutlich. So ist der Phelix Base Future 2007 in wenigen Tagen von 60 auf 50 Euro/MWh gesunken (EEX). Dies bestätigt einen Überwälzungseffekt auf dem Großhandelsmarkt in der Größenordnung von 0,6 Euro/MWh pro Euro/t CO<sub>2</sub> (kg/kWh).

Bei einem Zertifikatspreis von 10 bis 20 Euro/t dürfte der Preiseffekt im Großhandel somit 0,6 bis 1,2 ct/kWh oder 12 bis 24 % betragen. Für die Endverbraucher ergeben sich aufgrund der absoluten Differenzen geringere relative Preiseffekte, die z.B. für Haushaltskunden bei 3 bis 6 % liegen.

Der durch den Emissionshandel verursachte Preiseffekt resultiert im Konkurrenzfall aus einer Verschiebung der Angebotsfunktion („nach oben“) und der Reaktion der Nachfrager, die ihren Verbrauch tendenziell reduzieren. Da die Nachfrage nach Strom relativ preisunelastisch ist (Elastizität kleiner Eins) ist dieser Mengeneffekt aber kleiner als der Preiseffekt, bei Haushalten dürfte er bei einem Zertifikatspreis von 20 Euro/t unter 3 % liegen.

#### *Strommarkteffekte der Förderpolitik*

Die Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien hat auf dem Strommarkt unterschiedliche Effekte, deren Größenordnung sowohl von den elektrizitätswirtschaftlichen Gegebenheiten als auch von der Art der Förderpolitik abhängen. Dabei sind grundsätzlich Effekte auf die Erzeugerpreise am Großhandelsmarkt zu unterscheiden von Preiseffekten, die finanzielle Umlagen umfassen und für die Verbraucher relevant sind.

Die Einzelimpulse auf dem Strommarkt sind in Abbildung 4-3 skizziert:

- Die geförderte Menge an grünem Strom erhöht das Angebot. Dementsprechend verschiebt sich die Angebotskurve  $S^0$  bei einer Festvergütung, die nicht vom Strommarkt abhängt, parallel nach rechts ( $S^0 + EE$ ); im Fall einer relativen Quote dreht sich die Angebotskurve nach rechts und wird flacher (vgl. NERA 2005).
- Auf der Nachfrageseite ist zunächst die Umlage zu berücksichtigen. Die ursprüngliche Nachfrage gilt für den Bruttopreis, d.h. einschließlich eventueller Umlagen ( $D^{\text{brutto}}$ ). Der Nettonachfragepreis (gemäß  $D^{\text{netto}}$ ) ist jeweils um die Umlage geringer als der Bruttonachfragepreis (Verschiebung der Nachfragekurve nach unten).

- Die Nettonachfrage gilt für die gesamte Strommenge. Um die Nachfrage nach Strom aus nicht Erneuerbaren Energien abzuleiten, muss hiervon jeweils die EE-Menge abgezogen werden (Verschiebung der Nettonachfragekurve nach links:  $D^{\text{netto}} - EE$ ).

Das neue Gleichgewicht ergibt sich dann im Schnittpunkt der Kurven  $S^0$  und  $D^{\text{netto}} - EE$  bzw.  $S^0 + EE$  und  $D^{\text{netto}}$ . Der zugehörige Bruttopreis ist auf der ursprünglichen Nachfragekurve  $D^{\text{brutto}}$  abzulesen (Punkt R).

Die isolierte Wirkung der Förderung ergibt sich aus dem Vergleich mit dem Ausgangsgleichgewicht (Punkt 0). Aus der Abbildung lassen sich dann die folgenden Effekte ableiten:

- Die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien steigt gemäß der Förderpolitik.
- Die sonstige Stromerzeugung nimmt ab.
- Der Nettopreis, den die Erzeuger von sonstigem Strom erhalten, sinkt.
- Die gesamte Stromnachfrage sinkt.
- Der Bruttopreis (einschließlich Umlage) steigt.<sup>42</sup>

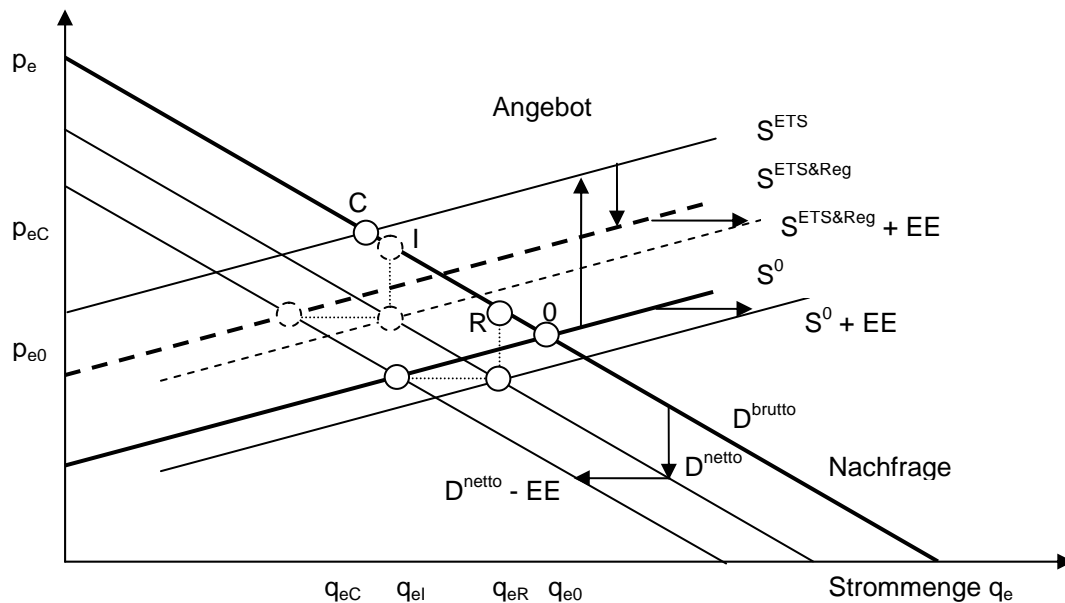
Die Erzeugerpreisreduktion auf dem Großhandelsmarkt ergibt sich daraus, dass die nicht geförderte Stromerzeugung und damit ihre Grenzkosten sinken. Die Grenzkostenkurve repräsentiert kurzfristig (bei gegebenen Kapazitäten) die Merit Order im konventionellen Kraftwerkspark. Die Förderpolitik wirkt sich somit auch auf die Struktur der konventionellen Stromerzeugung aus.<sup>43</sup> Die längerfristigen Effekte im Bereich der konventionellen Stromerzeugung hängen davon ab, wie sich die Struktur der Kraftwerkskapazitäten (unter Berücksichtigung der langfristigen Vollkosten) verändert. In Abhängigkeit von der hierdurch ausgelösten Preiserhöhung erhöhen sich auch die Verbraucherpreise. Die Strompreise können sich darüber hinaus auch durch Anpassungen im Bereich der Stromnetze verändern.

---

<sup>42</sup> Der Effekt auf die Gesamtnachfrage und den Verbraucherstrompreis ist theoretisch nicht eindeutig (zur Wirkung im Quotenmodell vgl. Jensen, Skytte 2002). Für realistische Parameterwerte ist aber davon auszugehen, dass die Förderpolitik bei allen Förderinstrumenten zu einer Erhöhung des Verbraucherpreises (einschl. Umlage) führt.

<sup>43</sup> Zusätzliche Effekte können durch einen erhöhten Bedarf an hier nicht berücksichtigter Regelernergie entstehen.

**Abbildung 4-3: Wirkungen der Förderung Erneuerbarer Energien und des Emissionshandels auf dem Strommarkt**



#### *Strommarkteffekte der kombinierten Instrumente*

Bei isoliertem Einsatz der Instrumente wird in der Abbildung im Fall der Förderpolitik Punkt R und im Fall des Emissionshandels Punkt C realisiert. Das Ergebnis eines kombinierten Instrumenteneinsatzes ist durch den Punkt I (Interaktion) gekennzeichnet, der aus folgenden Effekten resultiert:

- Durch den Emissionshandel verschiebt sich die ursprüngliche Angebotskurve  $S^0$  nach oben ( $S^{ETS}$ ).
- Hiervon ausgehend wird durch die Förderpolitik der Zertifikatspreis reduziert. Ein solcher Effekt tritt auf, wenn das Cap unverändert bleibt oder wenn es nur um einen Teil der Wirkung der Förderpolitik vermindert wird. Dadurch verschiebt sich die Angebotskurve mehr oder weniger nach unten ( $S^{ETS\&Reg}$ ).
- Die geförderte Menge an grünem Strom erhöht das Gesamtangebot. Dem entsprechend verschiebt sich die Angebotskurve nach rechts ( $S^{ETS\&Reg} + EE$ ).
- Auf der Nachfrageseite ist wiederum die Umlage zu berücksichtigen und zwischen Bruttopreis ( $D^{brutto}$ ) und Nettopreis ( $D^{netto}$ ) zu unterscheiden.
- Die Nachfrage nach Strom aus nicht Erneuerbaren Energien ergibt sich dann aus der Kurve  $D^{netto} - EE$ .

Die Gesamtwirkung des kombinierten Instrumenteneinsatzes ergibt sich aus dem Vergleich der Lösungen I (Interaktion) und 0 (Ausgangssituation ohne Maßnahmen):

- Die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien steigt gemäß der Förderpolitik.
- Die sonstige Stromerzeugung nimmt ab.
- Der Nettopreis, den die Erzeuger von sonstigem Strom erhalten, steigt wahrscheinlich (in Abhängigkeit von den Parametern könnte er aber auch gleich bleiben oder fallen).
- Die gesamte Stromnachfrage sinkt.
- Der Bruttopreis (einschließlich Umlage) steigt.

Der zusätzliche Effekt des Emissionshandels entspricht der Veränderung zwischen I und R (Förderpolitik) und der zusätzliche Effekt der Förderpolitik entspricht der Veränderung zwischen I und C (CO<sub>2</sub>-Handel).

Ausgehend von einer Situation mit Förderpolitik (R) führt der Emissionshandel (I) zu einer weiteren Verminderung der konventionellen Stromerzeugung und der Gesamtnachfrage sowie zu höheren Preisen auf dem Erzeuger und Verbrauchermarkt.

Hingegen ist der umgekehrte zusätzliche Effekt der Förderpolitik (I) ausgehend von einer Situation mit Emissionshandel (C) nicht eindeutig. Im Beispiel der Abbildung liegt der Interaktionspunkt I zwischen den Punkten der isolierten Instrumente C und R. Dieses Ergebnis kann aber nicht verallgemeinert werden, da es insbesondere vom Effekt der Förderpolitik auf den Zertifikatpreis abhängt, der wiederum zum einen vom Verlauf der Grenzvermeidungskostenkurve und ihrer Verschiebung durch die Förderpolitik abhängt und zum anderen aber auch davon, ob und inwieweit eine Cap-Anpassung erfolgt. Je stärker die Anpassung des Cap ist, desto eher wird der Interaktionspunkt I höher liegen als der Emissionshandelspunkt C, sodass sich die Effekte der Förderpolitik und des Emissionshandels auf dem Strommarkt – anders als in der Abbildung – verstärken können.

Eine empirisch gestützte Abschätzung der Wechselwirkung von Förderpolitik und Emissionshandel ist nur unter sehr vereinfachenden Annahmen möglich. Nach Rathmann (2005) würde das EEG unter Berücksichtigung der Interaktion mit dem Emissionshandel trotz der gestiegenen Umlage auf die Stromverbraucher dazu führen, dass der Strom für (nicht privilegierten) Verbrauch um 2,6 Euro/MWh *billiger* ist, als er ohne EEG wäre. Dieses Ergebnis hängt allerdings stark vom Schätzansatz und den Parameterwerten u.a. für den (fundamentalen) Zertifikatpreis und die Überwälzung ab. Außerdem liegt der Berechnung die Annahme zugrunde, dass das EEG auch nicht teilweise bei der

Allokationsplanung berücksichtigt wurde. Wie Sensitivitätsrechnungen zeigen, kann sich unter geänderten Annahmen eine EEG-bedingte *Erhöhung* des Verbraucherpreises ergeben. In jedem Fall gilt aber, dass die Nettobelastung des EEG für den Stromverbraucher aufgrund der Interaktion mit dem Emissionshandel im Fall einer unvollständigen Berücksichtigung des EEG im Allokationsplan geringer ist die EEG-Umlage.<sup>44</sup> Mit dem Hinweis auf diesen Entlastungseffekt sollte allerdings kein Verzicht auf die Berücksichtigung der Förderpolitik in der Allokationsplanung begründet werden.

#### **4.1.7 Auswirkungen der flexiblen Kyoto-Mechanismen (CDM, JI)**

Das Kyoto-Protokoll enthält mehrere Mechanismen, die durch eine internationale Flexibilisierung vor allem Kosteneinsparungen beim Klimaschutz ermöglichen sollen und darüber hinaus zu einer nachhaltigen Entwicklung beitragen können. Hierzu zählen

- der internationale Handel mit Emissionsrechten zwischen Vertragsparteien gemäß Artikel 17 Kyoto-Protokoll (International Emission Trading, IET),
- die Kooperation zwischen Industrieländern durch die gemeinsame Projektumsetzung gemäß Artikel 6 Kyoto-Protokoll (Joint Implementation, JI) und
- die Kooperation mit Entwicklungsländern durch den Mechanismus für umweltverträgliche Entwicklung gemäß Artikel 12 Kyoto-Protokoll (Clean Development Mechanism, CDM).

Die projektbezogenen Mechanismen CDM und JI stehen in einem engen Zusammenhang zu Emissionshandelssystemen. Erstens sind die hiermit generierten Emissionsgutschriften ERUs (Emission Reduction Units) von JI-Projekten und CERs (Certified Emissions Reductions) von CDM-Projekten selbst handelbar. Zweitens werden solche Gutschriften zur Erfüllung der nationalen Reduktionsverpflichtungen nach dem Kyoto-Protokoll anerkannt. Drittens können sie im europäischen Emissionshandelssystem anstelle von EUAs (Allowances) abgerechnet werden.

Im Unterschied zum bisherigen Emissionshandel in der EU beziehen sich Gutschriften aus CDM- und JI-Projekten nicht allein auf CO<sub>2</sub>, sondern auf alle sechs Treibhausgase des Kyoto-Protokolls. Die Ausgabe von Emissionsgutschriften erfolgt als Bestätigung von Emissionsverminderungen, die grundsätzlich als Differenz zwischen den tatsächlichen Emissionen und den Emissionen in einer Vergleichssituation ermittelt werden (ba-

---

<sup>44</sup> Diesem Effekt stehen bei kostenloser Zuteilung reduzierte Windfall-Profits gegenüber. Im Fall der Auktionierung der Emissionsrechte wären es reduzierte Auktionserlöse des Staates.



seline and credit). Ein wichtiges Kriterium für die Anerkennung solcher Projekte ist die Zusätzlichkeit (Additionality) der erzielten Emissionsminderung, da sonst die globalen Emissionen zunehmen könnten. Außerdem sollen solche Mechanismen grundsätzlich nur ergänzend zu Maßnahmen in den Ländern selbst genutzt werden (Supplementarity).

Im Zusammenhang mit dem europäischen Emissionshandel sind zwei Ebenen zu unterscheiden, die für die Allokationsplanung und für die Wechselwirkungen mit der Förderpolitik von unterschiedlicher Bedeutung sind:

1. Die Staaten können Gutschriften kaufen und auf ihre Verpflichtungen anrechnen lassen.
2. Die unter das Emissionshandelssystem fallenden Anlagenbetreiber können ERUs und CERs an Stelle von EUAs abgeben.

Im ersten Fall erhöht sich das nationale Emissionsbudget, so dass grundsätzlich die zulässigen Emissionen sowohl des Handelsbereichs (Energie und Industrie) als auch des Nichthandelsbereichs (z.B. anteilig) höher sein dürfen als ohne staatliche Nutzung flexibler Mechanismen. Für den Emissionshandelsbereich bedeutet dies ein erhöhtes nationales Cap. Dies darf allerdings im Allokationsplan, der von der EU-Kommission genehmigt werden muss, nicht zu einer Überausstattung mit Emissionsrechten führen. Die Erhöhung des Gesamtcaps in Europa hängt davon ab, wie viel Gutschriften die Länder insgesamt zu kaufen beabsichtigen und in welchem Maße sie dabei den Handels- oder den Nichthandelsbereich entlasten. Das erhöhte Cap führt für sich genommen zu einer Verminderung des Zertifikatpreises.

Dieser Zusammenhang gilt unabhängig von der Förderung Erneuerbarer Energien. Das Ausmaß dieses Preiseffektes kann aber von der Förderpolitik abhängen. So ist der Preissenkungseffekt im Zusammenwirken mit der Förderpolitik größer, wenn durch die geförderte Nutzung Erneuerbarer Energien die Steigung der Grenzvermeidungskurve bzw. der Zertifikatnachfragekurve zunimmt.<sup>45</sup>

Im zweiten Fall können die am Emissionshandel beteiligten Unternehmen von der durch die Linking-Directive geschaffenen Möglichkeit Gebrauch machen, an Stelle von EUAs auch CERs oder (künftig) ERUs abzugeben, um ihre Verpflichtungen im europäischen Emissionshandel zu erfüllen. Damit nehmen die möglichen Emissionen für diese Unternehmen unmittelbar zu. Von dieser Möglichkeiten werden die Unternehmen solange

---

<sup>45</sup> Eine solche Verstärkung des Preissenkungseffektes kann darauf beruhen, dass bei einem geringeren Zertifikatpreis im Kraftwerksbereich geringe Anstrengungen zur Verbesserung der CO<sub>2</sub>-Effizienz gemacht werden. Dann führt Strom aus erneuerbaren Energien dort zu einer stärkeren CO<sub>2</sub>-Einsparung und damit zu einer verstärkten Verminderung des Zertifikatpreises.

Gebrauch machen, wie die vergleichbaren Kosten dieser Emissionsgutschriften (unter Berücksichtigung von Risiken und Transaktionskosten) niedriger sind als der Zertifikatspreis.

In Abbildung 4-4 ist angenommen, dass das für den europäischen Markt verfügbare Angebot an Gutschriften aus CDM- und JI-Projekten mit zunehmendem Preis steigt, da das weltweite Angebot in der Anfangszeit noch begrenzt ist und Europa ein wichtiger Nachfrager ist. Die Verknüpfung mit den projektbezogenen Mechanismen erhöht die Obergrenze der zulässigen Emissionen. Dadurch wird das Angebot auf dem Emissionsmarkt preiselastisch (geknickte Angebotsfunktion).<sup>46</sup>

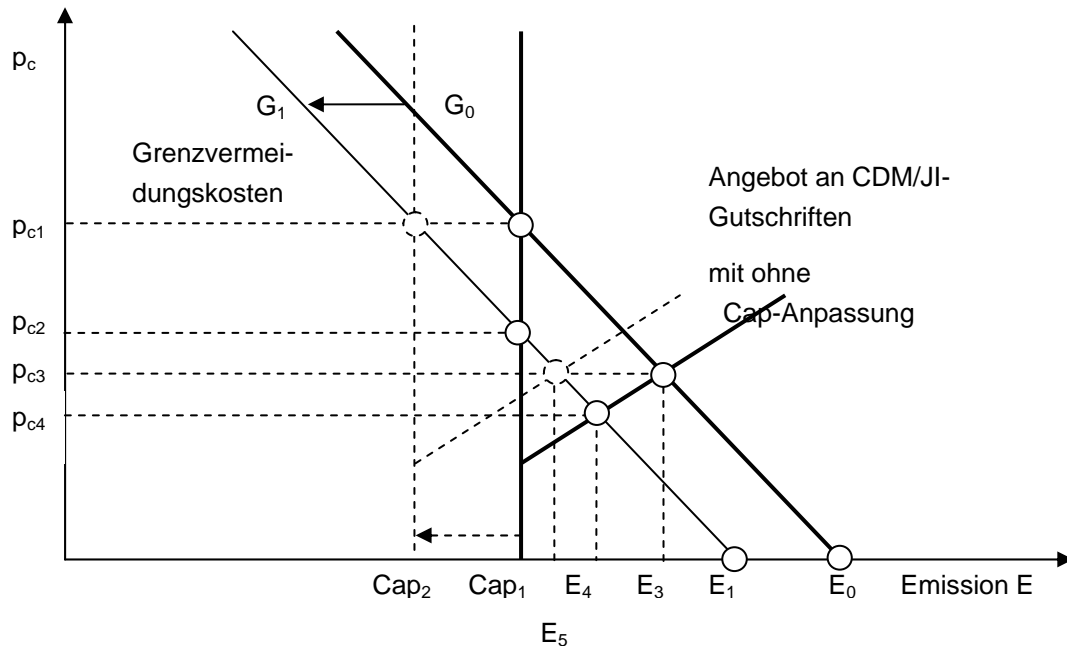
Ohne Cap-Anpassung wird durch die Förderung zusammen mit dem Emissionshandel und der Möglichkeit zur Nutzung flexibler Instrumente (CDM/JI) bei einem Zertifikatspreis von  $p_4$  eine Emissionshöhe von  $E_4$  realisiert. Wenn gleichzeitig eine Cap-Anpassung in Höhe von  $E_1$ - $E_0$  vorgenommen wird, kommt zu einem höheren Zertifikatspreis von  $p_{e3}$  und zu geringen Emissionen von  $E_5$ .

Die folgende Tabelle 4-1 gibt eine Übersicht über die durch die betrachteten Politikkombinationen definierten acht Marktgleichgewichte hinsichtlich der Emissionen und der Preise. Hieraus lassen sich die vielfältigen Interaktionseffekte zwischen Förderung Erneuerbarer Energien, Emissionshandel, Cap-Anpassung und Nutzung flexibler Instrumente ablesen.

---

<sup>46</sup> Aufgrund der Beschränkung der Nutzungsmöglichkeiten von Gutschriften im Emissionshandel gilt die steigende Angebotskurve nur in einem Teilbereich; es wird hier angenommen, dass diese Beschränkung nicht restriktiv ist.

**Abbildung 4-4: Wirkung der Förderung Erneuerbarer Energien auf den Emissionshandel mit Verknüpfung flexibler Instrumente (CDM, JI) - mit und ohne CAP-Anpassung -**



**Tabelle 4-1: Ergebnisübersicht: Wirkung der Förderung Erneuerbarer Energien auf den Emissionshandel mit Verknüpfung flexibler Instrumente (CDM, JI) - mit und ohne CAP-Anpassung -**

	Ohne Förderung		Mit Förderung	
	CO <sub>2</sub> -Emission	CO <sub>2</sub> -Preis	CO <sub>2</sub> -Emission	CO <sub>2</sub> -Preis
Ohne ETS	E <sub>0</sub>	0	E <sub>1</sub>	0
ETS ohne CDM/JI:				
Δ Cap = 0	Cap <sub>1</sub>	p <sub>c1</sub>	Cap <sub>1</sub>	p <sub>c2</sub>
Δ Cap = E <sub>1</sub> -E <sub>0</sub>	-	-	Cap <sub>2</sub>	p <sub>c1</sub>
ETS mit CDM/JI:				
Δ Cap = 0	E <sub>3</sub>	p <sub>c3</sub>	E <sub>4</sub>	p <sub>c4</sub>
Δ Cap = E <sub>1</sub> -E <sub>0</sub>	-	-	E <sub>5</sub>	p <sub>c3</sub>

mit  $Cap_2 < Cap_1 (<) E_5 < E_4 < E_3 < E_1 < E_0$  und  $p_4 < p_3 < p_2 < p_1$

Die Berücksichtigung projektbezogener Mechanismen führt im Emissionshandel ohne Förderung Erneuerbarer Energien dazu, dass die Emissionen des gesamten Emissionshandelsbereichs ( $E_3$ ) in Europa höher sind als das Cap ( $Cap_1$ ). Damit kann zugleich auch die Gesamtemission in Europa über das Kyoto-Ziel hinaus erhöht werden, so dass kein Ausgleich im europäischen Nichthandelsbereich erforderlich ist. Diesen Mehrmissionen stehen Mindermissionen an Treibhausgasen in den Projekt-Gastländern gegenüber.

Hiervon ausgehend bewirkt die Förderung Erneuerbarer Energien (auch bei unverändertem Cap) eine Verminderung der Emissionen (auf  $E_4$ ), wodurch sich im gleichen Maße auch die Gesamtemissionen in Europa vermindern. Dieser Effekt besteht insoweit aus einer verminderten Nutzung von CDM- und JI-Projekten. Insofern erhöhen sich die Emissionen in den Gastländern, in denen dann weniger Projekte durchgeführt werden.

Wenn das Cap (auf  $Cap_2$ ) gemäß dem Beitrag der Förderpolitik reduziert wird, vermindern sich die Emissionen durch die Förderung von  $E_3$  auf  $E_5$ , also ebenfalls um den Minderungsbeitrag Erneuerbarer Energien. Insofern bleibt in diesem Fall die Nutzung flexibler Mechanismen durch die Förderpolitik unberührt.

Es ist im Übrigen darauf hinzuweisen, dass die Förderpolitik in Europa indirekt auch die Voraussetzungen für die Nutzung Erneuerbarer Energien in anderen Ländern verbessern und insofern das Potenzial entsprechender CDM- und JI-Projekte erhöhen kann.

#### **4.1.8 Abstimmung der Instrumente**

Notwendige Abstimmungen zwischen den gleichzeitig eingesetzten Instrumenten können die Gestaltung der Förderung Erneuerbarer Energien, die Anwendung der flexiblen Mechanismen, die Regelungen des Emissionshandelssystems und nicht zuletzt die Erstellung der Nationalen Allokationspläne betreffen.

##### *Förderpolitik*

Im Bereich der Förderpolitik sind die unterschiedlichen Einflüsse des Emissionshandels in Abhängigkeit vom Fördermodell zu beachten:

Bei einer Vergütungsregelung wie beim EEG ist der Einfluss des Emissionshandels auf die Förderung am geringsten, da sich handelsbedingte Strompreissteigerungen bei gegebenen Fördersätzen nicht auf den Ausbau Erneuerbarer Energien auswirken. Bei hohen Zertifikat- und damit Strompreisen können die degressiven Mindestvergütungen, längerfristig obsolet werden. Die einzelnen Technologien können somit nach und nach

aus dem EEG herauswachsen. Unabhängig hiervon sinken aufgrund steigender Zertifikatpreise die EEG-Differenzkosten und damit die Umlage auf die Verbraucher.

Bei einem Bonusmodell hängt die Gesamtvergütung vom Strompreis ab. Zunehmende Verknappungen von Emissionsrechten erhöhen den Zertifikatpreis, den Strompreis und damit auch die Gesamtvergütung. Dadurch würde der Ausbau Erneuerbarer Energien weiter beschleunigt. Wenn die Höhe des Bonus aber zumindest teilweise auch klimaschutzpolitisch begründet wird, müssten in Folge von Strompreissteigerungen, die durch den Emissionshandel bedingt sind, letztlich Absenkungen der Bonushöhe vorgenommen werden. Dies gilt grundsätzlich auch dann, wenn das Bonusmodell eine Degressionsregelung ähnlich wie im EEG enthält.

Im Quotenmodell führen steigende Zertifikatpreise zwar ebenfalls dazu, dass die Strompreiskomponente der Vergütung steigt, dies wird aber im Wesentlichen durch einen entsprechend geringeren Preis für grüne Zertifikate kompensiert. Aufgrund der relativen Festlegung der Quote reduziert sich allerdings die absolut geförderte Strommenge, wenn sich die gesamte Stromnachfrage aufgrund gestiegener Preise vermindert. Dieser (bei geringen Quoten quantitativ geringe) Effekt müsste bei der Festlegung längerfristiger Quotenziele ggf. angemessen antizipiert werden.

Das Quotenmodell hat gewisse Ähnlichkeiten mit einem Emissionshandelssystem. In beiden Fällen handelt es sich um ein mengenorientiertes Instrument und es kommt jeweils zu einem Handel von Zertifikaten. Es wird deshalb gelegentlich argumentiert, dass ein Quotenmodell besser mit einem Emissionshandelssystem zusammenwirke oder dass grüne Zertifikate im Emissionshandelssystem angerechnet werden sollten. Bei näherer Betrachtung der Wechselwirkungen zeigt sich allerdings, dass weder die erste noch die zweite Thesen durch die Analysen gestützt werden können.

Beim Zusammenwirken mit dem Emissionshandel treten im Quotenmodell tendenziell dieselben Effekte auf wie bei Festvergütungen. Die Kernfrage richtet sich dabei jeweils auf die angemessene Festlegung der Caps im Emissionshandel, die eine gewisse Antizipation der Förderwirkung erfordert. Da Quotenmodelle aber nicht per se treffsicherer sind als Preismodelle ergibt sich hieraus allein aber kein Argument zu Gunsten von Quotenmodellen. Im Hinblick auf das Zusammenwirken mit dem Emissionshandel könnten Quotenmodelle theoretisch insofern einen Vorteil aufweisen, als bei ihnen eine quantitative Mengenvorgabe zwingend erforderlich ist, die im Allokationsplan berücksichtigt werden kann. Dies betrifft aber letztlich die Ebene der Ziele und nicht notwendigerweise die Instrumentenebene. So sind in Deutschland und in der EU explizite Mengenziele formuliert worden, die unabhängig von der Instrumentenwahl erreicht werden müssen.

Auch die zweite These, man solle den Handel mit „grünen“ und „braunen“ Zertifikaten durch eine Anerkennung - etwa wie bei CDM- und JI-Gutschriften - verbinden, ist problematisch. Solche Forderungen verkennen den fundamentalen Unterschied zwischen handelbaren Mindestquoten für Erneuerbare Energien auf der einen Seite und handelbaren Emissionsrechten auf der anderen Seite wie auch die Probleme von Doppelbehandlungen, die mit diesem Vorschlag verbunden wären. Im Übrigen ist auch keine Notwendigkeit für solche Verknüpfungen zu erkennen. In diesem Zusammenhang ist außerdem daran zu erinnern, dass sich die Ziele grüner Zertifikate - anders als im Fall von CDM- und JI-Gutschriften (in CO<sub>2</sub>-Äquivalenten) - nur teilweise mit dem Ziel des Emissionshandels überlappen.

#### *CDM- und JI-Projekte*

Die analysierten Interaktionseffekte der flexiblen Mechanismen CDM und JI im Zusammenspiel mit dem Emissionshandel und der Förderpolitik lassen keinen Anpassungsbedarf im Bereich der Förderpolitik erkennen. Der Aspekt der Zusätzlichkeit solcher Projekte und der erbrachten Emissionsminderungen ist immanent kritisch und muss in den institutionalisierten Anerkennungs- und Registrierungsprozessen unter Berücksichtigung anerkannter Methodologien geprüft werden. Die Förderpolitik in Europa ist – abgesehen von positiven indirekten Effekten z.B. auf CDM-Projekte in Entwicklungsländern – für die Nutzung von hier durchgeführten JI-Projekten von Bedeutung. Bei Konflikten sind dann aber Anpassungen auf Seiten der Projektanerkennung erforderlich.

#### *Emissionshandelssystem*

Die europäische Emissionshandelsrichtlinie gibt den Rahmen für das Emissionshandelssystem vor. Diese Richtlinie wird durch Hinweise (Guidance) der Europäischen Kommission (2004, 2005) ergänzt. Während die Richtlinie keine konkreten Vorschriften zur Interaktion mit der Förderpolitik enthält, wird in den Hinweisen der Kommission eine Berücksichtigung der Förderung Erneuerbarer Energien gefordert. Nach der (auch weiterhin gültigen) Guidance für die Erstellung der ersten Allokationspläne (2004) sollen „Mitgliedstaaten, die beabsichtigen, den Anteil Erneuerbarer Energiequellen, der Kraft-Wärme-Kopplung oder anderer Formen kohlenstoffarmer bzw. kohlenstofffreier Kraft- und Wärmeproduktion zu erhöhen, den Anteil [der Emissionen der erfassten Anlagen an den Gesamtemissionen] verringern“. In der jüngsten Guidance vom Dezember 2005 schreibt die Kommission hinsichtlich der Erstellung der Allokationspläne für die zweite Handelsperiode: „Jeder Mitgliedstaat, der laufende und zusätzliche politische und sonstige Maßnahmen vorsieht, muss diese – selbst wenn sie bereits in der ersten Runde der nationalen Zuteilungspläne mitgeteilt wurden – im Hinblick auf ihre Auswirkungen

rechtfertigen und die Fortschritte bei der Umsetzung bzw. Verabschiedung nachweisen.“ In einer Fußnote hierzu „[betont] die Kommission .. in diesem Zusammenhang die Bedeutung der Übereinstimmung der nationalen Zuteilungspläne mit den Verpflichtungen des betreffenden Mitgliedstaats gemäß der Richtlinie 2001/77/EG zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt ...“. Damit erinnert die Kommission daran, dass die Mitgliedstaaten ihre Ziele zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energiequellen erfüllen sollen, und stellt klar, dass die Förderpolitik im NAP zu berücksichtigen ist. Sie gibt aber keine Hinweise dazu, wie die Förderung Erneuerbarer Energien eingerechnet werden sollte.

### *Effiziente und gerechte Allokationsplanung*

Wie die Analysen der Wechselwirkungen zwischen den Instrumenten zeigen, hängt die Wirksamkeit des kombinierten Instrumenteneinsatzes entscheidend davon ab, wie das Cap angepasst wird, das sich aus der Summe der nationalen Allokationspläne ergibt.

Bei einem vorgegebenen nationalen Emissionsbudget  $E_B$  geht es dabei um die Aufteilung dieser zulässigen Emissionen auf den Handelsbereich  $E_H$  und den Nichthandelsbereich  $E_N$ . In der Ausgangssituation betragen die Emissionen (ohne Emissionshandel und ohne Förderpolitik)  $E_0 = E_{H0} + E_{N0}$ . Bei einem vorgegebenem Emissionsbudget muss hingegen die Bedingung  $E_B = E_H + E_N$  erfüllt sein, wobei  $E_H$  dem festzulegenden Cap des Emissionshandelsbereichs entspricht. Die zulässigen Emissionen des Nichthandelsbereichs betragen dann  $E_N = E_B - \text{Cap}$ .

Bei einer solchen Aufteilung müssen Effizienz- und Verteilungskriterien berücksichtigt werden. Hinsichtlich der Effizienz dieser Aufteilung sind die jeweiligen Grenzvermeidungskosten maßgeblich. Die Gesamtkosten der Emissionsvermeidung sind am geringsten, wenn die Grenzkosten in beiden Bereichen gleich sind. In Abbildung 4-1 wird das Kostenminimum im Fall ohne Förderpolitik bei  $\text{Cap}_1$  erreicht, die Grenzkosten betragen dann  $G_{H1} = G_{N1}$ . Die Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien verringert (im Wesentlichen) die Vermeidungskosten im Handelsbereich. Dadurch verschiebt sich die Grenzkostenkurve des Handelsbereichs nach links. Im neuen Optimum ( $\text{Cap}^*$ ,  $G_{H}^* = G_{N}^*$ ) ist das Cap geringer als vorher. Es ist aber höher als bei einer vollständigen Cap-Anpassung, bei der die Grenzkosten des Handelsbereichs weiterhin  $G_{H1}$ , die des Nichthandelsbereichs aber nur  $G_{N2}$  betragen würden.<sup>47</sup>

Unter dem Aspekt der gesamtwirtschaftlichen Kosteneffizienz der Allokationsplanung ist somit eine teilweise Anpassung des Cap zur Berücksichtigung der Förderung der

---

<sup>47</sup> Vgl. Walz (2005). Die kosteneffiziente Cap-Anpassung ist noch geringer, wenn die Grenzvermeidungskostenkurve des Handelsbereichs durch die Förderpolitik steiler wird.





Die praktische Berücksichtigung der Förderpolitik in der Allokationsplanung hängt von der Methode der konkreten Mengenplanung auf der Makroebene<sup>48</sup> ab. Für diese Mengenplanung kommen u.a. folgende Methoden in Betracht (DIW u.a. 2005):

- a) Ermittlung der Aufteilung mit Hilfe eines Optimierungsmodells, das die kostenminimale Sektorstruktur der Emissionen ermittelt,
- b) Ableitung von sektoralen Emissionszielen auf der Basis vorliegender Selbstverpflichtungen,
- c) Ableitung der Emissionsstruktur aus einer sektoral disaggregierten Projektion der Emissionen,
- d) Proportionale Aufteilung des Minderungszieles auf Sektoren auf Basis aktueller Emissionen (mit oder ohne Bereinigung z.B. um Temperatureinflüsse),
- e) Politische Vorgabe einer sektoralen Verteilung der Emissionsziels.

Diese Ansätze, die auch miteinander kombiniert werden, werden in den Mitgliedstaaten unterschiedlich verwendet. Hinsichtlich der Berücksichtigung Erneuerbarer Energien ist hierbei vor allem von Bedeutung, ob sich die Allokationsplanung vorrangig an Strukturen in der Vergangenheit (Basisperiode) oder in der Zukunft (Handelsperiode) orientiert. Im ersten Fall muss die förderbedingte Erhöhung des Beitrags Erneuerbarer Energien ggf. (explizit) zusätzlich berücksichtigt werden. Im zweiten Fall müssten Erneuerbare Energien bereits vom Ansatz her (zumindest implizit) eingerechnet werden; es ist dann darauf zu achten, dass ihr Beitrag in der richtigen Höhe antizipiert wird.

#### **4.1.9 Allokationsplanung in Deutschland**

Die Allokationsplanung in Deutschland beruht auf der Verpflichtung, im Rahmen des europäischen Burden Sharings die Emission von Treibhausgasen bis zur Periode 2008-12 um 21 % gegenüber dem Basisjahr (1990/95) zu reduzieren. Dabei wird von der deutschen Regierung keine Minderung auf Grund einer möglichen Nutzung flexibler Mechanismen des Kyoto-Protokolls geltend gemacht. Unter Abzug anderer Treibhausgase werden hieraus allgemeine Ziele für die CO<sub>2</sub>-Emissionen in den Perioden 2008-12 und 2005-07 festgelegt (Tabelle 4-2). Für die erste Periode des Emissionshandels beträgt dieses nationale Ziel 859 Mio. t CO<sub>2</sub> pro Jahr. Davon entfallen auf die Sektoren Verkehr, Haushalte und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen 356 Mio. t/a. In diesen Sektoren müssen die Emissionsziele durch andere Maßnahmen sichergestellt werden. Das

---

<sup>48</sup> Im Makroplan wird insbesondere die gesamte Zuteilungsmenge festgelegt, die im Mikroplan auf einzelne Anlagen aufgeteilt wird.

Emissionsbudget für den Bereich Energiewirtschaft und Industrie beträgt 503 Mio. t/a. Für die Anlagen des Emissionshandelsbereichs ergab eine freiwillige Datenerhebung für den Zeitraum 2000-02 eine Gesamtemission von 501 Mio. t/a. Auf dieser Grundlage wurde im ersten NAP unter Berücksichtigung einer Verminderung um 2 Mio. t/a. oder 0,4 % ein Emissionsbudget von 499 Mio. t/a abgeleitet, von dem Emissionsberechtigungen in Höhe von 495 Mio. t/a an Bestandsanlagen zugeteilt worden sind.

**Tabelle 4-2: Mengenplanung im deutschen NAP I**

	2005-07	2008-12*
	Mio. t CO <sub>2</sub> /a	
Nationales Ziel	859	844
Andere Sektoren	356	349
Verkehr, Haushalte	298	291
GHD	58	58
Energie und Industrie (2000-02: 505 Mio. t CO <sub>2</sub> /a)	503	495
Handelsbereich (2000-02: 501 Mio. t CO <sub>2</sub> /a)	499	
Obergrenze der Berechtigungen (ohne Neuanlagen)	495	
Reserve für zusätzliche Neuanlagen	3,0	
Weitere Reserve	1,0	
Erfüllungsfaktor (für bestimmte Bestandsanlagen)	0,9709	
Kürzung gemäß Erfüllungsfaktor	-2,91 %	
* Vorbehaltlich der (erfolgten) Überprüfung im Jahr 2006.		

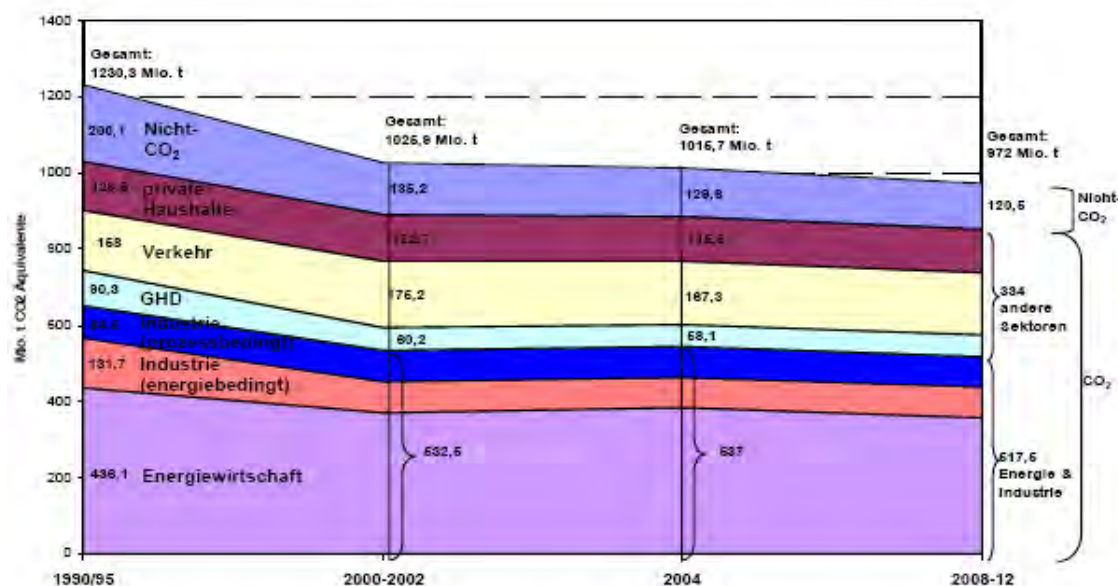
Quelle: ZuG 2007

Für die meisten (Bestands-) Anlagen wird der gesetzliche Erfüllungsfaktor von 0,9709 angewendet. Darüber hinaus musste im Zuteilungsverfahren eine anteilige Kürzung von Zuteilungsmengen (mit dem Faktor 0,9538) vorgenommen werden, damit die Obergrenze von 495 Mio. t/a eingehalten werden konnte (DEHSt 2005a). Andererseits konnten viele Emittenten unterschiedliche Sonderregelungen nutzen und damit eine geringere Reduktion gegenüber dem Basisjahr erreichen.

Im Juni 2006 hat die Bundesregierung ihren Allokationsplan für die nächste Handelsperiode vorgelegt (NAP II). Gemäß der Koalitionsvereinbarung geht der NAP II grundsätzlich von den Zielgrößen des NAP I aus, wobei allerdings aktualisierte Inventardaten zu berücksichtigen sind (Abbildung 4-6). Anders als der NAP I sieht der NAP II vor, dass der Elektrizitätsbereich im Vergleich zum Industriebereich deutlich knapper mit

Emissionsrechten ausgestattet wird (dieser Umverteilungseffekt dürfte ca. 40 Mio. t/a ausmachen). Dadurch sollen Aspekten der Wettbewerbsfähigkeit und der Windfall-Profits durch Überwälzung von Opportunitätskosten Rechnung getragen werden.

**Abbildung 4-6: Entwicklung der Treibhausgas-Emissionen nach Sektoren in Deutschland gemäß dem Allokationsplan NAP II**



Quelle: BMU (2006b)

Zur Berücksichtigung der Emissionsminderung durch das EEG enthält der NAP I keine Aussagen (abgesehen von dem Hinweis darauf, dass EEG-Anlagen nicht unter den Emissionshandel fallen). Es erfolgte insofern bei der Festlegung der gesamten Zuteilungsmenge keine explizite Anrechnung der CO<sub>2</sub>-Verminderung durch das EEG. Im Prozess der Erstellung des Mengengerüsts für den NAP I wurden Strukturen in der Basisperiode, in der Kyoto-Periode und in der ersten Handelsperiode berücksichtigt, wobei zunächst eine Orientierung an den früher erklärten Selbstverpflichtungen der Wirtschaft erfolgte. Die Zielwerte sind aber letztlich in einem politischen Kompromiss festgelegt worden. Der Beitrag Erneuerbarer Energien ist dabei weitgehend nicht berücksichtigt worden.

Auch der NAP II enthält keine expliziten Aussagen zur Berücksichtigung des EEG. Soweit das Mengengerüst auf demselben Ansatz wie im NAP I beruht, muss auch hierzu festgestellt werden, dass der EEG-Effekt weitgehend vernachlässigt wird.

Die Höhe des EEG-Effektes hinsichtlich der zweiten Handelsperiode im Vergleich zur neuen Basisperiode hängt von dem zu erwartenden Zuwachs der EEG-Mengen und ihrer CO<sub>2</sub>-Bewertung ab. In Tabelle 4-3 sind hierzu die Entwicklungen der gesamten

Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien gemäß BMU und der EEG-Mengen gemäß VDN dargestellt. Es fällt auf, dass die erwartete Zunahme des gesamten EE-Stroms nach BMU deutlich geringer ist als die erwartete EEG-Menge nach VDN. Eine weitere Unsicherheit ergibt sich bei der Bewertung der eingesparten CO<sub>2</sub>-Emissionen. Hier wird in der Tabelle eine Bandbreite von 0,55 bis 0,9 kg/kWh berücksichtigt. Daraus ergibt sich insgesamt ein EEG Effekt von 21 bis 45 Mio. t/a. Ein solcher EEG-Effekt in der Größenordnung von 30 Mio. t pro Jahr entspricht ca. 6 % der gesamten jährlichen Zuteilungsmenge oder rund 10 % der jährlichen Zuteilungsmenge des Elektrizitätsbereichs.

**Tabelle 4-3: EEG-Effekt 2010 im Vergleich zu 2000-2005**

	EE-Strom (BMU 2006)	EEG-Strom (VDN 2006)
	TWh/a	TWh/a
2000	38,6	13,9
2001	39,0	18,1
2002	45,8	25,0
2003	47,6	28,5
2004	56,4	38,5
2005	62,0	45,9
2000-05	48,2	28,3
2010	86,0	78,6
Zuwachs	37,8	50,3
kg/kWh	Mt CO <sub>2</sub> /a	Mt CO <sub>2</sub> /a
0,55	20,8	27,7
0,9	34,0	45,3

Unabhängig davon, zu welchen Teilen der EEG-Effekt auf den Handels- und den Nichthandelsbereich aufgeteilt wird, sollte dieser Effekt explizit in den NAPs antizipiert werden. Dadurch würde die Transparenz und Konsistenz der Allokationsplanung verbessert, selbst wenn Prognosefehler dabei nicht auszuschließen sind.

Darüber hinaus muss der künftige Ausbau Erneuerbarer Energien – nicht nur im Strombereich, sondern auch in den Bereichen Wärme und Kraftstoffe - berücksichtigt werden, wenn die Emissionsbudgets für künftige Perioden (Post-Kyoto) verbindlich festgelegt werden. In dieser Perspektive ist es offensichtlich, dass die Förderung Erneuerbarer Energien auch im Zusammenspiel mit dem Emissionshandel wirksam zur Verminderung von Treibhausgasen beitragen kann.

#### **4.1.10 Fazit**

Mit dem europäischen Emissionshandel ist ein neues Instrument in die Umweltpolitik eingeführt worden, das vor allem aufgrund der hierfür erforderlichen Budgetierung von Emissionen eine zentrale Stellung im Klimaschutz einnimmt. Durch den Emissionshan-

del werden auch die Voraussetzungen zur stärkeren Nutzung Erneuerbarer Energien tendenziell verbessert. Er kann eine spezielle Förderung Erneuerbarer Energien, die im Übrigen nicht nur aus Klimaschutzgründen für eine nachhaltige Entwicklung erforderlich ist, allerdings nicht ersetzen.

Beim Zusammenspiel von Emissionshandel und einer Förderpolitik zu Gunsten Erneuerbarer Energien sind vielfältige Wechselwirkungen zu berücksichtigen, die Abstimmungen zwischen den Instrumenten erforderlich machen können. Solche Wechselwirkungen können den Markt für Erneuerbare Energien, den Markt für Emissionszertifikate und den Strommarkt betreffen. Von besonderer Bedeutung sind dabei zwei Hauptimpulse, nämlich Strompreiserhöhungen als Folge des Emissionshandels und CO<sub>2</sub>-Preissenkungen als Folge der Förderpolitik.

Erhöhungen der Großhandelspreise für Strom wirken sich in den Grundtypen der Förderpolitik unterschiedlich aus. Bei einer Mindestvergütung bleibt der Ausbau Erneuerbarer Energien hiervon weitgehend unberührt, bis wirtschaftliche Technologien aus der Förderung herauswachsen; bei steigenden Strompreisen sinkt zugleich die von den Stromverbrauchern zu zahlende Umlage. Bei einem Bonusmodell erhöht sich mit steigenden Strompreisen die Gesamtvergütung; dieser Effekt müsste bei einer Neufestsetzung der Bonushöhe berücksichtigt werden. Im Quotenmodell wird die Strompreiserhöhung durch eine Senkung des Preises für grüne Zertifikate kompensiert; außerdem vermindert sich bei vorgegebener (relativer) Quote der absolute Beitrag Erneuerbarer Energien. Von solchen Einflüssen abgesehen, beeinflusst die Einführung des Emissionshandels die Wahl des Förderinstrumentes nicht. Mengenorientierte Instrumente wie Quoten weisen keine stärkere Kompatibilität mit dem Emissionshandel auf als preisorientierte Instrumente.

Die wesentliche Wechselwirkung zwischen Emissionshandel und Förderpolitik ergibt sich daraus, dass die geförderte Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien die Nachfrage von Kraftwerksbetreibern nach Emissionszertifikaten vermindert. Sofern nicht in gleichem Maße die Gesamtzuteilung an Emissionsrechten vermindert wird, führt dies zu sinkenden CO<sub>2</sub>-Preisen und zu einer Verlagerung von CO<sub>2</sub>-Emissionen in andere Handelsbereiche oder andere europäische Länder. Die Wirksamkeit des kombinierten Einsatzes von Emissionshandel und Förderpolitik kann dadurch im Hinblick auf die Verminderung von CO<sub>2</sub>-Emissionen in Europa erheblich beeinträchtigt werden.

Durch die Nutzung der flexiblen Instrumente kann dieser Konflikt unter Umständen vermindert werden. Dabei wirken staatliche Käufe von Gutschriften aus CDM- bzw. JI-Projekten anders als die Nutzung von Gutschriften durch Anlagenbetreiber, die dem europäischen Emissionshandelssystem unterliegen. Während sich im ersten Fall das

Emissionsbudget in der Allokationsplanung erhöht, entsteht im zweiten Fall quasi ein zusätzliches Angebot an Emissionsrechten. In einem solchen geöffneten Handelssystem führt eine geförderte Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien auch bei unverändertem Cap zumindest teilweise zu zusätzlichen Emissionsminderungen in Europa, denen allerdings Mehremissionen z.B. in Entwicklungsländern gegenüberstehen.

Angesichts dieser Interaktionseffekte kommt es nicht darauf an, die mangelnde Wirksamkeit dem Emissionshandel oder der Förderpolitik zuzurechnen, sondern darauf, den Konflikt durch eine Abstimmung der Instrumente zu lösen. Der Schlüssel hierzu liegt in der Nationalen Allokationsplanung, die ohnehin mit der gesamten Klimaschutzstrategie in Einklang stehen muss.

Sowohl in Deutschland als auch in den anderen Mitgliedstaaten ist sicherzustellen, dass die geförderte Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien bei der Festlegung der gesamten Zuteilungsmenge an Emissionsberechtigungen angemessen berücksichtigt wird. Im Sinne der Transparenz und Konsistenz der Allokationsplanung sollte dies – auch nach Ansicht der Europäischen Kommission - explizit ausgewiesen werden. Bisher wird der Beitrag Erneuerbarer Energien bei der Erstellung der Allokationspläne noch zu sehr vernachlässigt.

Die durch die verstärkte Nutzung Erneuerbarer Energien zu erwartende CO<sub>2</sub>-Verminderung kann bei vorgegebenem Emissionsbudget in der Allokationsplanung grundsätzlich sowohl den Handelsbereich als auch den Nichthandelsbereich entlasten. Unter dem Kriterium der gesamtwirtschaftlichen Effizienz ist eine Aufteilung gemäß den Grenzvermeidungskosten dieser Bereiche optimal. Dem entspricht eine Anpassung der Zuteilungsmenge um einen Teil der durch die Förderpolitik bewirkten CO<sub>2</sub>-Verminderung. In der Allokationsplanung kann darüber hinaus aber ein Abwägen zwischen Effizienz- und Verteilungsaspekten erfolgen. Dies könnte tendenziell eher für eine stärkere Anpassung des Cap zu Lasten des Handelsbereichs sprechen.

Längerfristig ist für den Erfolg der Klimapolitik entscheidend, welche Emissionsbudgets für künftige Perioden (Post-Kyoto) verbindlich festgelegt werden. Dabei ist von besonderer Bedeutung, welchen Beitrag Erneuerbarer Energien – nicht nur im Strombereich, sondern auch in den Bereichen Wärme und Kraftstoffe – hierzu leisten können. In dieser Perspektive ist es offensichtlich, dass die Förderung Erneuerbarer Energien auch im Zusammenspiel mit dem Emissionshandel wirksam zur Verminderung von Treibhausgasen beitragen kann.

## 4.2 Zusammenwirken der Förderung mit der Ökologischen Steuerreform

Die ökologische Steuerreform ist 1999 eingeleitet worden, um durch eine steuerliche Verteuerung des Faktors Energie Anreize zum Energiesparen zu setzen und gleichzeitig den Faktor Arbeit zu entlasten, indem das erzielte Steueraufkommen im Wesentlichen für eine Senkung der Lohnnebenkosten verwendet wird. Da die ökologische Steuerreform (nachfolgend: Ökosteuer) somit auf den Energieverbrauch zielt, kann es zu Wechselwirkungen zwischen der Ökosteuer und der Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien durch das EEG kommen.

Beginnend mit einer kurzen Beschreibung der Ökosteuer werden im Folgenden die Ziele der Ökosteuer und die Überlappungen und Wechselwirkungen beider Instrumente untersucht und danach gefragt, unter welchen Bedingungen sich das allgemeine Klimaschutz- und wirtschaftspolitische Instrument der Ökosteuer und eine spezielle Förderung Erneuerbarer Energien in ihren Wirkungen beeinträchtigen oder verstärken können. Abschließend wird diskutiert, welche Abstimmungen zwischen diesen Instrumenten erforderlich sind.

### 4.2.1 Entwicklung und aktueller Stand der ökologischen Steuerreform

Am 1. April 1999 trat mit dem *Gesetz zum Einstieg in die ökologische Steuerreform* vom 24. März 1999 die erste Stufe der Ökologischen Steuerreform in Kraft. Mit diesem Gesetz wurde eine Steuer auf den Endenergieverbrauch von Kraft- und Heizstoffen sowie Strom – zusätzlich zu der bereits vorhandenen Mineralölsteuer – eingeführt.<sup>49</sup> In vier weiteren Stufen wurden die Mineralölsteuersätze auf Kraftstoffe<sup>50</sup> sowie der Stromsteuersatz jeweils zum 1. Januar in den Jahren 2000 bis 2003 erhöht. Aktuell gelten die Bestimmungen des seit dem 1. Januar 2003 in Kraft getretenen „*Gesetz zur Fortentwicklung der ökologischen Steuerreform vom 23. Dezember 2002*“.

Hinsichtlich möglicher Wechselwirkungen mit dem EEG sind jedoch nicht die Preisänderungen bei den Kraftstoffen von Interesse, sondern die Stromsteuer, deren Regelsätze von anfänglich 1,02 ct/kWh auf 2,05 ct/kWh erhöht wurden. Besteuert wird der Stromverbrauch einschließlich der Anteile, die auf Basis Erneuerbarer Energien erzeugt worden sind. Von der Stromsteuer befreit wird Strom aus Erneuerbaren Energieträgern nur

---

<sup>49</sup> Um eine Doppelbesteuerung zu vermeiden, erhalten die Stromproduzenten einen Abschlag auf die Ökosteuern, die in den Preisen der von ihnen eingesetzten Energieträgern enthalten sind. Im Gegensatz dazu wird die klassische Mineralölsteuer, die ursprünglich einmal dazu dienen sollte, die Verdrängung von Steinkohle zu bremsen, auch bei Einsatz in Kraftwerken erhoben.

<sup>50</sup> Pro Tonne CO<sub>2</sub>-Emissionen, die mit dem Einsatz der jeweiligen Energieträger verbunden ist, führte die Ökologische Steuerreform in 2003 zu einer Belastung des Benzins um 281 Euro, von Diesel um 178 Euro, Erdgas, leichtes und schweres Heizöl bei Einsatz zur Wärmeerzeugung von 27, 23 bzw. 8 Euro.

dann, wenn er vom Erzeuger selbst verbraucht wird oder aus einem ausschließlich regenerativ gespeisten Netz entnommen wird. Als Kompensation wird ein Teil des Steueraufkommens für das Förderprogramm zur Nutzung Erneuerbarer Energien (Marktanzreizprogramm, MAP) verwendet, das vorrangig Anwendungen im Wärmebereich zugute kommt.

Die seit der letzten Fortentwicklung neu erlassenen Richtlinien des Rates und des Europäischen Parlamentes zur Besteuerung von Energieerzeugnissen (Richtlinie 2003/96/EG) und zur Förderung von Biokraftstoffen und anderen erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehrssektor (Richtlinie 2003/30/EG) erfordern eine Anpassung der entsprechenden deutschen Gesetze. Daher hat die Bundesregierung einen Gesetzesentwurf zur Neuregelung der Besteuerung von Energieerzeugnissen und zur Änderung des Stromsteuergesetzes vorgelegt, der diese Vorgaben umsetzt (Bundesregierung 2006). Diese Änderungen betreffen überwiegend die Ausnahmetatbestände der Ökosteuer, während die Sätze der Ökosteuer in den meisten Fällen unverändert bleiben. Da nach der EU-Energiesteuerrichtlinie Steuerermäßigungen für elektrischen Strom sowie für den Energieeinsatz für Heizzwecke und ortsfeste Motoren bzw. Baumaschinen von 2007 an nicht mehr pauschal für Branchen, sondern nur noch für „energieintensive Betriebe“ möglich ist, werden bestimmte Prozesse und Verfahren benannt, für die Steuerermäßigungen beantragt werden können. Vorgesehen ist eine individuelle Veranlagung der Begünstigungsvoraussetzungen (Energiekosten machen mindestens 3 % des Produktionswertes aus oder die Energiesteuerbelastungen mindestens 0,5 % des Mehrwertes) (Bach 2005). Außerdem wird die Besteuerung von Energieerzeugnissen, die zur Stromerzeugung eingesetzt werden, verändert. In § 56 des Gesetzesentwurfes wird entsprechend den Vorgaben in § 14 Abs. 1 Buchstabe a der Energiesteuerrichtlinie der Einsatz von Kohle, Öl oder Erdgas zur Stromerzeugung in Kraftwerken und Heizkraftwerken mit einer Leistung von mehr als 2 MW sowie für KWK-Anlagen mit einer geringeren Leistung, sofern ihr Jahresnutzungsgrad mindestens 70 % beträgt, nicht besteuert. Das hat vor allem zur Folge, dass die Besteuerung des Erdgases bei Einsatz in Großanlagen künftig entfällt (nicht nur für neugebaute Anlagen mit einem Wirkungsgrad von 57,5 %) und Erdgas damit in der Stromerzeugung tendenziell wettbewerbsfähiger gegenüber anderen Energieträgern – auch gegenüber Erneuerbaren – wird. Stromerzeugungsanlagen mit einer Leistung bis 2 MW unterliegen der inputseitigen Besteuerung – sofern nicht eine besonders große Umweltverträglichkeit bzw. Effizienz nachgewiesen wird -, dafür werden sie von der Stromsteuer (2,05 ct/kWh) befreit. Darüber hinaus wird eine Steuer auf Kohlen für Heizzwecke eingeführt.



#### 4.2.2 Ziele, Geltungsbereiche und Wechselwirkungen

„Ziel der Bundesregierung ist es, durch die Ökologische Steuerreform (ÖSR) zum Energiesparen und zur rationellen Energieverwendung anzuregen sowie *Erneuerbare Energien* zu fördern. Diese Säulen der Energiewende sind – neben dem Atomausstieg – entscheidend für den Klimaschutz und schaffen Arbeitsplätze.“ (BMU 2004d, eigene Hervorhebung). Das umweltpolitische Ziel der Ökosteuer ist daher umfassender als das hauptsächliche Ziel des EEG, die Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energien wird ergänzt um die Ziele der rationellen Energieversorgung sowie des Energiesparens. Allerdings sind die Ziele der Ökosteuer nach dem in Kapitel 1 vorgestellten erweiterten Kriterienkatalog als wenig operationalisierbar einzustufen, denn es werden keine Zielgrößen explizit benannt.

Zwar setzen die Regelsätze der Ökosteuer am Energieverbrauch an, sind jedoch nach der Preiselastizität der Nachfrage differenziert und nicht - wie im Vorfeld der ökologischen Steuerreform gefordert - nach den klimaschädigenden CO<sub>2</sub>-Emissionen der belasteten Energieträger. Ganz konkret bedeutet dies, dass Kraftstoffe deutlich stärker belastet werden als Heizstoffe, denn die Kraftstoffnachfrage reagiert oftmals preisunelastisch (beispielsweise im Bereich der privaten Nachfrage im Pendlerverkehr). Für gewerbliche Abnehmer aus dem Produzierenden Gewerbe und der Landwirtschaft gelten reduzierte Sätze und Kohle wurde ursprünglich nicht einbezogen. Vor allem wird Strom auch steuerlich belastet, wenn er auf Basis von Erneuerbaren Energien erzeugt worden ist. Die starken Diskrepanzen in den Regelsätzen machen deutlich, dass die Ökologische Steuerreform stark von fiskalischen Zielsetzungen geprägt und nicht vorrangig darauf ausgerichtet ist, ökonomisch effizient zur Reduktion von CO<sub>2</sub>-Emissionen beizutragen.

Wie eingangs dargelegt soll die Ökosteuer nicht nur energie- und umweltpolitischen Zielen dienen, sondern auch einen Beitrag zur Verbesserung der Rahmenbedingungen für den Arbeitsmarkt und zur Sicherung der Vollbeschäftigung leisten. Man erhofft sich die in der Literatur im Vorfeld der ökologischen Steuerreform lange diskutierte Mehrfachdividende (vgl. Carraro et al. 1996), d. h. die Umwelt wird entlastet (1. Dividende) und verzerrende Abgaben werden reduziert, was zu einem Wohlfahrtsgewinn führt (2. Dividende) und es kommt zu entlastenden Wirkungen am Arbeitsmarkt (3. Dividende). Die Ökosteuer verfolgt, ebenso wie das EEG, bzw. die Förderung Erneuerbarer Energien somit auch allgemeine wirtschaftspolitische Ziele. Das EEG setzt jedoch auf explizite und operationalisierbare Ziele. Während die Ökosteuer den Beschäftigungsimpuls durch die Senkung der Lohnnebenkosten ausübt, wirkt das EEG als direkte Technologieförderung, indem es die Nachfrage nach Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien verstärkt.

Die Ökosteuer belastet zunächst alle Wirtschaftsakteure, die Kraftstoffe und Strom verbrauchen. Überschneidungen mit vom EEG betroffenen Akteuren gibt es im Bereich der Stromverbraucher. Der Schwerpunkt der Belastungen durch die Ökosteuer liegt jedoch nach Energieträgern bei Mineralöl, Erdgas und Strom, nach Verbrauchssektoren schwerpunktmäßig in den Endverbrauchsbereichen Verkehr, Haushalte und im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen. Die bisher gültige Besteuerung von Erdgas, das zur Stromerzeugung eingesetzt wird, entfällt mit der Umsetzung der Energiesteuerrichtlinie der EU in nationales Recht für Anlagen mit einer Leistung von mehr als 2 MW, bei kleineren KWK-Anlagen setzt die Steuerbefreiung den Nachweis eines Jahresnutzungsgrades von mindestens 70 % voraus.

In einer aktuellen Studie des DIW (Bach 2005) werden Modellrechnungen zu den unmittelbaren Be- und Entlastungswirkungen der ökologischen Steuerreform nach Produktionsbereichen durchgeführt. Danach spülte die ökologische Steuerreform mit €18,7 Mrd. oder 0,9 % des BIP (2003) ein beträchtliches Steueraufkommen in die Kassen des Bundesfinanzministers. Dieses wird zur Stabilisierung der Rentenversicherungsbeiträge (€16,1 Mrd.) und zur Haushaltskonsolidierung verwendet. Fiskalisch war die Reform somit ein Erfolg.

Im Produzierenden Gewerbe dürften die Wirkungen eher geringer ausgefallen sein als im Verkehr, da durch Steuervergünstigungen bzw. Erstattung von Sozialbeiträgen weitgehende Belastungsminderungen für energieintensive Produktionsbereiche bewirkt werden. Die Nettobelastung (Quotient aus dem Saldo aus Steueraufkommen und Entlastung der Sozialbeiträge und dem Bruttoproduktionswert) reichte im Jahr 2003 in diesen Bereichen von 0,02 % in der „Chemie“ bis 0,07 % im „Glasgewerbe, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden“. Das lag zwar über dem Durchschnitt des Verarbeitenden Gewerbes (-0,02 %), aber kaum so hoch, dass dadurch zusätzliche Gefahren für die Wettbewerbsfähigkeit dieser Branchen entstehen könnten. Unter umweltpolitischen Gesichtspunkten ist besonders nachteilig, dass für Großverbraucher die Grenzbelastungen beim Kauf von Energie und somit die Anreize zum Energiesparen erheblich reduziert worden sind.<sup>51</sup>

---

<sup>51</sup> Die Reform der Steuervergünstigungen 2003 hat zwar auf dem Papier die Grenzbelastungen von 20 % auf 60 % der Steuererhöhung im Rahmen der allgemeinen Steuerermäßigung und von 0 auf 3 % beim Spitzenausgleich (5 % Selbstbehalt \* Ermäßigung 60 %) erhöht. Diese zusätzlichen Anreizwirkungen werden aber weitgehend konterkariert durch die massive Ausweitung des Anspruchs auf den Spitzenausgleich, so dass sie letztlich nur für Unternehmen mit niedriger und hoher Energieintensität durchschlägt.

Die sehr energieintensiven Produktionsbereiche im Bergbau und in der Grundstoffindustrie werden an der Grenze nur geringfügig höher belastet (3 % der Steuererhöhung). Da in diesen Bereichen eher langfristige Investitionszyklen vorherrschen und bereits viele Energieeinsparpotentiale ausgeschöpft wurden, ist hier nicht mit nennenswerten Wirkungen zu rechnen. Sieht man die Energiesparpotentiale der Industrie vor allem bei Unternehmen mit mittlerer und höherer Energieintensität, so dürften die erhöhten Grenzbelastungen vor allem bei der Stromsteuer weitgehend durch die Ausnutzung des Spitzenausgleichs kompensiert werden.

Die Ökosteuer führt durch die Verteuerung von fossilen Heiz- und Kraftstoffen zu einer Verbesserung der Wettbewerbsposition Erneuerbarer Energien bei der Bereitstellung von Wärme für Heizzwecke und zur Warmwasserbereitung sowie von Kraftstoffen für den Transportsektor. Einen entsprechenden Vorteil für Erneuerbare Energien, die zur Stromerzeugung eingesetzt werden, bewirkt die Ökosteuer nicht, da in diesem Sektor der Einsatz von Mineralöl von geringer Bedeutung ist und Erdgas, entsprechend den EU-Richtlinien in Zukunft von einer Besteuerung freigestellt wird. Außerdem belastet die Stromsteuer auch Erneuerbare Energien.

Insgesamt sind Ökosteuer und EEG als überwiegend komplementäre Instrumente zu betrachten, ihr gleichzeitiger Einsatz erscheint unter Umweltschutzgesichtspunkten trotz überlappender Wirkungsbereiche durchaus sinnvoll. Unter wirtschaftspolitischen Gesichtspunkten kann allerdings die Summe der Verteuerungseffekte aus dem Emissionshandel, dem EEG, der Ökosteuer und dem KWKG-Gesetz problematisch werden. Besonders unter Verteilungsgesichtspunkten verstärken die beiden Instrumente ihre potenziell negativen Verteilungseffekte gegenseitig.

Hinsichtlich der Wirkungen auf dem Arbeitsmarkt scheinen sich die Instrumente ebenfalls zu ergänzen. Die Anlagenhersteller im Bereich Erneuerbarer Energien profitieren ebenso wie alle anderen Unternehmen von der zusätzlichen Senkung der Lohnnebenkosten, so dass sich die Wirkungen hier eher verstärken dürften.

Kontraproduktive Wechselwirkungen scheinen zunächst von der Besteuerung von Strom aus Erneuerbaren Energien im Rahmen der Ökosteuer auszugehen. Solange jedoch die Einspeisevergütungen sich an den Kosten der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien orientieren und weiterhin Anschlusszwang besteht, wirkt die Stromsteuer sich nicht auf die Zielerreichung des EEG aus, so lange die Differenz zwischen den Vergütungssätzen nach EEG und den erzielbaren Markterlösen größer ist als die Stromsteuer. Das ist bei einer durchschnittlichen Vergütung von 9,5 ct/kWh (abzüglich vermiedener Netznutzungskosten) und Differenzen zum EEX-Spotpreis Base von

4,6 ct/kWh in 2005 noch eindeutig der Fall (Diekmann 2006). Da das Stromsteuergesetz am Verbrauch im Inland ansetzt, nicht bei der Erzeugung, würde eine Steuerbefreiung dazu führen, dass die Stromversorger Erneuerbaren Strom billiger verkaufen könnten oder bei gleichem Preis einen noch höheren Gewinn erreichen können. Würde die durch die Steuerbefreiung bewirkte Kostenentlastung tatsächlich an die Verbraucher weitergegeben, so würde das bei preiselastischem Stromverbrauch zu einer Steigerung der Stromnachfrage führen, die Kostensituation und die Vergütungen der Stromerzeuger auf Basis Erneuerbarer Energien und damit ihr Absatz ändern sich dadurch zunächst nicht.

Neben dem über das EEG-Gesetz geförderten Strom gibt es weitere regenerativ erzeugte Strommengen, die über den privaten Ökostromhandel vermarktet werden, wobei die Abnehmer voll (sogenanntes Durchleitungsmodell) oder teilweise (beim Spendenmodell) die Mehrkosten tragen. Vor allem Durchleitungsmodelle könnten zwar von einer Steuerbefreiung profitieren, bei Existenz des EEG, das die Umlage der Mehrkosten auf (mehr oder weniger) alle Stromverbraucher ermöglicht, wird mit ihnen allerdings weiter nur ein Nischenmarkt (Meyer, Kunz 2002) bedient werden können. Insofern wären die Wirkungen auch unter Beachtung dieses Marktes gering.

### **4.2.3 Anpassungsbedarf**

Nach der Energiesteuerrichtlinie der EU in § 15 besteht die Möglichkeit, elektrischen Strom, der aus Erneuerbaren Energien sowie in umweltverträglichen bzw. hocheffizienten KWK-Anlagen gewonnen wird, von der Stromsteuer zu befreien bzw. den entsprechenden Satz zu reduzieren und somit die oben skizzierten Wechselwirkungen aufzuheben. Von dieser Möglichkeit hat die Bundesregierung in ihrem Gesetzesentwurf allerdings keinen Gebrauch gemacht. Das wird vor allem damit begründet, dass es derzeit aus rechtlichen und administrativen Gründen insbesondere bei importiertem Strom nicht möglich ist, die Stromherkunft verlässlich festzustellen (Bundesregierung 2005). Außerdem wird seit 1999 das Marktanreizprogramm Erneuerbare Energien (MAP), das seit 1994 existiert, maßgeblich durch Mittel aus der Stromsteuer für Erneuerbare Energien finanziert. Mit diesem Programm werden überwiegend wärmebereitstellende Anlagen – allein auf Solarkollektoren entfallen aktuell etwa 90 % der Mittel - mit Hilfe von Investitionszuschüssen, größere Anlagen auch durch zinsgünstige Darlehen und Teilschulderlasse gefördert (Bundesregierung 2004). Auch in der großen Koalition besteht Einigung darüber, dass die Einnahmen aus der Stromsteuer auf mit Erneuerbaren Energien erzeugten Strom in diese Programme fließen sollen. Das für MAP zur Verfügung stehende Finanzvolumen soll von 2004 bis 2006 von 200 auf 230 Mill. Euro erhöht werden (Wolf 2004). Die Abschaffung der Stromsteuer würde die Finanzierung dieses Programms gefährden.

Grundsätzlich wäre eine Befreiung Erneuerbarer Energien von der Stromsteuer als Instrument zu einer verursachergerechten Steuerstruktur und zur Schaffung angemessener Wettbewerbsvorteile vertretbar, auch wenn der Einsatz von Erneuerbaren Energien in der Regel nicht völlig ohne negative externe Kosten erfolgen kann. Allerdings lässt sich eine Befreiung der Erneuerbaren Energien langfristig als Konflikt zwischen den umwelt- und energiepolitischen und den wirtschaftspolitischen Zielen der Ökosteuern sehen (Grahl 2001).

Ein stärkerer Anpassungsbedarf könnte sich ergeben, wenn das EEG von Festpreisvergütungen etwa auf ein Bonus-System umgestellt werden würde, und die Erzeuger von Erneuerbarem Strom für die Vermarktung ihres Produktes selbst verantwortlich werden. In einem solchen System würde die Wettbewerbsfähigkeit der Anbieter von regenerativ erzeugtem Strom bei fixen Boni verbessert. Werden die Boni – wie zu erwarten – bei vorgegebenem Ausbauziel an die verringerten Kostennachteile reduziert, dann entsteht allerdings nur ein temporärer Vorteil.

Letztlich wird eine Steuerbefreiung auf regenerativ erzeugten Strom im Rahmen des derzeitigen EEG-Systems oder bei seiner Modifizierung durch ein Bonussystem eine substantielle Wirkung erst entfalten, wenn die Kostennachteile der Erneuerbaren Energien auf ein Niveau gesunken sind, dass sie bei Verzicht auf die Stromsteuer wettbewerbsfähig werden. Eine Befreiung des regenerativ erzeugten Stromes könnte also dazu beitragen, dass früher als ohne eine solche Maßnahmen auf die Festlegung von Mindestvergütungssätzen oder Boni verzichtet werden kann.

#### **4.2.4 Fazit**

Das Ziel der Ökosteuern besteht darin, durch eine steuerliche Verteuerung von Kraft- und Heizstoffen sowie Strom die externen Kosten des Energieverbrauchs in den Energiepreisen besser zum Ausdruck zu bringen und dadurch Anreize zum Energiesparen zu setzen. Der Schwerpunkt der Belastungen liegt nach Energieträgern bei Mineralöl, Erdgas und Strom, nach Verbrauchssektoren schwerpunktmäßig in den Endverbrauchsbereichen Verkehr, Haushalte und im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen.

Die Ökosteuern führen durch die Verteuerung von fossilen Heiz- und Kraftstoffen zu einer Verbesserung der Wettbewerbsposition Erneuerbarer Energien bei der Bereitstellung von Wärme für Heizzwecke und zur Warmwasserbereitung sowie von Kraftstoffen für den Transportsektor. Einen entsprechenden Vorteil für Erneuerbare Energien, die zur Stromerzeugung eingesetzt werden, bewirkt die Ökosteuern nicht. Unter wirtschaftspolitischen Gesichtspunkten kann allerdings die Summe der Verteuerungseffekte aus diesen Gesetzen problematisch werden. Durch die Befreiung Erneuerbarer Energien von der

Stromsteuer könnten diese Verteuerungseffekte etwas gemildert und gleichzeitig Wettbewerbsvorteile für Erneuerbare Energien geschaffen werden. Allerdings würde eine solche Maßnahme unter der Ägide des aktuellen EEG-Gesetzes mit seinen unabhängig von aktuellen Marktpreisen an Kosten orientierten Vergütungen keine nennenswerten Impulse auslösen, so lange die Differenz zwischen den Vergütungssätzen nach EEG und den erzielbaren Markterlösen größer ist als die Stromsteuer.

### **4.3 Wechselwirkung der Förderung mit dem Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG)**

Das Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärmekopplung hat auf den ersten Blick wenig direkte Wechselwirkungen mit dem EEG, da die möglichen Überschneidungen im Gesetz bereits berücksichtigt sind. Anlagen, die nach dem EEG gefördert werden, unterliegen explizit nicht dem Gesetz. Allerdings lassen sich indirekte Wechselwirkungen feststellen, die eine kurze Analyse an dieser Stelle notwendig machen.

#### **4.3.1 Das Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der KWK**

Das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG) vom 1. April 2002 dient der Förderung von in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugtem Strom, der in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist wird. Das KWK ersetzt das am 18. Mai 2000 in Kraft getretene Gesetz zum Schutz der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK-Vorschaltgesetz), dessen Ziel es vor allem war, die Kraft-Wärme-Kopplung wegen ihres Beitrags zur CO<sub>2</sub>-Minderung vor den Auswirkungen der Energiemarktliberalisierung unter einen (befristeten) Schutz zu stellen, da sie sich durch die anfänglich der Liberalisierung folgenden Preissenkungen bei Strom und auch beim Gas als nicht mehr wettbewerbsfähig erwies. Das KWK-Vorschaltgesetz löste jedoch wegen einer zu weit gefassten Definition von Kraft-Wärme-Kopplung (gleichzeitige Erzeugung von Strom und Wärme) erhebliche Mitnahmeeffekte aus.

Mit dem KWKG wird die Abnahme und Vergütung von Kraft-Wärme-Kopplungs-Strom (KWK-Strom) geregelt, der auf Basis von festen (Steinkohle, Braunkohle, Abfall und Biomasse), gasförmigen und flüssigen Energieträgern erzeugt und in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist wird. KWK-Strom, der nach dem EEG vergütet wird, fällt nicht in den Geltungsbereich dieses Gesetzes (§2). In der Regel erhalten

KWK-Anlagen, die Strom auf Basis von Biomasse oder von Gas aus Biomasse erzeugen, im Rahmen des EEG eine bessere Vergütungen als durch das KWK-Gesetz.<sup>52</sup>

Das KWKG regelt die Anschluss-, Abnahme- und Vergütungspflicht der Netzbetreiber (§4)<sup>53</sup> und die Vergütung von KWK-Strom. Die Vergütung, die die Netzbetreiber für den ins öffentliche Netz aufgenommenen KWK-Strom bezahlen müssen, besteht aus zwei Komponenten: einer zwischen den Parteien vereinbarte variable Einspeisevergütung und einem gesetzlich vorgeschriebenen Zuschlag. Kommt eine Preisvereinbarung zwischen Netz- und Anlagenbetreiber nicht zustande, so gilt als Einspeisevergütung der „übliche Preis“ zuzüglich der vermiedenen Netznutzungskosten. Als üblicher Preis gilt inzwischen der an der Strombörse EEX erzielte Preis im jeweils vorangegangenen Quartal für Baseload-Strom<sup>54</sup>. Weist der Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber einen Dritten nach, der bereit ist, seinen KWK-Strom zu kaufen, dann ist der Netzbetreiber verpflichtet, den KWK-Strom zu dem von diesem Dritten angebotenen Preis abzunehmen und den Dritten zu den vereinbarten Konditionen zu beliefern.

Um Beeinträchtigungen der Wettbewerbsfähigkeit stromintensiver Industrien zu vermeiden, werden die diesen Unternehmen durch das KWKG (§9) entstehenden Belastungen begrenzt.

Für Letztverbraucher, deren Jahresverbrauch mehr als 100 MWh beträgt, darf sich das Netznutzungsentgelt durch die KWK-Umlage für die über 100 MWh hinausgehenden Mengen auf höchstens 0,05 ct/kWh verteuern, für letztverbrauchende Unternehmen des Produzierenden Gewerbes, deren Stromkosten im vergangenen Kalenderjahr mehr als 4 % des Umsatzes betragen, nur um 0,025 ct/kWh.

---

<sup>52</sup> Nach dem Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien vom 21. Juni 2004 (§8 Abs. 3 und 4) erhalten KWK-Anlagen auf Basis von Biomasse mit einer Leistung bis 20 MW einen Aufschlag von 2 ct auf die jeweiligen Mindestvergütungen je kWh, das entspricht bei 150 kW einer Vergütung von insgesamt 13,5 ct/kWh, bei einer Leistung von bis zu 5 MW von 10,9 ct/kWh. Nach dem KWK-Gesetz erhalten Betreiber von kleinen Anlagen (bis 2 MW) zusätzlich zu einem verhandelten Preis einen Zuschlag von 5,11 ct/kWh. Von Phasen mit Preisspitzen an den Strombörsen abgesehen, dürfte die EEG-Vergütung in der Regel höher ausfallen.

<sup>53</sup> Im Gegensatz zum EEG findet sich im KWKG keine Aussage, wonach die Anlagenbetreiber die Anschlusskosten übernehmen müssen. Nach nahezu einhelliger Rechtsmeinung sind die Aufwendungen für den Netzanschluss dennoch wie beim EEG durch die Anlagenbetreiber zu tragen (ASUE 2002).

<sup>54</sup> Gemäß der am 1. August 2004 in Kraft getretenen Änderung des KWK-Gesetzes wird von der EEX auf Basis des börsentäglich berechneten Phelix-Base, der das arithmetische Mittel der Auktionspreise aller Stunden darstellt, ein Mittelwert für die einzelnen Quartale ermittelt und als KWK-Index veröffentlicht (EEX 2006). Die Strombörse weist diesen Wert als KWK-Index aus. Für das erste Quartal dieses Jahres lag er bei Q1/06: 6,51 ct/kWh, derzeit liegt er bei Q2/06: 3,895 ct/kWh.

### **4.3.2 Ziele und Zielerreichung**

Mit dem Gesetz soll dazu beigetragen werden, dass durch die Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung die Kohlendioxidemissionen in der Bundesrepublik Deutschland ausgehend vom Stand im Jahr 1998 bis 2005 um etwa 10 Millionen Tonnen und bis zum Jahr 2010 um mindestens 20 Millionen Tonnen reduziert werden können. Das KWKG zielt somit direkt auf den Klimaschutz und bezieht seine Begründung aus der Verminderung der externen Effekte der fossilen Stromerzeugung durch die Förderung effizienterer Technologien. Es steht weder mit der Ökosteuer noch mit dem EEG in einem Zielkonflikt.

Von 2003 – dem ersten Jahr, in dem das KWKG-Gesetz von Beginn an galt – bis 2005 sind die bezuschussten KWK-Strommengen von 52 auf 59 TWh gestiegen. Im Jahr 2006 werden sie voraussichtlich 63 TWh betragen, das wäre im Vergleich zum Jahr 2003 ein Anstieg um mehr als 20 %. Dazu hat – entsprechend den Zielen des Gesetzes – vor allem die Stromerzeugung von modernisierten KWK-Anlagen beigetragen. Auch die Stromerzeugung kleiner KWK-Anlagen ist kräftig gestiegen, allerdings ausgehend von einem niedrigen Niveau.

Die durch die Stromverbraucher aufgebrachten Zuschläge haben 2005 mit insgesamt 846 Millionen Euro ihren Höhepunkt erreicht; im laufenden Jahr dürften sie auf 806 Millionen Euro fallen - das entspräche in etwa dem Stand im Jahr 2003. Der durchschnittliche Zuschuss je kWh nahm im Zeitraum von 2003 bis 2005 von 1,5 auf 1,4 ct leicht ab und könnte in 2006 auf 1,3 ct fallen.



**Tabelle 4-4 Förderfähige KWK-Strommengen und Zuschlagszahlungen der Netz- an die Anlagenbetreiber nach Kategorien**

	2002	2003	2004	2005	2006
	GWh				
Alte Bestandsanlagen	10031	15503	16022	14429	14032
Neue Bestandsanlagen	20695	36290	36547	35550	36131
Modernisierte Bestandsanlagen	166	484	1947	8234	12477
Kleine KWK-	15	113	283	432	539
davon < 50 KW <sup>1</sup>	6	58	74	124	114
Brennstoffzellen	0	2	4	6	
Summe	30914	52450	54877	58775	63294
	Mill. Euro				
Alte Bestandsanlagen	153,5	237,2	221,1	199,1	136,1
Neue Bestandsanlagen	316,6	555,2	504,4	490,6	444,4
Modernisierte Bestandsanlagen	2,9	8,4	33,9	139,2	210,9
Kleine KWK-	0,4	2,9	6,8	10,4	12,1
davon < 50 KW <sup>1</sup>	0,3	2,9	3,8	6,3	5,8
Brennstoffzellen	0,0	0,1	0,2	0,3	
Summe	473,7	806,8	770,1	845,9	809,3

<sup>1</sup> Angaben für 2006 einschließlich Brennstoffzellen.

Quelle: Verband der Netzbetreiber VDN e.V

Wie die seit 2003 steigende KWK-Stromerzeugung zeigt, hat das KWKG vor allem zur Modernisierung der bestehenden Kraft-Wärme-Kopplung beigetragen. Auch aufgrund der zuletzt stark gestiegenen Erdgaspreise ist allerdings derzeit ein nennenswerter Ausbau der KWK – abgesehen von den EEG-geförderten Biomassenanlagen – nicht erkennbar. Die angestrebte CO<sub>2</sub>-Minderung um mindestens 20 Mill. t von 1998 bis 2010 dürfte daher kaum erreichbar sein.

### 4.3.3 Wechselwirkungen und Anpassungsbedarf

Im KWKG wird die Förderung von Anlagen ausgeschlossen, die die Vergütungen nach dem EEG in Anspruch nehmen. Die Vergütung für solche KWK-Anlagen wird im EEG geregelt. Insoweit treten keine direkten Wechselwirkungen auf.

Im Rahmen der Ökosteuer wird KWK durch Privilegien begünstigt, die allerdings durch die Anpassung an das EU-Recht künftig eher reduziert werden. Bedeutender sind die Effekte, die der Emissionshandels auf die Sicherung und den Ausbau von KWK-Anlagen haben könnte. Diese werden im Nationalen Allokationsplan bevorzugt mit E-

missionsrechten ausgestattet, und dies könnte nach dem derzeitigen Stand der Überlegungen künftig eher noch verstärkt der Fall sein.

Die indirekten Wechselwirkungen des KWKG mit dem EEG, der Ökosteuer und dem Emissionshandel bestehen zum einen in kumulativen Preissteigerungen für Stromverbraucher, die Strom aus dem öffentlichen Netz beziehen. Somit gelten die gleichen wirtschaftspolitischen Bedenken hinsichtlich der Verteilungswirkungen, wie sie bereits weiter oben aufgeführt wurden. Zum anderen gibt es potenzielle – erwünschte - indirekte Wirkungen im Infrastrukturbereich. Obwohl das KWKG-Gesetz auch Anlagen mit fossilen Brennstoffen und Anlagen im Mischbetrieb fördert, stellt sich die Frage, ob die ausgelösten Strukturen der dezentralen Erzeugung sich nicht auch förderlich auswirken auf eine spätere Umstellung auf erneuerbare Brennstoffe. Anders ausgedrückt könnte bei einem verstärkten Ausbau der KWK und der damit verbundenen Nah- und Fernwärmenetzen ein wichtiger Schritt in Richtung der notwendigen Anpassungen der Infrastruktur an die dezentrale Erzeugung von Wärme aus Erneuerbaren Energien geleistet werden. Pilotprojekte zur Geothermienutzung wie etwa in Rülzheim (Rheinland-Pfalz) setzen gerade auf diesen Effekt und bauen Nah- und Fernwärmenetze für eine zukünftige Nutzung von Geothermie aktuell aus, die übergangsweise mit gasbetriebenen BHKW gespeist werden (vgl. Frey 2006).

Die derzeitige Höhe des Bonus im KWKG-Gesetz scheint jedoch wenig geeignet eine starke Anreizwirkung in diesem Bereich zu entfalten. Letztlich lässt sich der schleppende Ausbau von Strukturen im Wärmebereich mit dieser Förderung nicht erheblich beschleunigen.

Zu einem Konflikt zwischen der Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung und dem EEG kann es dann kommen, wenn eine vorrangige Einspeisung aus Erneuerbaren Energien Strom aus KWK verdrängt. So sah sich z.B. die envia Verteilnetz GmbH als Folge von Windstromeinspeisungen nicht mehr in der Lage, KWK-Strom der BASF vollständig abzunehmen. Mögliche Konflikte zwischen KWK und Erneuerbaren Energien sind im Übrigen auch bei einer Neuregelung der Förderung von Wärme aus Erneuerbaren Energien zu beachten.

#### **4.4 Wechselwirkung mit anderen Förderprogrammen**

Neben dem hauptsächlichen Förderinstrument EEG besteht das Regulierungsmuster zur Förderung Erneuerbarer Energien aus einer Reihe von monetären Anreiz- und Förderprogrammen auf Bundes- und Länderebene (Tabelle 4-5). Bei diesen Programmen werden neben dem umweltpolitischen Ziel des Ausbaus Erneuerbarer Energien verschiede-

ne technologiespezifische, regionale, sektorale und wirtschaftspolitische Ziele mitverfolgt.

**Tabelle 4-5: Förderung der Nutzung Erneuerbarer Energien nach Bundesländern im Jahr 2003**

In Mio. EUR	Wind	Wasser	Solarthermie	Fotovoltaik	Biomasse	Wärmepumpen	Geothermie	Beratung und Schulung	F&E	Sonst. Förderung	Euro pro Einwohner
Baden-Württemberg			1,560	0,160	5,560				11,760	0,300	1,8046
Bayern	0,050	1,530	1,890	1,070	17,900	4,760	0,610	0,660	7,410		2,8833
Berlin			1,702	0,419	0,011	0,045	0,130	0,167	0,222	0,056	0,8123
Brandenburg	1,060	0,100	0,011	0,013	0,340	0,190		0,306			0,7866
Bremen	0,600								0,900		2,2624
Hamburg			0,658					0,200			0,4945
Hessen			0,250	0,500	2,060					1,970	0,7839
Mecklenburg-Vorpommern		0,009	0,042	2,640	1,200	0,190				1,68	3,3494
Niedersachsen											0,8749
Nordrhein-Westfalen		0,120	3,240	18,300	1,700	3,320	1,070	3,990	2,300	16,390	2,7552
Rheinland-Pfalz		0,016	0,488	2,386	0,945	0,454		0,376	0,044	0,485	1,2790
Saarland								0,130	0,410	0,610	1,0890
Sachsen	0,655	0,400	1,052	0,410	3,276					1,080	1,5999
Sachsen-Anhalt				0,010	0,360					0,140	0,2045
Schleswig-Holstein					2,400			0,050			0,8660
Thüringen		0,030	1,270	2,010	1,970			0,290			2,3652
Alle Bundesländer	2,365	2,199	9,247	37,918	37,662	8,959	1,81	5,923	23,046	22,711	1,8405

Quelle: BINE nach ZSW 2003

Insgesamt haben die Bundesländer 2003 knapp 150 Mio. € zur Förderung Erneuerbarer Energien ausgegeben, wobei die höchsten Fördersummen über alle Bundesländer hinweg auf die Photovoltaik und die Förderung der Biomasseanwendungen entfiel. Die Ausgaben je Einwohner sind in Mecklenburg-Vorpommern am höchsten, gefolgt von Bayern und Nordrhein-Westfalen. Die nachfolgende kurze Analyse dieser Förderpro-

gramme zeigt, welche wirtschafts- und technologiepolitischen Ziele bei den verschiedenen Förderprogrammen mitverfolgt werden und wie dieses Programme die Zielerreichung des EEG unterstützen.

#### **4.4.1 Markteinführungsprogramme und ihre Ziele und Akteure**

Als Markteinführungsprogramm für die solare Stromerzeugung wurde das Mitte 2003 nach Zielerreichung ausgelaufene 100.000 Dächer Programm eingesetzt. Das Programm sah zinsverbilligte Darlehen als Investitionsbeihilfen vor. Nach einer eher schleppenden Anlaufphase wurde es mit dem Inkrafttreten des EEG, mit dem es frei kombinierbar war, zu einem Erfolg. Um die gestiegene Nachfrage zu decken, wurden neue industrielle Strukturen geschaffen. Damit diese nach Zielerreichung des Programms nicht durch einen Nachfrageeinbruch gefährdet werden, wurde Ende 2003 das Photovoltaik-Vorschaltgesetz verabschiedet, das im Rahmen der EEG-Förderung die Photovoltaik weiterhin begünstigt. Darüber hinaus besteht nach wie vor die Möglichkeit, Investitionen in Solarstromanlagen durch KfW-Kredite zu finanzieren, deren Zinssätze zwar höher liegen als beim ehemaligen 100.000 Dächer Programm, aber ohne Eigenkapitalanteil (somit als 100 % Finanzierung) vergeben wird.

Das Marktanzreizprogramm (MAP) (vgl. auch Abschnitt 4.2) hat die Diffusion Erneuerbarer Energien im Markt zum Ziel unter der Annahme, dass eine stärkere Marktdurchdringung zur Kostensenkung und somit zur Erhöhung der Wirtschaftlichkeit führen wird. Es ergänzt das EEG, das im Strommarkt wirkt, um eine Perspektive für den Wärmemarkt. Es bleibt jedoch bezüglich der klaren Zielformulierung deutlich hinter dem EEG zurück.

Insgesamt umfassen die Förderprogramme oftmals verschiedene Ziele. Effizienzziele und der Ausbau Erneuerbarer Energien werden dabei in demselben Programm gefördert, wie zum Beispiel im Berliner Energiespargesetz, nach dem Energieeinsparungen in öffentlichen Gebäuden und in Wohngebäuden ebenso gefördert werden, wie dezentrale Energienutzungsanlagen, aber auch Pilotanlagen und nicht zuletzt die Energieberatung vor Ort werden unterstützt. Bremen fördert den rationellen Energieeinsatz und die Verwendung von Erneuerbaren Energien in Unternehmen und schließt Contractoren in die Förderung ein, darüber hinaus sind die Programme mit anderen Fördermitteln kombinierbar. Auch in Sachsen werden verschiedene Sparmaßnahmen und der Ausbau Erneuerbarer Energien in einem Programm zum Klimaschutz gebündelt, allerdings ist dieses Programm nicht kombinierbar mit anderen. Andere Bundesländer erlauben die Kombination mit Fördermitteln, wenn sie nicht aus demselben Bundesland stammen (vgl. Saarland ZEP-Tech, ZEPP-kommunal und ZEP-Holz). Das Klimaschutz-Plus Pro-

ogramm des Landes Baden-Württemberg unterstützt in ähnlicher Weise CO<sub>2</sub>-Minderungsaktivitäten und richtet sich in besonderer Weise an die kleinen und mittleren Unternehmen<sup>55</sup>. Das REN-Programm des Landes Brandenburg fördert neben der rationalen Energieverwendung und Anlagen für Erneuerbare Energien auch explizit die Anwendung von Innovationen aus beiden Bereichen, sowie begleitende Veranstaltungen, Studien etc. Hier ist neben der Technologieförderung die Verbreitung von Wissen und Kenntnissen Ziel der Förderung. Allerdings sind die Programmmittel scheinbar bereits erschöpft, denn es gilt seit dem 13. März ein Antragsannahmestopp.

Rheinland-Pfalz unterstützt die Investition in innovative Produkte (und somit deren Marktverbreitung) mit einem Förderprogramm von Maßnahmen im Technologie- und Energiebereich und fördert gleichzeitig den Einsatz am Markt befindlicher Techniken bei privaten und öffentlichen Anwendern. Auch Programme wie die Förderung der Windkraftnutzung im Land Bremen konzentrieren sich auf die Diffusion einer bereits am Markt befindlichen Technologie. Das Nordrhein-Westfälische REN-Programm, das derzeit überarbeitet wird, hatte ebenso das Ziel, die Markteinführung von Techniken Erneuerbarer Energien zu beschleunigen, und förderte die Neuinstallation von Anlagen mit Zuschüssen.

Eine andere Förderphilosophie lässt sich beim Zukunftsinvestitionsprogramm des Landes Schleswig-Holstein feststellen, dort stehen die Beschäftigungs- und Strukturwirksamkeit im Vordergrund. Das Förderprogramm schließt explizit die Kumulationsfähigkeit mit anderen Fördermitteln aus und Fördermöglichkeiten durch Dritte sind vorrangig in Anspruch zu nehmen.

Einige Länder haben Förderprogramme zur Modernisierung von Mietwohnungen aufgelegt (Bayern, Brandenburg, Rheinland-Pfalz), die neben den Umweltzielen ausdrücklich soziale Aspekte der Verteilungsgerechtigkeit enthalten. So ist in dem BayModR als Ziel, „die allgemeinen Wohnverhältnisse zu verbessern, Energie und Wasser einzusparen, den CO<sub>2</sub>-Verbrauch zu mindern, die städtebauliche Funktion älterer Wohnviertel zu erhalten bzw. wiederherzustellen sowie eine sozialverträgliche Miete nach einer Modernisierung zu schaffen.“ Das Brandenburgische ModInstR besagt „Ziel der Förderung ist die Wiederherstellung und nachhaltige Erhöhung des Gebrauchswertes von Mietwohnungen, die Behebung städtebaulicher Missstände (insbesondere Leerstands-beseitigung), die Verringerung des Wasserverbrauchs und des Energiebedarfs, die Reduzie-

---

<sup>55</sup> KMU sind nach Definition der EU vom 1.1.2005 Unternehmen die weniger als 250 Mitarbeiter haben und deren Jahresumsatz höchstens € 50 Mio. beträgt oder deren Jahresbilanzsumme höchstens €43 Mio. beträgt.

rung der CO<sub>2</sub>-Emissionen sowie die Erhaltung von Wohnraum für Haushalte, die sich am Markt nicht angemessen versorgen können.“ An einer Förderung der Biomasse sind insbesondere die Flächenländer mit hoher landwirtschaftlicher Prägung beteiligt. So fördert das Land Schleswig-Holstein die energetische Nutzung von Biomasse, um die Anpassung und Entwicklung ländlicher Räume auch im Hinblick auf energiepolitische Aspekte voranzutreiben. Auch das Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (BMELV) führt in dem Programm auf Bundesebene zur energetischen Nutzung nachwachsender Rohstoffe, das Demonstrationsanlagen und Verfahren zur umweltverträglichen und nachhaltigen energetischen Nutzung nachwachsender Rohstoffe oder land- und forstwirtschaftlicher Biomasse fördert, als Ziel an “die energetische Nutzung nachwachsender Rohstoffe und Biomassen aus der Land- und Forstwirtschaft zu unterstützen, einen Beitrag zur Vermeidung und Verringerung von Umweltbelastungen zu leisten sowie Beschäftigung und Wertschöpfung in Land- und Forstwirtschaft zu sichern“. Das hessische Biomasseprogramm schließt in seine Zielsetzung die Förderung ländlicher Entwicklung bereits im Titel mit ein. Netzwerkbildung im ländlichen Raum wird im Rahmen des LEADER+ Programms von Thüringen unterstützt. Ziel ist es hierbei, „neuartige und hochwertige Strategien für eine nachhaltige Entwicklung des ländlichen Raumes zu unterstützen, dazu fördert das Land Thüringen im Rahmen der Gemeinschaftsinitiative LEADER+: neuartige und innovative Projekte mit Pilotcharakter, die der von der jeweils örtlich agierenden Lokalen Aktionsgruppe entwickelten Entwicklungsstrategie entsprechen, Maßnahmen zur Unterstützung der Lokalen Aktionsgruppen bei der Umsetzung der Entwicklungsstrategien und Maßnahmen der Zusammenarbeit zwischen ländlichen Gebieten“.

Zu den umfangreicheren gehören die KfW-finanzierten Programme mit dem ERP-Umwelt- und Energiesparprogramm, dem KfW-Umweltprogramm, dem Programm „Solarstrom erzeugen“ und Programmen zur Wohnraummodernisierung, die teilweise miteinander kombinierbar sind. Während das Umweltprogramm, das der langfristigen Finanzierung von Umweltschutzmaßnahmen zu einem besonders günstigen Zinssatz dient, auf die institutionelle Ebene zur Stärkung von Projekten in Private-Public-Partnerschaften zielt, ist das Solarstrom-Programm sehr eng auf den Erwerb, die Installation oder die Erweiterung von PV-Anlagen ausgerichtet. Insgesamt sind die zur Verfügung stehenden Mittel in den Programmteilen, die auf CO<sub>2</sub>-Einsparung im Gebäudebereich beziehen, erhöht und gleichzeitig die Konditionen verbessert worden. Dies spiegelt den Handlungsbedarf in diesem Bereich wider, der nicht von der EEG-Förderung erfasst wird und bislang keine zufrieden stellende Regulierung erfahren hat.

#### **4.4.2 F&E-Förderprogramme und ihre Ziele und Akteure**

In ebenso zahlreichen Einzelförderprogrammen (vgl. Bundesförderdatenbank) der Europäischen Union, der Bundesregierung sowie der Bundesländer wird darüber hinaus die Innovations- und Forschungstätigkeit zur Weiterentwicklung der Technologien zur Strom- und Wärmeerzeugung mittels Erneuerbarer Energien und die Anwendung bereits vorliegender Technologien gefördert.

Das Niedersächsische Innovationsförderprogramm richtet sich an KMU als Förderberechtigte und unterstützt explizit Forschungs- und Entwicklungsvorhaben, die einen Beitrag zum gesamtwirtschaftlichen Innovationsprozess leisten. In diesem Rahmen wird auch die Zusammenarbeit zwischen verschiedenen Unternehmen oder von Unternehmen mit Forschungseinrichtungen gefördert. Schleswig-Holstein fördert im e-Region SH-plus Programm die Bildung von Netzwerken und die Entwicklung von Industrie- und Forschungsclustern. Das Ziel ist es, die Wissensbasis zu verbreitern und den Informationsaustausch zwischen Wissenschaft und Wirtschaft zu verstärken. Die deutsche Bundesstiftung Umwelt fördert „Umweltpioniere mit innovativen Ideen“. Hierzu zählen auch Multiplikatoren, wie Institutionen, Verbände und Interessengruppen, die mit Zuschüssen und Stipendien (etwa für Doktoranden) etwas zur Diffusion einer Energieinnovation beitragen können.

Das Bundesprogramm zur Forschung und Entwicklung zur Stromerzeugung aus Windenergie richtet sich an Forschungseinrichtungen, Hochschulen und Unternehmen und zahlt nicht rückzahlbare Zuschüsse (50 % für Unternehmen ansonsten 100 %) zur Kostensenkung und Ertragssteigerung der Windstromproduktion, zur Verbesserung der Integration großer Windstrommengen in das Stromnetz und zur Weiterentwicklung der Offshore- und Onshore-Windenergienutzung. Im Rahmen des 5. Energieforschungsprogramms, das sich an dieselbe Berechtigtengruppe richtet, sollen „langfristig die Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten dazu beitragen, durch Sicherung und Erweiterung der technologischen Optionen die Reaktionsfähigkeit und Flexibilität der Energieversorgungssysteme zu verbessern“. Im Rahmen dieses Programms werden fast alle Sparten der Erneuerbaren Energien gefördert, allerdings werden auch Forschungstätigkeiten zur Effizienzsteigerung herkömmlicher Kraftwerke unterstützt. Ausschlaggebend für die Gewährung dieser Forschungsbeihilfe in Form von Zuschüssen ist, dass das Vorhaben mit hohem technischem und wirtschaftlichem Risiko verbunden ist. Für die Solarthermie (Solarthermie 2000plus), die Geothermie und die Photovoltaik (Photovoltaikforschung 2004 – 2008) hat die Bundesregierung jeweils spezielle Programme zur Begleitforschung aufgelegt, die bezüglich der Förderberechtigten und der Zuschussstruktur dem Programm zur Forschung und Entwicklung zur Stromerzeugung aus Windenergie

ähneln. Bei der PV-Förderung handelt es sich allerdings um den Versuch der Cluster-Förderung, die darüber hinaus die Zusammenarbeit der in diesem Industriecluster tätigen Unternehmen verbessern und stützen soll. Die Europäische Union fördert unter anderem auch Investitionen in Forschung und Entwicklung sowie die Installation von Anlagen durch die Europäische Investitionsbank (EIB).

#### **4.4.3 Wechselwirkungen und Anpassungen**

Die vielfältigen Förderprogramme können die Zielerreichung des EEG unterstützen und die Geschwindigkeit der Zielerreichung noch erhöhen. Andersherum kann das EEG den Betrieb von geförderten Anlagen noch attraktiver machen und so die Zielerreichung des Förderprogramms unterstützen, wie im oben genannten Beispiel des 100.000 Dächer-Programms.

Darüber hinaus lässt sich eine Wechselwirkung zwischen dem EEG und den Förderprogrammen der Länder beobachten, die nach Einführung des EEG die Förderung von der Stromerzeugung mit Erneuerbaren Energien auf Investitionen in die Energieeffizienz oder in die Wärmeerzeugung umgestellt haben, da die Stromerzeugung durch das EEG als hinreichend gefördert betrachtet wird. Im Rahmen eines effizienten Fördermitteleinsatzes bei durchaus begrenzten Budgets des Bundes und der Länder sind auch diese Wechselwirkungen zu begrüßen.

Die Förderung von Forschung und Entwicklung unterstützt darüber hinaus die Zielerreichung im technologiepolitischen Ziel des EEG und erhöht die Erreichung der angestrebten Kostendegressionen. In diesem Bereich scheint es besonders wichtig, die verschiedenen Entwicklungen miteinander zu verzahnen, damit der Übergang von der Forschung zum Lernen am Markt geleistet werden kann.

Förderprogramme können auch einen wichtigen Beitrag zur Akzeptanz der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien leisten und so die politische Durchsetzbarkeit des Förderinstruments EEG oder seiner Weiterentwicklung erheblich verbessern. Allerdings müssen die geförderten Bereiche kontrolliert und überwacht werden, um mögliche Mitnahmeeffekte zu vermeiden, die das System ineffizient werden lassen.

#### **4.5 Wechselwirkungen der Förderung mit dem EnWG**

Jegliche Regelung im Strom- oder Gasmarkt steht in Wechselwirkungen mit dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG). Die Liberalisierung des Energiemarkts stellt Chance und Risiko zugleich für die Erneuerbaren Energien dar, die Marktöffnung lässt einen zukünftigen Wettbewerb erst zu, die anfänglich nach der Öffnung gefallen Preise schieben zunächst die Position der Erneuerbaren Energien zu verschlechtern. Diese Entwick-



lungen haben die Förderpolitik bereits bei der Formulierung des EEG im Jahr 2000 beeinflusst. So wurden damals zielgerichtet Vergütungssätze festgelegt, die von der Strompreisentwicklung unabhängig sind.

Auf Dauer muss die Förderpolitik allerdings in den Rahmen des liberalisierten Strombinnenmarktes eingebettet sein. Mit der europäischen Stromrichtlinie (2003/54/EG) ist dieser Liberalisierungsprozess beschleunigt worden. Dabei sind zugleich neue Vorgaben für die Regulierung der Stromnetze gemacht worden, so dass Deutschland den Sonderweg des verhandelten Netzzugangs zu Gunsten einer staatlichen Regulierung aufgeben musste. Diese europäischen Vorgaben sind in Deutschland mit der Novelle des EnWG 2005 in nationales Recht überführt worden. Im Vordergrund stehen dabei Regelungen für einen diskriminierungsfreien Netzzugang und für angemessene Entgelte für die Netznutzung.

Die marktregulierende Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und die Regulierung der Stromnetze müssen aufeinander abgestimmt sein, wobei die möglichen Wechselbeziehungen in beiden Bereichen beachtet werden müssen. Dabei sind auch die Überlappungen von Zielen und Geltungsbereichen der Förderpolitik und der Netzregulierung zu beachten (vgl. Kapitel 2).

Das Ziel des Energiewirtschaftsgesetzes besteht in einer sicheren, preisgünstigen, verbraucherfreundlichen, effizienten und umweltverträglichen Strom- und Gasversorgung. Diese Ziele stehen grundsätzlich in Einklang mit den Zielen der Förderung Erneuerbarer Energien. Hierauf wird im EnWG hinsichtlich der Umweltverträglichkeit auch explizit Bezug genommen. Außerdem wird auch klargestellt, dass die Verpflichtungen nach EEG und KWK vom EnWG nicht berührt werden.

Um diese Ziele zu erreichen, sollen die Netzzugangsregelungen verbessert werden und einer staatlichen Kontrolle unter Beachtung der europarechtlichen Vorgaben unterstellt werden. Besondere Bedeutung kommt vor diesem Hintergrund der Entflechtung der Netzbetreiber zu, da Bereiche wie Stromerzeugung und -handel sich theoretisch wettbewerblich betreiben lassen, Transport und Verteilung jedoch der Regulierung bedürfen. Das EnWG regelt daher (einschließlich der dazugehörigen Verordnungen) die Netzentgelte und den Netzzugang. Das Gesetz dient somit der Einführung wettbewerbsähnlicher Kostenstrukturen auf dem Strom- und Gasmarkt; die Aufgabe der Regulierungsbehörde ist es, diese zu überwachen und für die notwendige Transparenz sorgen.

Auch die europäische Stromrichtlinie zielt auf einen wettbewerbsorientierten, sicheren und unter ökologischen Aspekten nachhaltigen Elektrizitätsmarkt. Sie sieht unter anderem vor, dass die Mitgliedstaaten die Netzbetreiber dazu verpflichten können, EE- oder KWK-Anlagen den Vorrang bei der Netznutzung zu geben. Die Regulierungsbehörden

sollen außerdem auch ein Monitoring der Bedingungen und Tarife für den Anschluss neuer Elektrizitätserzeuger durchführen, um zu gewährleisten, dass diese objektiv, transparent und nichtdiskriminierend sind. Dabei sollen insbesondere Kosten und Vorteile der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien, aus dezentraler Erzeugung und Kraft-Wärme-Kopplung berücksichtigt werden.

Im EnWG wird an mehreren Stellen ausdrücklich auf Erneuerbare Energien Bezug genommen:

- Die Regulierungsbehörde muss beim Monitoring der Bedingungen und Tarife für den Anschluss neuer Elektrizitätserzeuger insbesondere die Kosten und Vorteile der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien, aus dezentraler Erzeugung und aus Kraft-Wärme-Kopplung berücksichtigen.
- Im Rahmen der Stromkennzeichnung sind die EVU verpflichtet, in ihren Rechnungen und Werbematerialien, die sich an Letztverbraucher richten, u.a. den Anteil Erneuerbarer Energien anzugeben.
- In der Stromnetzentgeltverordnung ist – in Abstimmung mit den Vorschriften des EEG - außerdem geregelt, dass Netzbetreiber für dezentrale Einspeisung kein Entgelt für vermiedene Netznutzung zahlen, wenn die Stromeinspeisung nach dem EEG vergütet wird.
- Für die künftige Anreizregulierung ist speziell vorgesehen, dass die Vorgaben innerhalb einer Regulierungsperiode angepasst werden, sofern sich z.B. die Mehrbelastungen auf Grund des EEG ändern.

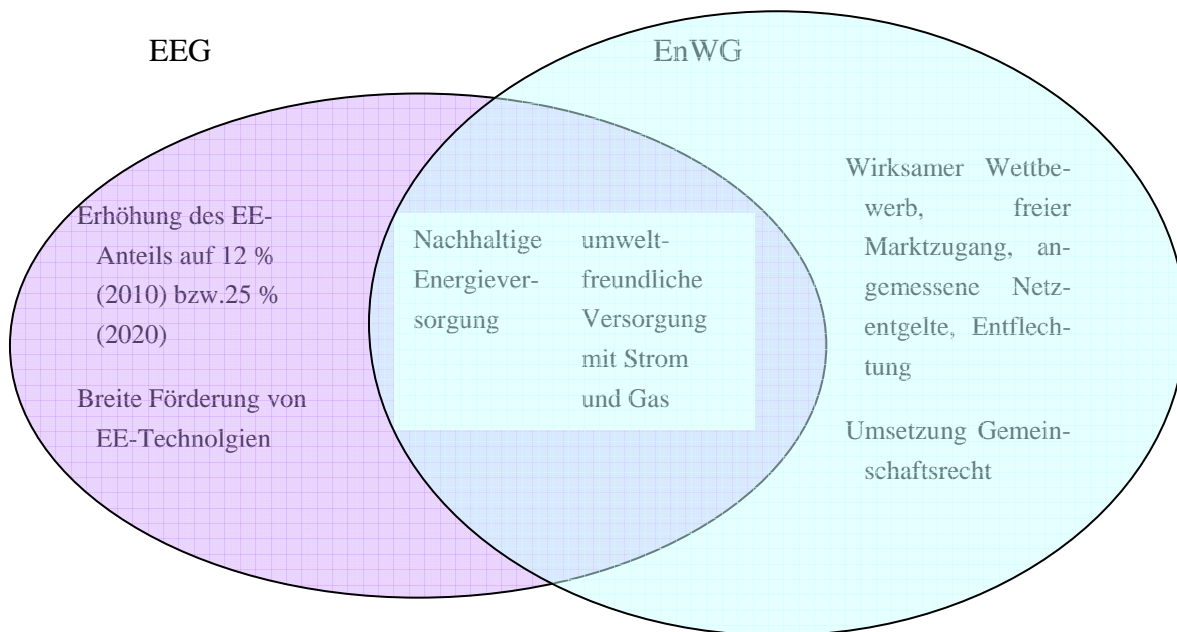
Aktuell erfolgen umgekehrt auch Anpassungen des EEG an das geänderte EnWG:

- So müssen Netzbetreiber und Elektrizitätsversorgungsunternehmen künftig der Bundesnetzagentur Angaben zur Verfügung stellen, die für den bundesweiten Ausgleich relevant sind.
- Die Bundesnetzagentur übernimmt zugleich Aufgaben zur Überwachung bestimmter gesetzlicher Vorgaben des EEG (Abnahme- und Übertragungspflicht, Vergütungspflicht, Netzkostenverteilung, Transparenzanforderungen und Doppelvermarktungsverbot).

Somit ergibt sich eine Überlappung in Teilbereichen der Zielsetzung von EEG und EnWG, wie in Abbildung 4-7 dargestellt. Die Überlappung der Zielsetzungen führt dazu, dass sich die Regelungen in diesem Bereich komplementär verhalten; so tragen die im EEG geförderten Erneuerbaren Energien zur Zielerreichung bezüglich einer sicheren und umweltfreundlichen Energieversorgung bei. Vorschlag für den EnWG Bereich au-

ßerhalb der Überschneidung: Wirksamer Wettbewerb, Entflechtung, freier Marktzugang, angemessene Netzentgelte

**Abbildung 4-7: Überlappende Zielsetzung bei EEG und EnWG**



Auch die Gruppe der Regulierten durch EnWG und EEG weist Überschneidungen auf, denn die Erzeuger von Strom aus Erneuerbaren Energien unterliegen ebenfalls den in §49 EnWG festgelegten Anforderungen an Energieanlagen, die ein sicheres Betreiben der Energieversorgung gewährleisten sollen. In der derzeitigen Fassung des EnWG werden die Erneuerbaren Energien nicht zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit herangezogen. Die Vorratshaltung zur Sicherung der Energieversorgung (§50) beruht ausschließlich auf fossilen Energieträgern. Mit einem steigenden Anteil an Erneuerbaren Energien am Energiemix in Deutschland wäre hier eine Beteiligung Erneuerbarer Energien zukünftig denkbar, die gegebenenfalls im EnWG geregelt werden müsste.

Durch das EnWG und die nachgelagerten Verordnungen werden die Netzentgelte auf eine neue Basis gestellt und dies hat indirekt Auswirkungen auf den Markt für Erneuerbare Energien. Durch die Aufgabenstellung der Bundesnetzagentur (BNetzA) und die Regelungen in der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) treten das EnWG und das EEG was diese Kosten angeht stärker in Wechselwirkung.

Die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen bestimmen sich bisher nach § 21 EnWG und nach der neuen Stromnetzentgeltverordnung vom 25.07.2005 (StromNEV). Nach § 21 Abs. 2 EnWG werden die Entgelte auf der Grundlage der Kos-

ten einer Betriebsführung, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen müssen, unter Berücksichtigung von Anreizen für eine effiziente Leistungserbringung und einer angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung des eingesetzten Kapitals gebildet. Kosten für den Netzausbau nach § 4 Abs. 2 Satz 2 EEG werden als Kosten einer effizienten Betriebsführung in die Entgeltbildung eingestellt werden können. Es muss jedoch berücksichtigt werden, dass § 7 StromNEV die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung regelt. Nach Abs. 6 ist bis zu abweichenden Festlegungen durch die Regulierungsbehörde von einem Eigenkapitalzins bei Neuanlagen von 7,91 % vor Steuern und bei Altanlagen von 6,5 % vor Steuern auszugehen. Nach § 5 Abs. 2 StromNEV sind Fremdkapitalzinsen in ihrer tatsächlichen Höhe einzustellen, höchsten jedoch in der Höhe kapitalmarktüblicher Zinsen für vergleichbare Kreditaufnahmen (vgl. Gaßner, Groth, Siederer & Coll. 2005).

Die Regelungen zum Netzausbau können dazu führen, dass sich die Netzbetreiber bei Streitigkeiten über Art und Umfang der Netzausbaupflichten zukünftig vermehrt auf die Notwendigkeit der Genehmigung der Netzentgelte berufen werden und so der Anschluss verzögert werden soll. Allerdings bleibt es dabei, dass die Verpflichtung zu einem zumutbaren Netzausbau gemäß § 4 Abs. 2 Satz 2 und 3 EEG jedenfalls dann einsetzt, wenn der Anlagenbetreiber eine Genehmigung, eine Teilgenehmigung oder auch nur einen Vorbescheid vorlegt und der Anlagenbetreiber die Vornahme des Netzausbaus ausdrücklich vom Netzbetreiber verlangt (vgl. Gaßner, Groth, Siederer & Coll. 2005).

Die Bundesnetzagentur hat am 6. Juni die erste Stromnetzentgeltgenehmigung nach §23a EnWG an die Vattenfall Europe Transmission GmbH (VET) erteilt. „Bezogen auf die im Antrag der VET angegebenen Kosten handelt es sich (...) um einen Abschlag von 18 %. Kürzungen ergaben sich aus der Prüfung des Sachanlagevermögens und der darauf aufbauenden Eigenkapitalverzinsung, der Kosten für die Veredelung Erneuerbarer Energien sowie der Kosten für Verlustenergie“ (vgl. Pressemitteilung der BNetzA vom 8. Juni 2006). Diese erste Prüfrunde konzentriert sich auf einige Prüfungsschwerpunkte, das System der Genehmigungsverfahren befindet sich in einer ersten Phase. Ziel dieser Genehmigungen muss es sein, zunächst mehr Transparenz bei den Durchleitungen zu schaffen, letztlich jedoch zu einer transparenten Preisbildung auch beim Netzausbau und im Bereich von Regelenergie zu schaffen. Ist dieses Ziel erreicht, so werden die dann zur Verfügung stehenden Informationen auch auf den Markt der nach EEG vergüteten Erneuerbaren Energien zunehmend Einfluss gewinnen.

Zu den Wechselwirkungen zwischen der Förderung Erneuerbarer Energien und der neuen staatlichen Netzregulierung gemäß EnWG 2005 liegen bisher noch kaum Erfahrun-

gen vor. Für das künftige Zusammenspiel zwischen Förderpolitik und Netzregulierung dürften die folgenden Gesichtspunkte von Bedeutung sein:

Die Liberalisierung der Energiewirtschaft und die Einführung der staatlichen Regulierung zielen vor allem auf einen diskriminierungsfreien Netzzugang und angemessene Netzentgelte. Durch eine erhöhte Effizienz im Netzbereich und eine angestrebte Verstärkung des Wettbewerbs in den Bereichen Energieerzeugung und -handel sollen letztlich niedrigere Strompreise für die Verbraucher erreicht werden. Dabei sind allerdings auch die Anforderungen an die Versorgungssicherheit und -qualität ebenso zu berücksichtigen wie Aspekte des Umweltschutzes und der Umstrukturierung der Elektrizitätsversorgung.

Durch die rechtlichen Vorgaben und den Vollzug durch die Regulierungsbehörden sollte die weitere Entwicklung Erneuerbarer Energien keineswegs behindert, sondern nach Möglichkeit gefördert werden. Deshalb ist es besonders wichtig, dass die Netzbetreiber in diesem Zusammenhang tendenziell positive Anreize hinsichtlich der Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien erhalten und dass Fehlanreize vermieden werden.

Die Entflechtung vertikal integrierter Stromunternehmen ist bisher noch schwach ausgeprägt. Insbesondere ist eine eigentumsrechtliche Entflechtung in Deutschland bisher nicht vorgesehen und nicht in Sicht. Von daher ist nicht ausgeschlossen, dass (integrierte) Verteiler einer zunehmenden Einspeisung „Dritter“ weiterhin eher ablehnend gegenüberstehen.

Umso wichtiger ist es, dass die Bedingungen, die mit der Nutzung Erneuerbarer Energien im Zusammenhang stehen, klar geregelt werden und dass die Kooperation zwischen Einspeisern und Netzbetreibern nicht behindert, sondern gefördert wird.

Es muss insbesondere vermieden werden, dass Netzbetreiber durch geförderte Strom einspeisungen aus Erneuerbaren Energien betriebswirtschaftliche Nachteile erleiden. Dies betrifft sowohl Kosten, die für die Abwicklung des Wälzungsmechanismus entstehen, als auch vor allem erforderliche Netzausbaukosten. Solche Kosten müssen bei der Anerkennung der individuellen Kosten wie auch in Vergleichsverfahren angemessen berücksichtigt werden.

Mit Blick auf die weitere Entwicklung ist es besonders wichtig, dass direkte und indirekte Belastungen der Netzbetreiber durch den Ausbau Erneuerbarer Energien eine entsprechende Berücksichtigung im Rahmen des künftigen Systems der Anreizregulierung, das zurzeit vorbereitet wird, finden.

Die staatliche Regulierung dürfte allerdings auch dazu beitragen, dass einige strittige Fragen künftig besser geklärt werden. Dies betrifft z.B. die Abgrenzung zwischen An-

schlusskosten, die von den Anlagenbetreibern zu tragen sind, und Netzausbaukosten, die bei den Netzbetreibern anfallen und in die Berechnung der Netznutzungsentgelte einfließen.

Dies dürfte auch die Transparenz über vermiedene Netznutzungsentgelte erhöhen, die zum einen bei der Vergütungspflicht der ÜNB (§ 5 EEG) und zum anderen im Rahmen des vertikalen Ausgleichsmechanismus (§ 14 Abs. 3 EEG) anzurechnen sind.

Darüber hinaus kann die Transparenz des gesamten Umlageverfahrens künftig dadurch verbessert werden, dass die Regulierungsbehörde entsprechende Informationen bekommt und dieses Verfahren überwacht.

Das Zusammenspiel von Förderpolitik und Netzregulierung dürfte künftig an Bedeutung gewinnen, wenn stärker von der Möglichkeit eines Erzeugungsmanagements Gebrauch gemacht wird, um die elektrizitätswirtschaftliche Integration Erneuerbarer Energie zu verbessern. Dies würde erst recht gelten, sofern auf eine Anschlusspflicht zu Gunsten einer generellen Eigenvermarktung verzichtet würde. Insofern hängen die Wechselwirkungen zwischen der Förderpolitik und der Netzregulierung wesentlich davon ab, wie das Förderinstrumentarium künftig weiterentwickelt und ausgestaltet wird.

#### **4.6 Schlussfolgerungen**

Die Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien ist in einen breiten Instrumentenmix zum Umwelt- und Klimaschutz eingebettet. Im Hinblick auf die Effizienz der Gesamtstrategie sind dabei die möglichen Wechselwirkungen zu beachten.

Mit dem europäischen *Emissionshandel* ist ein neues Instrument in die Umweltpolitik eingeführt worden, das vor allem aufgrund der hierfür erforderlichen Budgetierung von Emissionen eine zentrale Stellung im Klimaschutz einnimmt. Durch den Emissionshandel werden auch die Voraussetzungen zur stärkeren Nutzung Erneuerbarer Energien tendenziell verbessert. Er kann eine spezielle Förderung Erneuerbarer Energien, die im Übrigen nicht nur aus Klimaschutzgründen für eine nachhaltige Entwicklung erforderlich ist, allerdings nicht ersetzen.

Beim Zusammenspiel von Emissionshandel und einer spezifischen Förderung Erneuerbarer Energien sind vielfältige Wechselwirkungen zu berücksichtigen, die Abstimmungen zwischen den Instrumenten erforderlich machen können. Solche Wechselwirkungen können den Markt für Erneuerbare Energien, den Markt für Emissionszertifikate und den Strommarkt betreffen. Von besonderer Bedeutung sind dabei zwei Hauptimpulse, nämlich Strompreiserhöhungen als Folge des Emissionshandels und CO<sub>2</sub>-Preissenkungen als Folge der Förderpolitik.

Erhöhungen der Großhandelspreise für Strom wirken sich in den Grundtypen der Förderpolitik unterschiedlich aus. Bei einer Mindestvergütung bleibt der Ausbau Erneuerbarer Energien hiervon weitgehend unberührt, bis wirtschaftliche Technologien aus der Förderung herauswachsen; bei steigenden Strompreisen sinkt zugleich die von den Stromverbrauchern zu zahlende Umlage. Bei einem Bonusmodell erhöht sich mit steigenden Strompreisen die Gesamtvergütung; dieser Effekt müsste bei einer Neufestsetzung der Bonushöhe berücksichtigt werden. Im Quotenmodell wird die Strompreiserhöhung durch eine Senkung des Preises für grüne Zertifikate kompensiert; außerdem vermindert sich bei vorgegebener (relativer) Quote der absolute Beitrag Erneuerbarer Energien. Von solchen Einflüssen abgesehen, beeinflusst die Einführung des Emissionshandels die Wahl des Förderinstrumentes nicht. Mengenorientierte Instrumente wie Quoten weisen keine stärkere Kompatibilität mit dem Emissionshandel auf als preisorientierte Instrumente.

Die wesentliche Wechselwirkung zwischen Emissionshandel und Förderpolitik ergibt sich daraus, dass die geförderte Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien die Nachfrage von Kraftwerksbetreibern nach Emissionszertifikaten vermindert. Sofern nicht in gleichem Maße die Gesamtzuteilung an Emissionsrechten vermindert wird, führt dies zu sinkenden CO<sub>2</sub>-Preisen und zu einer Verlagerung von CO<sub>2</sub>-Emissionen in andere Handelsbereiche oder andere europäische Länder. Die Wirksamkeit des kombinierten Einsatzes von Emissionshandel und Förderpolitik kann dadurch im Hinblick auf die Verminderung von CO<sub>2</sub>-Emissionen in Europa erheblich beeinträchtigt werden.

Durch die Nutzung der flexiblen Instrumente kann dieser Konflikt unter Umständen vermindert werden. Dabei wirken staatliche Käufe von Gutschriften aus CDM- bzw. JI-Projekten anders als die Nutzung von Gutschriften durch Anlagenbetreiber, die dem europäischen Emissionshandelssystem unterliegen. Während sich im ersten Fall das Emissionsbudget in der Allokationsplanung erhöht, entsteht im zweiten Fall quasi ein zusätzliches Angebot an Emissionsrechten. In einem solchen geöffneten Handelssystem führt eine geförderte Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien auch bei unverändertem Cap zumindest teilweise zu zusätzlichen Emissionsminderungen in Europa, denen allerdings Mehremissionen z.B. in Entwicklungsländern gegenüberstehen.

Angesichts dieser Interaktionseffekte kommt es nicht darauf an, die mangelnde Wirksamkeit dem Emissionshandel oder der Förderpolitik zuzurechnen, sondern darauf, den Konflikt durch eine Abstimmung der Instrumente zu lösen. Der Schlüssel hierzu liegt in der Nationalen Allokationsplanung, die ohnehin mit der gesamten Klimaschutzstrategie in Einklang stehen muss. Sowohl in Deutschland als auch in den anderen Mitgliedstaaten ist sicherzustellen, dass die geförderte Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien

bei der Festlegung der gesamten Zuteilungsmenge an Emissionsberechtigungen angemessen berücksichtigt wird. Im Sinne der Transparenz und Konsistenz der Allokationsplanung sollte dies – auch nach Ansicht der Europäischen Kommission - explizit ausgewiesen werden. Bisher wird der Beitrag Erneuerbarer Energien bei der Erstellung der Allokationspläne noch zu sehr vernachlässigt.

Längerfristig ist für den Erfolg der Klimapolitik entscheidend, welche Emissionsbudgets für künftige Perioden (Post-Kyoto) verbindlich festgelegt werden. Dabei ist von besonderer Bedeutung, welchen Beitrag Erneuerbare Energien – nicht nur im Strombereich, sondern auch in den Bereichen Wärme und Kraftstoffe – hierzu leisten können. In dieser Perspektive ist es offensichtlich, dass die Förderung Erneuerbarer Energien auch im Zusammenspiel mit dem Emissionshandel wirksam zur Verminderung von Treibhausgasen beitragen kann.

Die *ökologische Steuerreform* ist 1999 eingeleitet worden, um durch eine steuerliche Verteuerung des Faktors Energie Anreize zum Energiesparen zu setzen und gleichzeitig den Faktor Arbeit durch eine Senkung der Lohnnebenkosten zu entlasten. Der Schwerpunkt der steuerlichen Belastungen liegt zum einen bei Mineralöl und Erdgas und zum anderen beim Strom.

Die Ökosteuer führt durch die Verteuerung von fossilen Heiz- und Kraftstoffen zu einer Verbesserung der Wettbewerbsposition Erneuerbarer Energien bei der Bereitstellung von Wärme für Heizzwecke und zur Warmwasserbereitung sowie von Kraftstoffen für den Transportsektor. Einen entsprechenden Vorteil für Erneuerbare Energien, die zur Stromerzeugung eingesetzt werden, bewirkt die Ökosteuer hingegen nicht. Erneuerbare Energien sind nicht von der Stromsteuer befreit, obwohl eine solche Befreiung mit Blick auf die umweltpolitischen Ziele gerechtfertigt wäre. Allerdings würde eine solche Maßnahme im Zusammenwirken mit Festvergütungen nach dem EEG keine nennenswerten Impulse auslösen, so lange die Differenz zwischen den Vergütungssätzen nach EEG und den erzielbaren Markterlösen größer ist als die Stromsteuer.

Das Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der *Kraft-Wärmekopplung* hat auf den ersten Blick wenig direkte Wechselwirkungen mit dem EEG, da die Vorschriften des KWKG ausdrückliche nicht für EEG-Anlagen gelten.

Indirekte Wechselwirkungen zwischen der Förderung der KWK und dem EEG bestehen zum einen in kumulativen Preiseffekten für Stromverbraucher, die Strom aus dem öffentlichen Netz beziehen, und zum anderen in unterschiedlichen Effekten der Netzstruktur und der Netznutzung. Bei einem verstärkten Ausbau der KWK und der damit verbundenen Nah- und Fernwärmenetze könnten z.B. die Voraussetzungen für eine spätere



dezentrale Erzeugung von Wärme aus Erneuerbaren Energien verbessert werden. Zu einem Konflikt zwischen der Förderung der KWK und dem EEG kann es hingegen kommen, wenn Erneuerbare Energien beim Netzzugang bzw. bei der Netznutzung absoluten Vorrang vor KWK-Anlagen bzw. KWK-Strom haben. Mögliche Konflikte zwischen KWK und Erneuerbaren Energien sind im Übrigen auch bei der Förderung von Wärme aus Erneuerbaren Energien zu beachten.

Neben dem EEG umfasst die Förderung Erneuerbarer Energien eine Reihe von finanziellen *Anreiz- und Förderprogrammen auf Bundes- und Länderebene*. Bei diesen Programmen werden neben umweltpolitischen Zielen häufig auch technologiespezifische, regionale, sektorale und wirtschaftspolitische Ziele verfolgt. Die vielfältigen Förderprogramme können die Zielerreichung des EEG unterstützen und die Geschwindigkeit der Zielerreichung noch erhöhen. Dies gilt z.B. für günstige Kredite, die von EEG-Anlagenbetreibern in Anspruch genommen werden können. Hingegen sind die wesentlichen Programme, die mit staatlichen Mitteln durchgeführt werden, nicht auf den Strombereich, sondern vor allem auf den Wärmebereich gerichtet. Insofern ergibt sich eine kumulative Wirkung auf den gesamten Anteil EE am Primärenergieverbrauch.

Die Förderung von Forschung und Entwicklung verbessert darüber hinaus die künftigen Einsatzmöglichkeiten Erneuerbarer Energien durch technischen Fortschritt, der mit Effizienzverbesserungen und Kostensenkungen verbunden ist. Dabei ist es besonders wichtig, die Aktivitäten im FuE-Bereich und im Bereich der Markteinführung richtig miteinander zu verzahnen.

## **5. Analyse und Weiterentwicklung der Vorrangpolitik in Deutschland**

In diesem Kapitel wird die Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland mit Blick auf deren künftige Weiterentwicklung näher analysiert. Ausgehend von der bisherigen Entwicklung der Vorrangpolitik werden die derzeitigen Regelungen des EEG charakterisiert und gegenwärtige bzw. künftige Schwachstellen identifiziert. Anschließend werden mögliche Anpassungen und denkbare konzeptionelle Weiterentwicklungen diskutiert. Dabei geht es nicht um die Frage, in wie weit die Vergütungshöhe einzelner Technologien, deren Differenzierung oder Laufzeit oder anders geartete technologiespezifische Regelungen geändert werden sollen, sondern um die Frage, wie der Mechanismus der technischen und kaufmännischen Einbindung des Stroms aus Erneuerbaren Energien hin zu einer Integration konventioneller und Erneuerbarer Energien optimiert werden kann.

### **5.1 Charakterisierung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes-(EEG)**

Im Folgenden wird die historische Entwicklung des EEG ausgehend vom Stromeinspeisungsgesetz über das EEG aus dem Jahre 2000, seine Änderungen im Jahr 2003, seine Novellierung im Jahr 2004 bis zum Änderungsgesetz vom November 2006 dargestellt. Anschließend wird ein vertiefender Blick auf die praktische Anwendung der Wälzungsmechanismen geworfen. Abschließend wird die Entwicklung von eingespeisten Strommengen und ausgezahlten Vergütungen beschrieben.

#### **5.1.1 Das EEG vom März 2000**

Die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien wird seit Anfang der neunziger Jahre durch Mindestvergütungen gefördert. Nach dem Stromeinspeisungsgesetz von 1990 (geändert 1994 und 1998) bestand eine durch eine Härteklausel begrenzte Pflicht der Stromversorger zur Abnahme von Strom aus erneuerbaren Energiequellen und zur Mindestvergütung in Abhängigkeit vom Durchschnittserlös der Energieversorgungsunternehmen (EVU) aus der Stromabgabe an Letztverbraucher.

Das Stromeinspeisungsgesetz ist durch das Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) vom März 2000 abgelöst worden. Wichtige Gründe für die Neufassung der Einspeisungsregelungen waren zum einen Auseinandersetzungen über hohe Belastungen einzelner Unternehmen. Zum anderen hatte die zunehmende Liberalisierung zu Senkungen der Strompreise und damit der Vergütungssätze geführt; außerdem drohte der doppelte Fünf-Prozent-Deckel den weiteren Ausbau der regenerativen Stromerzeugung in Deutschland zu beschränken.

Das EEG 2000 enthält eine Reihe von Änderungen, mit denen Nachteile der früheren Regelungen vermieden werden:

- Mit dem Gesetz wurde die (doppelte) Begrenzung der Einspeisung auf fünf Prozent aufgehoben.
- Von den Mindestvergütungen können auch Anlagen von EVU im eigenen Versorgungsgebiet profitieren, die hiervon vorher ausgeschlossen waren.
- Die Mindestvergütungen sind als feste, von den Strompreisen unabhängige Beträge vorgegeben. Dabei sind technikspezifische Differenzierungen, Begrenzungen und Degressionen berücksichtigt worden. Die Vergütungssätze sind für Strom aus solarer Strahlungsenergie wesentlich, für einige andere Technologien leicht erhöht worden.
- Durch einen bundesweiten Belastungsausgleich werden überproportionale Belastungen einzelner Unternehmen bzw. Stromabnehmer in bestimmten Regionen vermieden. Dabei wird auch die Abnahmepflicht (gemäß der EEG-Quote) weitgereicht.
- Außerdem ist die Frage der Verteilung von Netzanschluss- und Netzverstärkungskosten klarer geregelt worden.

Das EEG verpflichtet Netzbetreiber, Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien an ihr Netz anzuschließen, den Strom aus diesen Anlagen vorrangig abzunehmen und mindestens die festgesetzten Vergütungssätze zu zahlen. Eine wesentliche Neuerung gegenüber dem früheren Stromeinspeisungsgesetz stellt die bundesweite Ausgleichsregelung dar, die aus mehreren Stufen besteht: Der vorgelagerte Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) muss die vom Netzbetreiber aufgenommene Energiemenge abnehmen und vergüten. Die ÜNB müssen die Energiemengen und Vergütungszahlungen jährlich untereinander ausgleichen, bis sie gleiche Anteile an der an Letztverbraucher abgegebenen Energiemenge erreichen. An Letztverbraucher liefernde EVU sind ihrerseits verpflichtet, den Strom anteilig abzunehmen und zu vergüten.

Die Wirkungsweise des EEG besteht - wie beim früheren Stromeinspeisungsgesetz - grundsätzlich darin, dass für Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien ein Netzanschluss erleichtert und für einen langen Zeitraum eine feste Vergütung vorgegeben wird. Daraus ergibt sich ein hohes Maß an Planungssicherheit für den Investor. Durch die degressive Gestaltung der Vergütungssätze wird ein Anreiz zu Kostensenkungen gegeben, gleichzeitig aber auch ein Anreiz, Projekte frühzeitig zu realisieren. Mit den nach Energiearten und Anlagengrößen differenzierten Vergütungssätzen sowie dem Referenzertragsmodell bei der Windenergie erfolgt eine

grobe Orientierung an den unterschiedlichen Erzeugungskosten und damit eine Begrenzung von Mitnahmeeffekten oder Überförderungen.

Im Vergleich zum Stromeinspeisungsgesetz ist durch das EEG 2000 vor allem die Vergütung von Solarstrom sehr stark (auf das Sechsfache) erhöht worden. Dagegen lagen die anderen Vergütungssätze des EEG in ähnlicher Größenordnung wie vorher. Bezogen auf das Jahr 2000 ist die Vergütung von Strom aus Wasserkraft, Deponie- und Klärgas durch die Neuregelung um bis 11 % gestiegen. Auch für Windstrom ergab sich zunächst eine leichte Erhöhung, die in den kommenden Jahren allerdings durch das Referenzertragsmodell und die Degression kompensiert wurde. Bei der Biomasse lagen die anfänglichen Vergütungssätze um 26 bis 40 % über denen des Stromeinspeisungsgesetzes; außerdem ist hier der Größenbereich begünstigter Anlagen erweitert worden.

Für die Verstromung von Biomasse ist die Biomasseverordnung vom Juni 2001 von Bedeutung. Sie regelt, welche technischen Verfahren zur Stromerzeugung aus Biomasse in den Anwendungsbereich des EEG fallen und welche Umweltauflagen dabei einzuhalten sind.

Zum EEG ist alle zwei Jahre ein Erfahrungsbericht über Markt- und Kostenentwicklungen zu erstellen. Der erste Bericht ist im Juni 2002 vorgelegt worden (Bundesregierung 2002a).

Die Vergütungsregelung für Fotovoltaikanlagen war zunächst auf eine Gesamtleistung von 350 MW beschränkt; diese Beschränkung war mit dem 100.000-Dächer-Programm abgestimmt, das einen Ausbau um 300 MW vorgesehen hatte. Im Juni 2002 beschloss der Deutsche Bundestag eine Erhöhung der Gesamtleistung von 350 auf 1000 MW.

Das EEG ist im Jahr 2003 zweimal geändert worden:

- Mit der ersten Änderung ist eine Härtefallregelung eingeführt worden, die es einzelnen besonders stromintensiven Unternehmen des produzierenden Gewerbes ermöglicht, ihre Belastung durch das EEG zu begrenzen.
- Mit der zweiten Änderung (Vorschaltgesetz vom Dezember 2003) ist die Vergütung für Solarstromanlagen geändert worden, um insbesondere das Auslaufen des 100 000-Dächer-Programms zu kompensieren.

Durch die Novelle des EEG im Jahr 2004 sind die Förderschwerpunkte zwischen und innerhalb der verschiedenen Techniklinien weiter verschoben worden. Während bei der Windenergienutzung an Land die Vergütung insbesondere an windschwachen und an sehr guten Standorten gesenkt wurde, wurden die Voraussetzungen auf See verbessert. Bei der Wasserkraftnutzung stehen Erhöhungen bei großen Anlagen Verminderungen

bei kleinen Anlagen gegenüber. Im Bereich der Biomasseverstromung wurden die Sätze vor allem bei kleineren Anlagen zum Teil erhöht, während die Degression verschärft und die Vergütungsdauer reduziert wurde. Die Vergütung der geothermischen Stromerzeugung wurde im künftig relevanten Bereich kleiner Anlagen erhöht. Die (bereits mit dem Vorschaltgesetz beschlossene) Erhöhung der Vergütung von Solarstrom kompensiert im Wesentlichen das Auslaufen des 100.000-Dächer-Programms.

Die Regelungen des EEG 2004 sowie die Änderungen des Gesetzes im Jahr 2006 werden im Folgenden näher betrachtet.

### **5.1.2 Novellierung des EEG im Jahr 2004**

#### *Ziele und Kernelemente*

Die allgemeinen Ziele des EEG bestehen darin, „insbesondere im Interesse des Klima-, Natur- und Umweltschutzes eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen, die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung auch durch die Einbeziehung langfristiger externer Effekte zu verringern, Natur und Umwelt zu schützen, einen Beitrag zur Vermeidung von Konflikten um fossile Energieressourcen zu leisten und die Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien zu fördern.“ Ferner soll das EEG zu dem konkreten Ziel beitragen, „den Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromversorgung bis 2010 auf mindestens 12,5 Prozent und bis zum Jahr 2020 auf mindestens 20 Prozent zu erhöhen.“ (§ 1 EEG).

Neben dieser Zielsetzung enthält das EEG die folgenden Kernelemente (BMU 2004a):

- den vorrangigen Anschluss von Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und aus Grubengas an die Netze für die allgemeine Elektrizitätsversorgung,
- die vorrangige Abnahme und Übertragung dieses Erneuerbar hergestellten Stroms sowie
- eine für in Betrieb genommene Anlagen in der Regel für 20 Jahre konstante Vergütung dieses Stroms durch die Netzbetreiber, die an den Kosten orientiert ist,
- der bundesweite Ausgleich des abgenommenen Stroms und der entsprechenden Vergütungen.

Darüber hinaus enthält das EEG Regelungen für Härtefälle (besondere Ausgleichsregelung), für die Transparenz des Ausgleichsmechanismus sowie für Herkunftsnachweise und für die Vermeidung einer Doppelvermarktung. Zur Überprüfung insbesondere der Vergütungssätze und Degressionen sind regelmäßige Erfahrungsberichte vorgesehen.

### *Anschluss-, Abnahme- und Übertragungspflicht*

Netzbetreiber sind verpflichtet, Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien oder aus Grubengas unverzüglich vorrangig an ihr Netz anzuschließen und den gesamten aus diesen Anlagen angebotenen Strom vorrangig abzunehmen und zu übertragen (§ 4 (1) Satz 1 EEG). Die Netzbetreiber dürfen die Erfüllung dieser Verpflichtungen sowie die zur Vergütung generell nicht vom Abschluss eines Vertrages abhängig machen (§ 12 (1) EEG).

Unbeschadet dessen können Anlagenbetreiber und Netzbetreiber vertraglich vereinbaren, vom Abnahmevorrang abzuweichen, wenn dies der besseren Integration der Anlage in das Netz dient (Erzeugungsmanagement, § 4 (1) Satz 3 EEG). Netzbetreiber können dann entstehende Kosten im nachgewiesenen Umfang bei der Ermittlung des Netznutzungsentgelts in Ansatz bringen.

Wenn die Abnahme des Stroms erst durch einen wirtschaftlich zumutbaren Ausbau des Netzes möglich wird, ist der Netzbetreiber auf Verlangen des Einspeisewilligen zum unverzüglichen Ausbau verpflichtet (§ 4 (2) Satz 2 EEG).

Die vorrangige Anschlusspflicht besteht selbst dann, wenn das Netz bereits zeitweise vollständig durch Strom aus Erneuerbaren Energien oder Grubengas ausgelastet ist; in diesem Fall muss die Anlage aber mit einer technischen Einrichtung zur Reduzierung der Einspeiseleistung bei Netzüberlastung ausgestattet sein (§ 4 (3) EEG). Die vorrangige Abnahmepflicht besteht dann nur, soweit das Netz nicht bereits durch Strom aus früher angeschlossenen Anlagen vollständig ausgelastet ist. Auch in diesem Fall ist der Netzbetreiber aber zum unverzüglichen Netzausbau verpflichtet.

Die vom Netzbetreiber aufgenommene Energiemenge muss vom vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber vorrangig abgenommen und übertragen werden (§ 4 (6) EEG).

Nach § 13 EEG werden Netzkosten auf Anlagenbetreiber und Netzbetreiber aufgeteilt: Die Kosten für den Anschluss der Anlagen sowie die notwendigen Messeinrichtungen müssen vom Anlagenbetreiber getragen werden (unter bestimmten Voraussetzungen muss der Netzbetreiber Mehrkosten des Anschlusses tragen, wenn er einen anderen als den „günstigsten“ Verknüpfungspunkt zuweist). Die Kosten für einen erforderlichen Ausbaus des Netzes müssen hingegen vom jeweiligen Netzbetreiber getragen werden. Er kann die entsprechend nachgewiesenen Kosten bei der Ermittlung des Netznutzungsentgelts in Ansatz bringen.

Der besseren Integration der Erneuerbaren Energien in das Stromsystem dient zum einen die genannte Möglichkeit eines vertraglich vereinbarten Erzeugungsmanagements;

zum anderen besteht die Vergütungspflicht für Anlagen mit einer Leistung ab 500 Kilowatt nur dann, wenn eine registrierende Leistungsmessung erfolgt (§ 5 (1) EEG).

### *Vergütungsregelungen*

Der Netzbetreiber muss dem Anlagenbetreiber mindestens die gesetzlich geregelten Vergütungen für den abgenommenen Strom zahlen (§ 5 (1) EEG). Der vorgelagerte Übertragungsnetzbetreiber ist wiederum zur Vergütung dieser Strommengen gegenüber dem Netzbetreiber verpflichtet, wobei die vermiedenen Netznutzungsentgelte in Abzug zu bringen sind (§ 5 (2) EEG).

Die Vergütungsregelungen des EEG sind generell durch folgende Merkmale gekennzeichnet:

- festgelegte Mindestvergütung für eine Anlage,
- Förderdauer einer Anlage in der Regel 20 Jahre,
- Differenzierung der Vergütungssätze nach technologischen Kategorien,
- Degression der Vergütungssätze in Abhängigkeit vom Jahr der Inbetriebnahme

Sie folgen damit dem allgemeinen Schema:

$$p_{tvi} = p_{Ti} \cdot (1 - d_i)^{v-T} + k_i \quad (1)$$

mit

*p*: Vergütung

*t*: aktuelles Jahr der Vergütung

*T*: Jahr der Einführung des EEG bzw. der erstmaligen Festlegung der Vergütungssätze

*v*: Inbetriebnahmejahr, auch Jahrgang

*i*: Technikkategorie z.B. Geothermie

*k*: Zuschlag für bestimmte Anwendungen, etwa Technologie-, KWK- oder NaWaRo-Bonus

*d*: Degression

Die einmal festgelegten Mindestvergütungen verändern sich für eine geförderte Anlage (abgesehen vom Referenzertragsmodell bei der Windenergie) nicht. Dadurch erhält der Anlagenbetreiber eine große Planungssicherheit. Die Mindestvergütungen sind für neu in Betrieb genommene Anlagen jeweils für die Dauer von 20 Jahren zuzüglich des Inbetriebnahmejahres zu zahlen; bei Wasserkraftanlagen sind es 30 Jahre (bis 5 MW) bzw. 15 Jahre (ab 5 MW) (§ 12 (3) EEG). Für Anlagen, die bis zum 31. Juli 2004 in Betrieb genommen worden sind, gelten technologiespezifische Übergangsbestimmungen (§ 21 EEG).

Tabelle 5-1 gibt einen Überblick über die Differenzierungen der Vergütungssätze und deren Degression. Die Vergütungssätze unterscheiden sich sowohl zwischen den Technologien als auch innerhalb der Technologien deutlich. Diese Unterschiede sollen insbesondere die Kostenunterschiede zwischen Technologien bzw. Einsatzbereichen widerspiegeln. Dementsprechend sind die Vergütungssätze für solare Strahlungsenergie (Fotovoltaik) wesentlich höher als die für andere Erneuerbare Energien. Auch für kleine Geothermie- und Biomasseanlagen sind die Vergütungssätze relativ hoch. Die Sätze für die jährliche Degression liegen zwischen 0 bzw. 1 % bei der Wasserkraft und 5 bzw. 6,5 % bei der Fotovoltaik und sollen die erreichbaren bzw. notwendigen Kostensenkungsmöglichkeiten erfassen.

Zur Differenzierung der Förderung nach der Qualität des Standortes wird Strom aus Windenergie mit zwei unterschiedlichen Sätzen vergütet. Für Windkraftanlagen an Land wird zumindest für die ersten fünf Jahre nach Inbetriebnahme eine Anfangsvergütung gezahlt, die höher ist als die Basisvergütung. Je ungünstiger die Windbedingungen (gemäß dem Referenzertragsmodell) am Standort der Anlage sind, desto länger wird diese höhere Vergütung anstelle der Basisvergütung gezahlt. Für Off-shore-Windkraftanlagen gilt der höhere Satz für mindestens zwölf Jahre, anschließend hängt die Vergütung von der Küstenentfernung und der Wassertiefe ab. Diese Regelung gilt aber nur für Offshore-Anlagen, die vor 2010 in Betrieb genommen werden (früher 2006).

Die Höhe der Vergütung für Strom aus Windkraftanlagen an Land ist mit der Novelle 2004 vermindert worden. An Standorten, die weniger als 60 % des Referenzertrags erwarten lassen, werden keine weiteren Anlagen gefördert. Dagegen gibt es nun insbesondere an Küstenstandorten Anreize für den Ersatz von alten durch modernere Anlagen (Repowering).



**Tabelle 5-1: Vergütungssätze des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (2004) seit August 2004**

	EEG-Regelung	Anlagenbereich	Leistungsbereich von ...MW bis ...MW		Vergütung Cent/kWh	Degression % pro Jahr	Anmerkungen
Wasserkraft	§ 6 (1)	bis 5 MW	0,5	0,5	9,67	1,0	ab 2008 bestimmte Standortbeschränkungen Vergütung der Leistungserhöhung bei Erneuerung
			0,5	5	6,65		
	§ 6 (2)	5-150 MW	0,5	0,5	7,67		
			10	20	6,65		
			20	50	6,10		
50	150	4,56					
3,70							
Deponie-, Klär-, Grubengas	§ 7(1)		0,5	0,5	7,67	1,5	nur Grubengas
			0,5	5	6,65		
	5		6,65				
§ 7 (2)			0,5	0,5	9,67	1,5*	bei Einsatz innovativer Technologien (+ 2 Cent) nur Grubengas
			5	5	8,65		
8,65							
Biomasse	§ 8 (1), S. 1	bis 20 MW	0,15	0,15	11,50	1,5	
			0,5	0,5	9,90		
			0,5	5	8,90		
			5	20	8,40		
	§ 8 (1), S. 2	bis 20 MW		20	3,90	1,5	Altholzkat. A III, A IV ab 7/2006
	§ 8 (2), S. 1	bis 20 MW	0,15	0,15	17,50	1,5*	nachwachsende Rohstoffe (+ 6 bzw. + 4 Cent)
			0,5	5	15,90		
	12,90						
	§ 8 (2), S. 2	bis 20 MW	0,15	0,15	17,50	1,5*	nachwachsende Rohstoffe (Holz) (+ 6 bzw. + 2,5 Cent)
0,15			0,5	15,90			
0,5			5	11,40			
§ 8 (3)	bis 20 MW	0,15	0,15	13,50	1,5*	Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung (+ 2 Cent; nach § 8 (4) ggf. zusätzlicher Bonus von 2 Cent bei Einsatz innovativer Techn.)	
		0,15	0,5	11,90			
		0,5	5	10,90			
		5	20	10,40			
Geothermie	§ 9 (1)		5	5	15,00	1,0	
			5	10	14,00		
			10	20	8,95		
			20		7,16		
Windenergie	§ 10 (1)	an Land			8,70	2,0	Anfangsvergütung (mind. 5 Jahre) Endvergütung (gem. Referenzertrag)
					5,50		
	§ 10 (3)	auf See (bis 2010)			9,10		
				6,19			
Solare Strahlungsenergie	§ 11 (1)				45,70	5,0/6,5	Standortkriterien
					57,40		
	§ 11 (2)		0,03	0,03	54,60	5,0	auf oder an Gebäuden oder Lärmschutzwänden
			0,1	0,1	54,00		
62,40							
§ 11 (2), S. 2			0,03	0,03	59,60	5,0*	Fassadenintegration (+ 5 Cent)
			0,1	0,1	59,60		
			0,1		59,00		

Die Vergütungssätze gelten für Anlagen, die im Jahr 2004 in Betrieb genommen wurden.  
Die Degression für neu in Betrieb genommene Anlagen beginnt mit dem 1.1.2005, bei Windenergie auf See 1.1.2008.  
Die Degression beträgt bei Solaranlagen nach § 11 (1) beginnend mit dem 1.1.2006 6,5 % pro Jahr.  
Die mit \* gekennzeichneten Degressionsraten beziehen sich auf die Grundvergütung (ohne spezifische Erhöhung).  
Die Laufzeit beträgt jeweils 20 Jahre, außer bei Wasserkraft: bis 5 MW 30 Jahre, ab 5 MW 15 Jahre.  
Quelle: Zusammenfassung und Berechnungen des DIW Berlin auf Basis des EEG 2004. DIW Berlin

Mit der Novelle des EEG im Jahr 2004 sind die Differenzierungen der Vergütungssätze insgesamt noch verstärkt worden. Dabei sind die Vergütungsbedingungen in den Bereichen Geothermie und Biomasse noch günstiger gestaltet worden. Bei Wasserkraftanlagen gelten nun bestimmte Standortbeschränkungen. Im Bereich großer Wasserkraftanlagen werden Modernisierung und Erweiterung gefördert. Für Strom aus Biomasse werden zusätzliche Vergütungen gezahlt, die kumulativ in Anspruch genommen werden können. Diese Boni belohnen die ausschließliche Nutzung von nachwachsenden Roh-

stoffen, die Nutzung von Kraft-Wärme-Kopplung und die Umwandlung von Biomasse mittels innovativer Technologien (z.B. thermochemische Vergasung, Brennstoffzellen, Gasturbinen, Organic-Rankine-Anlagen, Kalina-Cycle-Anlagen oder Stirling-Motoren).

#### *Bundesweiter Ausgleichsmechanismus*

Um eine regionale Ungleichbehandlung von Netzbetreibern bzw. Stromverbrauchern zu vermeiden, enthält das EEG einen Mechanismus für einen bundesweiten Ausgleich der nach dem EEG abgenommenen Strommengen und der entsprechenden Vergütungen. Dieser Mechanismus besteht aus den folgenden Stufen:

- Die vom Netzbetreiber aufgenommene EEG-Menge muss vom vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber vorrangig abgenommen und übertragen werden (§ 4 (6) EEG).
- Der vorgelagerte Übertragungsnetzbetreiber ist zur Vergütung dieser Strommengen gegenüber dem Netzbetreiber verpflichtet, wobei die vermiedenen Netznutzungsentgelte in Abzug zu bringen sind (§ 5 (2) EEG).
- Für den bundesweiten Ausgleichsmechanismus nach § 14 EEG müssen die Übertragungsnetzbetreiber zunächst den unterschiedlichen Umfang und den zeitlichen Verlauf der EEG-Mengen sowie die Vergütungszahlungen erfassen und die Energiemengen unverzüglich untereinander vorläufig ausgleichen. Die Energiemengen und die Vergütungszahlungen werden jährlich abgerechnet und dabei so verteilt, dass sie den Anteilen des Letztverbrauchs in den jeweiligen Gebieten entsprechen.
- Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Strom an Letztverbraucher liefern, sind verpflichtet, den vom jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber Strom anteilig abzunehmen und zu vergüten (§ 14 (3) EEG). Maßgeblich ist hierbei ein rechtzeitig bekannt gegebenes Profil, das der tatsächlichen Stromabnahme angenähert ist. Der Umfang der Abnahmepflicht ergibt sich aus dem Verhältnis der gesamten EEG-Strommenge zu dem insgesamt an Letztverbraucher abgesetzten Strom. Die Vergütung errechnet sich aus der voraussichtlichen durchschnittlichen Vergütung (pro Kilowattstunde) abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte.

Der bundesweite Ausgleichsmechanismus bewirkt letztlich, dass die Verbraucher (sofern sie nicht durch die Härtefallregelung privilegiert sind) grundsätzlich eine gleich hohe Belastung an EEG-Differenzkosten pro Kilowattstunde tragen.

### *Herkunftsnachweis und Doppelvermarktungsverbot*

Darüber hinaus enthält das EEG Regeln für den Herkunftsnachweis und ein Doppelvermarktungsverbot (§§ 17 und 18 EEG). Die ggf. von Umweltgutachtern zu erstellen den Herkunftsnachweise dürfen nur verwendet werden, wenn dabei die erforderlichen Angaben vollständig gemacht werden.<sup>56</sup> EEG-Strom darf grundsätzlich nicht mehrfach verkauft werden. Anlagenbetreiber, die die EEG-Vergütung in Anspruch nehmen, dürfen die Nachweise nicht weitergeben.

### *Erfahrungsberichte*

Nach § 20 EEG muss dem Deutschen Bundestag bis zum 31. Dezember 2007 und danach alle vier Jahre ein Erfahrungsbericht vorgelegt werden. Dieser Bericht ist vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft und dem Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit zu erstellen und soll insbesondere über den Stand der Markteinführung von Strom aus Erneuerbaren Energien sowie die Entwicklung der Stromgestehungskosten berichten. Gegebenenfalls ist dabei eine Anpassung der Vergütungshöhe und der Degressionssätze für künftige Anlagen vorzuschlagen.

In diesem Zusammenhang sind Betreiber von Anlagen, die ab dem 1. August 2004 in Betrieb genommen worden sind, und Netzbetreiber verpflichtet, auf Verlangen wahrheitsgemäß gegenüber dem BMU Auskunft über sämtliche Tatsachen zu geben, die für die Ermittlung der Stromgestehungskosten sowie der ausgeglichenen Energiemengen und Vergütungszahlungen erheblich sein können. Damit sollen stichprobenartige Ermittlungen von Stromgestehungskosten ermöglicht und die Funktionsfähigkeit des bundesweiten Ausgleichsmechanismus gewährleistet werden.

Weitere Regelungen des EEG betreffen die besondere Ausgleichsregelung (Härtefallregelung) und die Regeln zur Transparenz. Diese Regelungen sind 2006 geändert worden (s.u.).

### **5.1.3 EEG-Änderungsgesetz 2006**

Das EEG ist im Jahr 2006 durch das Erste Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes geändert worden. Die Änderungen betreffen vor allem die besondere Ausgleichsregelung und die Regeln zur Transparenz. Dadurch sollen zum einen strom-

---

<sup>56</sup> Hierzu zählen die Art der eingesetzten Energie (einschl. Bezug zur EU-Richtlinie 2001/77/EG und ggf. zur Biomasseverordnung), Name und Anschrift des Anlagenbetreibers, die in der Anlage erzeugte Strommenge, der Zeitraum, in dem der Strom erzeugt wurde, Angaben über die EEG-Vergütung sowie Standort, Leistung und Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage.

intensiven Unternehmen und Bahnen stärker von Kosten des EEG entlastet werden. Zum anderen werden die Mitteilungspflichten zur bundesweiten Ausgleichsregelung und zur Transparenz der EEG-Umlage neugefasst, um überhöhte EEG-Kosten beim Verbraucher zu vermeiden; hierbei werden für die Bundesnetzagentur neue Zuständigkeiten geschaffen.

#### *Änderung der Härtefallregelung*

Durch die Härtefallregelung werden stromintensive Verbraucher begünstigt. Nach § 16 EEG wird auf Antrag der Anteil der EEG-Strommenge für Unternehmen des produzierenden Gewerbes und Schienenbahnen begrenzt, um dadurch die sich ergebenden Kosten zu verringern. Ein Unternehmen des produzierenden Gewerbes muss hierzu nachweisen, dass im letzten abgeschlossenen Geschäftsjahr

1. der von einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen bezogene und selbst verbrauchte Strom 10 GWh überstiegen hat,
2. das Verhältnis der Stromkosten zur Bruttowertschöpfung 15 % überschritten hat,
3. die Strommenge anteilig an das Unternehmen weitergereicht und von diesem selbst verbraucht worden ist und
4. das Unternehmen hierfür Differenzkosten entrichtet hat.

Für Schienenbahnen gelten die Nummern 1, 3 und 4 entsprechend, wobei nur der unmittelbare Stromverbrauch für den Fahrbetrieb berücksichtigt wird.

Die anteilig weitergereichte Strommenge wird so begrenzt, dass die Differenzkosten hierfür 0,05 ct/kWh betragen. Für Unternehmen, deren Strombezug unter 100 GWh oder deren Verhältnis der Stromkosten zur Bruttowertschöpfung unter 20 % lag, sowie für Schienenbahnen gilt dies nur hinsichtlich des gesamten über 10 % des bezogenen und selbst verbrauchten Stroms hinaus.

Das EEG 2004 enthielt in § 16 (4) Satz 5 und (5) folgende Vorschriften zur Beschränkung dieser Begünstigungen:

- Die Begünstigung für alle Schienenbahnen durfte in der Summe 20 Mill. Euro nicht übersteigen.
- Die Erhöhung der Differenzkosten für die nicht begünstigten Letztverbraucher durfte infolge der besonderen Ausgleichsregelung 10 % nicht übersteigen

Diese Kappingsregeln (10 %-Deckel und Schienenbahnendeckel) sind durch die EEG-Änderung 2006 gestrichen worden. Dadurch steigt die Begünstigung um rund

100 Mill. € auf etwa 400 Mill. € jährlich. Auf der anderen Seite erhöht sich die Belastung für die nicht-privilegierten Verbraucher um 0,02 bis 0,03 ct/kWh.

Nach dem Inkrafttreten des Gesetzes gilt die Änderung der Härtefallregelung rückwirkend für das gesamte Jahr 2006.

#### *Änderung von Mitteilungspflichten und Aufgaben der Bundesnetzagentur*

Die Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten sind 2006 hinsichtlich der bundesweiten Ausgleichsregelung und der Transparenz der EEG-Umlage stark erweitert worden.

Nach dem neueingefügten § 14a EEG (Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten) sind Anlagenbetreiber, Netzbetreiber und Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) verpflichtet, einander die für den *bundesweiten Ausgleich* erforderlichen Daten zur Verfügung zu stellen.

*Anlagenbetreiber* müssen dem Netzbetreiber Standort und Leistung der Anlage und bei Biomasseanlagen die Einsatzstoffe sowie die eingesetzten Technologien mitteilen und jährlich die für die Endabrechnung erforderlichen Daten zur Verfügung zu stellen.

*Verteilungsnetzbetreiber* (VNB) müssen diese Angaben und die tatsächlich geleisteten Vergütungszahlungen sowie die sonstigen für den bundesweiten Ausgleich erforderlichen Angaben dem vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) unverzüglich aggregiert mitteilen und jährlich in elektronischer Form die Endabrechnung für jede einzelne Anlage und aggregiert vorlegen. Für die physischen und finanziellen Ausgleich sind insbesondere die Spannungsebene, die vermiedenen Netzentgelte, die Stromabnahme von nachgelagerten Netzen und Angaben darüber, inwieweit der Netzbetreiber diesen Strom an Letztverbraucher, Netzbetreiber oder EVU abgegeben oder selbst verbraucht hat. ÜNB müssen entsprechende Angaben für Anlagen, die an ihr Netz angeschlossen sind, auf ihrer Internetseite veröffentlichen.

*Übertragungsnetzbetreiber* (ÜNB) sind verpflichtet, den EVU, für die sie regelverantwortlich sind, unverzüglich die auf der Grundlage der tatsächlich geleisteten Vergütungszahlungen abzunehmenden und zu vergütenden Energiemengen mitzuteilen und ihnen jährlich die Endabrechnung vorzulegen.

*Elektrizitätsversorgungsunternehmen* müssen ihrem regelverantwortlichen ÜNB unverzüglich ihren Strombezug und die an Letztverbraucher gelieferte Energiemenge mitteilen und jährlich die Endabrechnung vorlegen.

Netzbetreiber und EVU können verlangen, dass die Endabrechnungen durch einen Wirtschaftsprüfer oder vereidigten Buchprüfer bescheinigt werden. Die Netzbetreiber müssen der Bundesnetzagentur die Endabrechnungen in elektronischer Form vorlegen;

EVU müssen die an die ÜNB zu gebenden Daten sowie ihre durchschnittlichen Strombezugskosten pro kWh elektronisch an die Bundesnetzagentur übermitteln.

Zur Förderung der *Transparenz* können Netzbetreiber und EVU, die Strom an Letztverbraucher liefern, die *Differenzkosten* (Differenz aus Vergütungen abzgl. vermiedenen Netzentgelten und ihren durchschnittlichen Strombezugskosten pro kWh) gegenüber Dritten anzeigen, wenn sie diese durch eine zu veröffentlichende Bescheinigung eines Wirtschaftsprüfers oder vereidigten Buchprüfers nachweisen; dabei ist gleichzeitig die zugrunde liegende EEG-Menge anzugeben (§ 15 (1) EEG).

Nach dem 2006 geänderten § 15 (2) EEG sind Netzbetreiber und EVU verpflichtet, auf ihren *Internetseiten* die Angaben zum bundesweiten Ausgleich unverzüglich nach ihrer Übermittlung und jährlich einen Bericht über die Ermittlung der mitgeteilten Daten zu veröffentlichen. Die Angaben und der Bericht sollen Dritten ermöglichen, die ausgeglichenen Energiemengen und Vergütungszahlungen nachzuvollziehen. Diese Angaben und Berichte können auch für den EEG-Erfahrungsbericht genutzt werden.

Die *Bundesnetzagentur* hat (nach dem neu eingefügten § 19a EEG) die Aufgabe, zu überwachen, dass

1. den EVU nur die gezahlten Vergütungen abzüglich der vermiedenen Netzentgelte berechnet werden,
2. die vorgeschriebenen Internetveröffentlichungen durch Netzbetreiber und EVU erfolgen und ihr die erforderlichen Daten vorgelegt werden und
3. Dritten nur die tatsächlichen Differenzkosten angezeigt werden.

Für die Wahrnehmung dieser Aufgaben gelten Vorschriften des Energiewirtschaftsgesetzes. Ordnungswidrigkeiten können mit einer Geldbuße bis zu 100.000 € geahndet werden (§ 19b EEG).

Die EEG-bezogenen Tätigkeiten der Bundesnetzagentur sind auch Gegenstand des EEG-Berichts (nach § 20 EEG).

Mit diesen Vorschriften soll insgesamt gewährleistet werden, dass der bundesweite physikalische und finanzielle Ausgleich ordnungsgemäß funktioniert und dass verlässliche Angaben über die EEG-Umlage gemacht werden.

#### **5.1.4 Netzintegration im gegenwärtigen EEG - Wälzungsmechanismus**

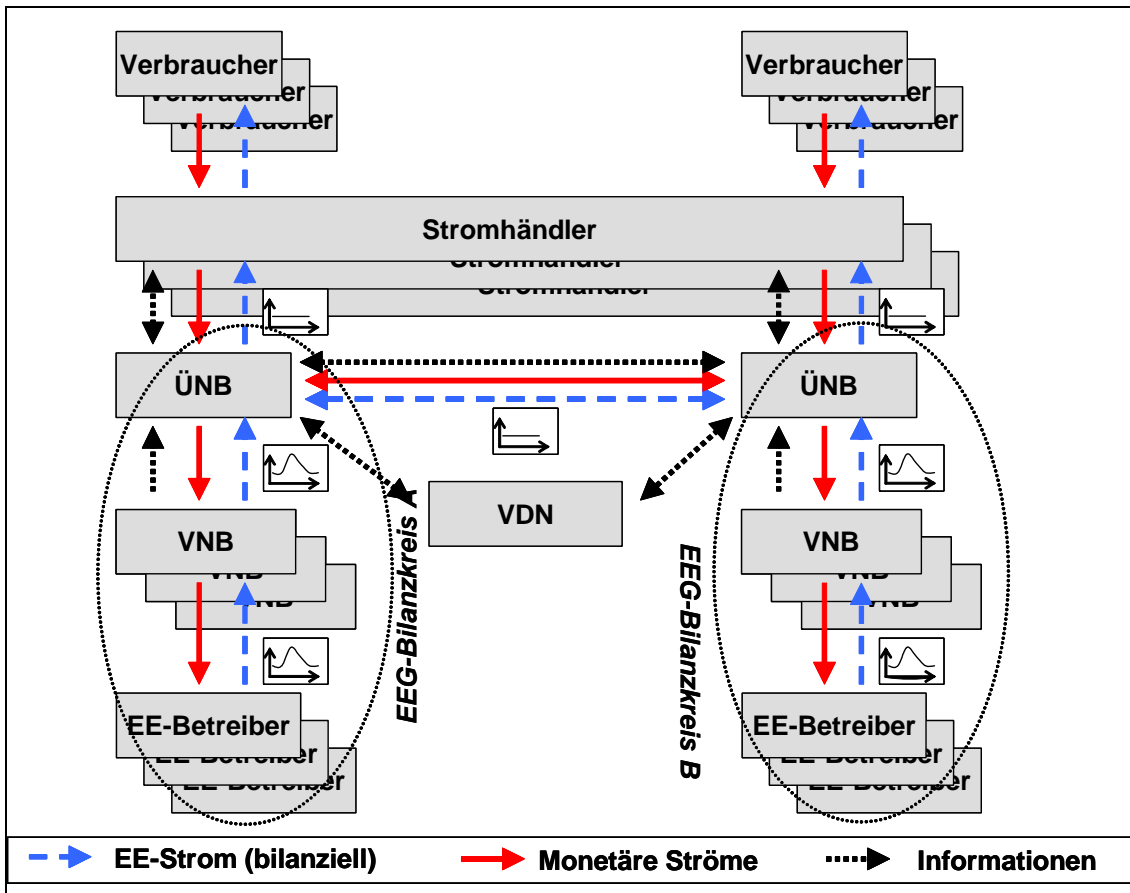
Im Folgenden wird die Umsetzung der im EEG angelegten Netzintegration in die Praxis näher beschrieben. Seit 1.12.2006 finden darüber hinaus die Regelungen des im vorherigen Abschnitt dargestellten Änderungsgesetzes Anwendung, die bezüglich des Wälzungsmechanismus insbesondere erweiterte Mitteilungspflichten vorsehen.

Die Netzeinspeisung aus Anlagen, die Erneuerbare Energien nutzen, wird im EEG geregelt. § 4 (1) EEG behandelt die vorrangige Abnahmepflicht des EEG-Stroms durch die Netzbetreiber, Absatz 6 regelt die Abnahmepflicht der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) von den vorgelagerten Verteilungsnetzbetreibern (VNB). § 5 EEG legt die Vergütung des abgenommenen Stroms durch die Netzbetreiber fest. Die Wälzung dieser Vergütungszahlungen wird in § 5 (2) EEG geregelt. Dabei müssen die vermiedenen Netznutzungsentgelte ausgewiesen und abgezogen werden. Der horizontale Ausgleich der aufgenommenen Strommengen und geleisteten Vergütungszahlungen zwischen den ÜNB wird durch § 14 (1) EEG und (2) festgelegt. § 14 (3) EEG schließlich regelt die Abnahme- und Vergütungspflicht der Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Strom an Letztverbraucher liefern (Stromhändler, Lieferanten).

Demnach ist der VNB, der am Standort der Anlage zur Nutzung Erneuerbarer Energien das Verteilungsnetz betreibt, zur Abnahme des Stroms aus Erneuerbaren Energien (EEG-Strom) und Zahlung der festgelegten Vergütung verpflichtet (Abbildung 5-1). Der VNB kann die Strommengen unmittelbar an den vorgelagerten ÜNB abgeben, der zur vorrangigen Abnahme verpflichtet ist. Der ÜNB fasst sämtliche EEG-Einspeisungen in seinem Gebiet zu einem so genannten EEG-Bilanzkreis zusammen. Er wandelt die fluktuierende Einspeisung unter Einsatz von Ausgleichsenergie in Monatsbänder konstanter Leistung um. Die Ausgleichsenergie wird auf zwei Märkten gehandelt, dem Spotmarkt und dem Intraday-Markt.<sup>57</sup> Da die Erzeugung der EEG-Anlagen nicht gleichmäßig auf die vier ÜNB verteilt ist, erfolgt zusätzlich ein so genannter horizontaler Ausgleich zwischen den ÜNB, sodass der Anteil des EEG-Stroms am gesamten durchgeleiteten Stromabsatz ("EEG-Quote") bei allen ÜNB gleich ist - wie auch die sich daraus ergebende durchschnittliche finanzielle Belastung aus der EEG-Vergütung. Die konstanten Monatsbänder werden anteilig im Verhältnis zum Stromabsatz an die Stromhändler übergeben, die ihren Strombezug aus anderen Quellen um die EEG-Strommenge reduzieren müssen. Über den Stromhändler gelangt der EEG-Strom schließlich bilanziell zum Endverbraucher. Der Anteil des EEG-Stroms an der gesamten Stromlieferung ist damit bei jedem nicht-privilegierten Stromverbraucher gleich. Die anteilig zu leistenden Zahlungen für den EEG-Strom werden über die Händler an den Übertragungsnetzbetreiber geleistet.

---

<sup>57</sup> Es wird hier im Zusammenhang mit dem EEG (wie auch vom VDN und von den ÜNB) der Begriff „Ausgleichsenergie“ verwendet, obwohl es sich um ein anderes Produkt als bei dem Ausgleich von Prognoseabweichungen in herkömmlichen Bilanzkreisen handelt. Der Preis der herkömmlichen Ausgleichsenergie setzt sich aus dem Arbeitspreis der Sekundärregelleistung und der Minutenreserve zusammen.



**Abbildung 5-1: Gegenwärtiger Wälzungsmechanismus exemplarisch für zwei EEG-Bilanzkreise**

Horizontal werden die EEG-Strommengen zwischen den ÜNB ähnlich wie bei dem vertikalen Ausgleich über konstante monatliche Leistungsbänder ausgeglichen. Lediglich im Bereich der Windenergie wird unverzüglich ausgeglichen (VDN 2005). Hierzu werden täglich Windprognosen auf Basis von Daten des Deutschen Wetterdienstes und ähnlicher Einrichtungen für den darauf folgenden Tag erstellt und zwischen den ÜNB ausgetauscht. Auf dieser Basis wird die Profilglättungsleistung geplant. Der unverzügliche Ausgleich erfolgt automatisch auf Basis von 15-Minuten-Werten, die aus Referenzmessungen hochgerechnet und zwischen den Leitsystemen der ÜNB ausgetauscht werden.<sup>58</sup> Die bilanzielle Aufteilung dieser Mengen erfolgt anhand der monatlich festgelegten Verhältnisse der prognostizierten Stromabgaben von EEG-Anlagen zu dem prognostizierten Gesamtabsatz.

<sup>58</sup> Drei der vier ÜNB haben dazu das Wind Power Management System (WPMS) des ISET in der Anwendung. Lediglich die EnBW befindet sich bezüglich der Einführung noch in Verhandlung mit dem ISET. Durch den geringen Beitrag der Windenergie im Netzgebiet der EnBW, sind die negativen Folgen auf eine zeitnahe horizontale Wälzung allerdings begrenzt.



Die VNB können nur einen Teil der von ihnen an die Anlagenbetreiber geleisteten EEG-Zahlungen an die ÜNB überwälzen, da die vermiedenen Netznutzungsentgelte (vNNE) abzuziehen sind. Da eine Reihe von EEG-Anlagen in das Mittel- und Niederspannungsnetz einspeisen und somit die übergeordneten Netzebenen nicht belasten, werden entsprechend Netznutzungsentgelte eingespart. Um eine Überkompensation der EEG-Anlagenbetreiber zu vermeiden, werden die vNNE nicht dem Anlagenbetreiber gutgeschrieben, sondern den Stromkunden in ihrer Gesamtheit als Träger der EEG-Vergütung. Daher sind die VNB dazu verpflichtet, die vNNE gemeinsam mit den Vergütungszahlungen sowie die eingespeisten Strommengen dem ÜNB zu melden. Dieser ermittelt anhand dieser Daten die durchschnittliche EEG-Vergütung.

$$\text{Durchschnittsvergütung} = \frac{\sum \text{Vergütungen} - \sum \text{vNNE}}{\sum \text{Einspeisung}} \quad (2)$$

Prognosen zur EEG-Quote und zur durchschnittlichen EEG-Vergütung spielen in diesem System eine zentrale Rolle. Seit dem 1. August 2004 sieht das EEG einen zeitnahen Abgleich der Plan-Daten mit den Ist-Daten sowie eine Anpassung der Stromlieferungen an die tatsächlich eingespeisten Strommengen vor. Der Verband der Netzbetreiber (VDN) hat gemeinsam mit dem Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) ein Verfahren zur Umsetzung der EEG-Vorschriften erarbeitet (VDEW-VDN 2005a). Bezüglich des vertikalen Ausgleichs wurden zusätzliche Regelungen entwickelt (VDEW-VDN 2005b).

Die VNB übermitteln an den jeweils übergeordneten ÜNB die monatlich erwarteten Lieferungen von EEG-Einspeisungen nach Vergütungskategorien differenziert im August des Vorjahres für das Folgejahr. Ebenfalls im August des Vorjahres teilen die Stromhändler den ÜNB ihren geplanten Stromabsatz für das Folgejahr mit. Der Stromabsatz an privilegierte Kunden, der unter die besondere Ausgleichsregelung des § 16 EEG fallen, wird separat ausgewiesen. Die ÜNB fassen diese Angaben zusammen und reichen die kumulierten Daten vier Monate vor Beginn des Kalenderjahres an den Verband der Netzbetreiber (VDN) weiter. Dieser veröffentlicht die vorläufigen Prognosen der EEG-Quote sowie der durchschnittlichen Vergütung bis zum 15. September des Vorjahres.

Der lange Vorlauf von fünf Monaten kann gerade in Zeiten eines raschen Ausbaus der Erneuerbaren Energien zu relativ großen Abweichungen gegenüber der tatsächlichen Erzeugung führen. Neben der Unsicherheit über den Ausbau der EEG-Anlagen bestehen Unsicherheiten über die Erzeugung der bestehenden EEG-Anlagen, bedingt etwa durch Witterungsschwankungen oder eingeschränkte technische Verfügbarkeit. Im Januar

2006 lag beispielsweise die tatsächlich eingespeiste EEG-Strommenge um 34 % unter der prognostizierten. In 2004 und 2005 war dagegen die tatsächliche Einspeisung höher als die prognostizierte, was zu Nachforderungen der ÜNB gegenüber den Stromhändlern führte (VDN 2006).

Auf Basis dieser unsicheren Jahresprognosen preisen Stromhändler die Kosten der EEG-Vergütungen in ihre Strompreise ein und kalkulieren die aufzunehmenden EEG-Strommengen. Entsprechend groß sind die Unsicherheiten, die gerade von kleineren Stromhändlern wie z.B. Stadtwerken nur schwer zu tragen sind.

Die Jahresprognosen werden im laufenden Jahr monatlich aktualisiert, um zeitnah Prognoseabweichungen von den vorläufig festgestellten Ist-Werten gemäß § 14 (5) EEG auszugleichen. Die VNB berichten zu diesem Zweck monatlich die tatsächliche EEG-Einspeisung sowie die vermiedenen Netznutzungsentgelte an die ÜNB. Ebenso wird der tatsächliche Stromabsatz, unterschieden nach privilegiert und nicht-privilegiert, gemeldet. Diese Daten werden von den ÜNB kumuliert an den VDN gegeben, der die deutschlandweite EEG-Quote sowie die durchschnittliche EEG-Vergütung prognostiziert und jeweils bis zum Zehnten des Vormonats veröffentlicht. Gleichzeitig werden die Prognosen für die verbleibenden Monate des Jahres angepasst, um den Ausgleich der Prognoseabweichungen im Folgejahr möglichst gering zu halten sowie einen zeitnahen Ausgleich zu ermöglichen. Die Abweichungen der Hochrechnungen zu den Prognosen des vergangenen Monats werden auf die verbleibenden Monate des Jahres gleichmäßig aufgeteilt.

Lediglich der Ausgleich des vierten Quartals wird erst in der Jahresabrechnung vorgenommen. Begründet wird dies damit, dass nur die Prognoseabweichung des Monats Oktober noch im selben Jahr ausgeglichen werden könnte. Dieser Ausgleich könnte allerdings nicht über eine Reihe von Monaten verteilt werden, sondern müsste ausschließlich im Dezember vorgenommen werden, wodurch die Plandaten für Dezember zu stark beeinflusst würden. Der Jahresausgleich des vergangenen Jahres wird wie bereits vor der EEG Novelle im aktuellen Jahr ermittelt und im folgenden Jahr gleichmäßig auf neun Monate verteilt. Das heißt, dass z.B. die Abweichungen des vierten Quartals sowie der vorläufigen monatlichen Ist-Werte des Jahres 2006 in der Jahresabrechnung in 2007 erfasst werden und der Ausgleich erst im Jahr 2008 erfolgt. Die Jahresabrechnung wird, gemäß der Erfordernisse des § 14 (2) EEG, zum 30. September des Folgejahres auf der Internetseite des VDN veröffentlicht.

Beim beschriebenen Wälzungsmechanismus ist zu beachten ist, dass der VNB nicht zur Weitergabe des aufgenommenen Stroms verpflichtet ist. Immer dann, wenn die individuelle Vergütung des aufgenommenen EEG-Stroms unter dem allgemeinen Marktpreis

liegt, ist damit die individuelle Vermarktung des EEG-Stroms für den VNB attraktiv.<sup>59</sup> Darüber hinaus kann nach §4 (1) EEG ein Anlagenbetreiber mit dem aufnehmenden Netzbetreiber einvernehmlich individuelle, von der Vergütungs- und Abnahmepflicht des EEG abweichende Regelungen treffen, um die Erzeugung besser integrieren zu können. Außer zur Vermeidung von Netzüberlastungen im Rahmen des Erzeugungsmanagements wird allerdings von dieser Möglichkeit, soweit bekannt, bisher nicht Gebrauch gemacht.

Folgende Tabelle 5-2 charakterisiert zusammenfassend die Konzeption des gegenwärtigen EEG. Der horizontale Ausgleich, der eine gleichmäßige Verteilung des EEG-Stroms gewährleistet, erfolgt durch die ÜNB über Bandlieferungen (horizontale Wälzung). Der EEG-Strom gelangt von den Erzeugern über die VNB und ÜNB zu den EVU und damit schließlich zu den Stromverbrauchern (vertikale Wälzung). Unter "Integrationsanreizen" ist bewertet, inwieweit dem betreffenden Akteur durch das EEG Anreize zu einer verbesserten Einbindung des EEG-Stroms (etwa bedarfsgerechte Erzeugung, Berücksichtigung marktlicher Preissignale) gegeben werden.<sup>60</sup>

**Tabelle 5-2: Konzeptionelle Charakterisierung des bestehenden EEG**

Element	Ausprägung
Wälzung finanziell	Durch VNB und ÜNB
Wälzung physikalisch horizontal	Zwischen ÜNB über Bandlieferung
Wälzung physikalisch vertikal	VNB-ÜNB; ÜNB-EVU in der Praxis über Bandlieferung
Vorrangige Anschlusspflicht	Ja
Vorrangige Abnahme- und Übertragungspflicht	Ja
Technologiedifferenzierung	Ja
Degression	Ja
Integrationsanreize Anlagenbetreiber	Nein
Integrationsanreize Netzbetreiber	Nein
Integrationsanreize Stromhändler	Nein

<sup>59</sup> Vergleiche auch Abschnitt 5.2.2.

<sup>60</sup> Zu den Dimensionen der Integration vergleiche auch Abschnitt 5.2.2.

### 5.1.5 EEG-Mengen und Vergütungen

Im Jahr 2005 sind insgesamt 44 TWh EEG-Strom in das Netz der öffentlichen Versorgung eingespeist worden. Hierfür wurde eine Vergütung von insgesamt 4,5 Mrd. € gezahlt. Tabelle 5-3 zeigt die Verteilung der EEG-Mengen und Vergütungen nach geförderten Energiearten. Danach entfallen 61,9 % der Strommenge und 54,3 % der Vergütungen auf die Windenergie. Die Fotovoltaik hat an der Einspeisung einen Anteil von 2,9 %, an der Vergütung aber einen Anteil von 15,1 %.

Unter Abzug vermiedener Netznutzungsentgelte (102,9 Mill. €) beträgt die Vergütung 4,4 Mrd. €. Für das Abrechnungsjahr 2005 ergeben sich nach Angaben des VDN (2006) eine bundesweite Pflichtabnahme (EEG-Quote) in Höhe von 10,028 % und eine bundesweit einheitliche Pflichtvergütung für EEG-Strom von 9,995 ct/kWh.<sup>61</sup> Dabei sind Korrekturen von EEG-Strommengen, Vergütungszahlungen und Letztverbrauchsmengen aus den Jahren 2000 bis 2004 berücksichtigt.

**Tabelle 5-3: EEG-Mengen und Vergütungen im Jahr 2005 nach geförderten Energiearten**

	Energie		Vergütung	
	GWh	%	Mill. Euro	%
Wasserkraft (§ 6)	4952,6	11,3	364,1	8,1
Deponie-, Gruben-, Klärgas (§ 7)	3135,6	7,1	219,24	4,9
Biomasse (§ 8)	7366,5	16,8	795,19	17,7
Geothermie (§ 9)	0,2	0,0	0,03	0,0
Windkraft (§ 10)	27229,4	61,9	2440,68	54,3
Solare Strahlungsenergie (§ 11)	1282,3	2,9	679,11	15,1
Summe 2005	43.966,60	100,0	4498,35	100,0
vermiedene Netznutzungsentgelte (§ 5)			102,89	
Gesamt 2005 (ohne vNNE)			4395,46	
Korrekturen für Vorjahre	36,9		2,67	
Insgesamt (ohne vNNE, nach Korrektur)	44003,6		4398,13	

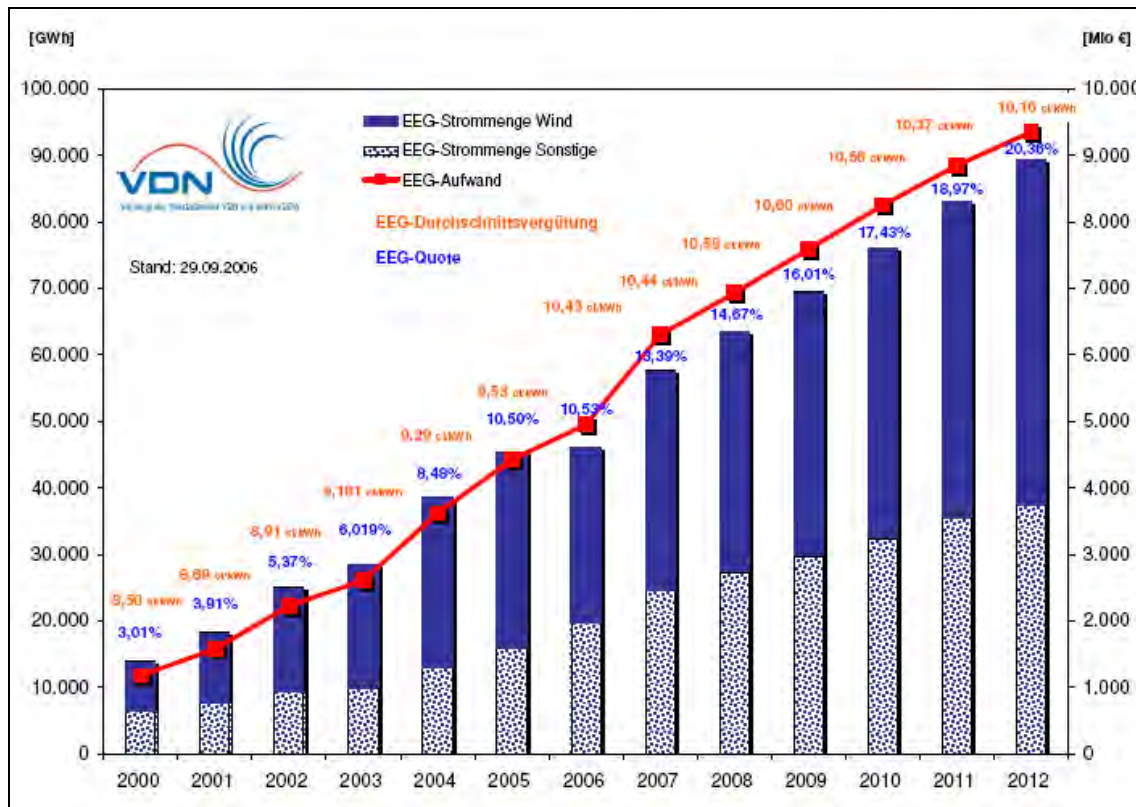
Quelle: VDN Berlin. Stand 26.10.2006.

Nach der Mittelfristprognose des VDN erhöhen sich die EEG-Mengen und die Vergütungen bis 2012 auf 89 TWh bzw. 9,4 Mrd. € (Abbildung 5-2). Im Vergleich zu 2005 würden sich EEG-Mengen und Vergütungen damit in etwa verdoppeln. Während sich die Anteile der Vergütungen für Wasserkraft und Windkraft vermindern, nehmen die Anteile der Vergütungen für Biomasse (auf 27,1 %) und Fotovoltaik (auf 19,9 %) zu. Zu Ergebnissen in ähnlicher Größenordnung kommt auch die Studie von Nitsch et al.

<sup>61</sup> Die Quote berechnet sich aus dem Verhältnis von EEG-Strom abzüglich privilegiertem EEG-Strom und dem Letztverbrauch abzüglich privilegiertem Letztverbrauch. Die Durchschnittsvergütung berechnet sich aus dem Verhältnis der Vergütungen für EEG-Einspeisungen abzüglich vermiedener Netznutzungsentgelte und der gesamten EEG-Einspeisungsmenge.

(2005); danach wird für 2012 eine reale Gesamtvergütung von 7,3 Mrd. € (in Preisen von 2005) für wahrscheinlich gehalten.

**Abbildung 5-2: Entwicklung der EEG-Mengen und Vergütungen nach der Mittelfristprognose des VDN**



## 5.2 Defizite und Herausforderungen

### 5.2.1 Dimensionen der Defizitanalyse

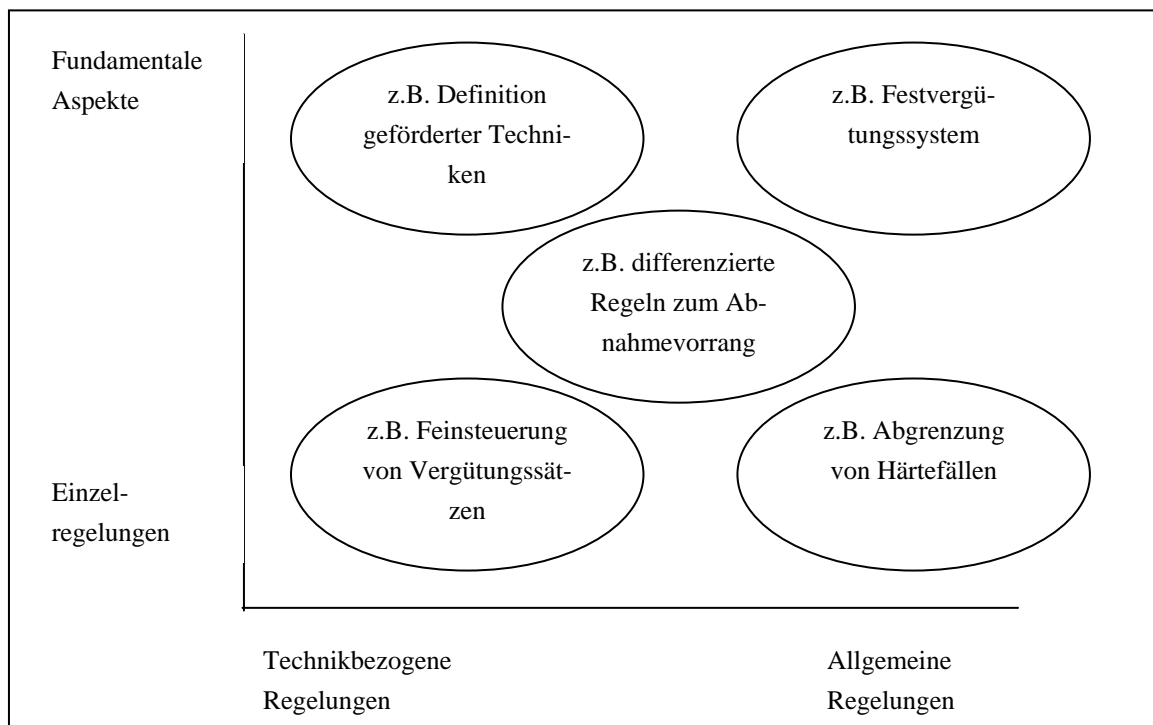
Bei der Analyse möglicher Defizite des EEG und der Herausforderungen zur Weiterentwicklung der Förderpolitik in diesem Bereich sind zum einen das Gesamtkonzept und die allgemeinen Regeln und zum anderen die technologiebezogenen Regelungen zu betrachten. In beiden Bereichen sind jeweils fundamentale Aspekte der Förderpolitik und Fragen der Feinsteuerung von Einzelregelungen zu unterscheiden. Während letztere durch Anpassungen von Regelungen im Rahmen des bisherigen Konzeptes gelöst werden können, können Probleme im Bereich der fundamentalen Aspekte die Frage nach einem teilweisen oder vollständigen Systemwechsel aufwerfen. Diese Dimensionen sind schematisch in Tabelle 5-4 dargestellt.

**Tabelle 5-4: Dimensionen der Defizitanalyse des EEG**

	<b>a) Fundamentale Aspekte</b>	<b>b) Einzelregelungen</b>
<b>1) Konzept und allgemeine Regeln</b>	z.B. Festvergütung	z.B. Abgrenzung der Härtefallregelung
<b>2) Technologiebezogene Regeln</b>	z.B. Definition geförderter Techniken	z.B. Höhe eines Vergütungssatzes

Die Übergänge zwischen den Bereichen können allerdings ebenso fließend sein wie die Einordnung denkbarer Änderungen (Abbildung 5-3). So kann z.B. die Festsetzung einer sehr geringen Vergütung faktisch einem Ausschluss aus dem Förderbereich recht nahe kommen. Die Einführung einer differenzierten Regelung des Abnahmevorrangs wäre z.B. hinsichtlich beider Dimensionen im Bereich des fließenden Übergangs.

**Abbildung 5-3: Dimensionen denkbarer Änderungen des EEG**



Im Folgenden werden mögliche Probleme des EEG näher betrachtet hinsichtlich

- 1) dem Konzept und den allgemeinen Regelungen des EEG und
- 2) der technologiebezogenen Regelungen.

Dabei werden zugleich jeweils Optionen zur Behebung der Probleme genannt, die allerdings z. T. Alternativen darstellen und nicht als Empfehlungen zu verstehen sind (vgl. dazu die folgenden Abschnitte). Darüber hinaus sind Wechselwirkungen mit anderen Instrumenten und der Politik auf EU-Ebene zu betrachten. Angesichts der Komplexität der Defizitanalyse erfolgt die Darstellung der Einzelaspekte im Wesentlichen in tabellarischer Form.

### **5.2.2 Konzeptionelle Defizite und Herausforderungen**

Mögliche Probleme hinsichtlich des Konzepts und der allgemeinen Regelungen des EEG (Tabelle 5-5) betreffen alle nicht technologiebezogenen EEG-Elemente: die Zieldefinition, die Vorrangregeln und Netzkostenaufteilung, das Konzept der Vergütungsregeln (Festvergütung, Förderdauer, Differenzierung, Degression), die Regelungen des bundesweiten physikalischen und finanziellen Ausgleichs sowie des Umlagesystems, die Härtefallregelung und Herkunftsnachweise im Zusammenhang mit dem Doppelvermarktungsverbot. Abgesehen von der grundsätzlichen Frage, ob Stromverbraucher oder Steuerzahler die Zusatzkosten der Förderung von Strom aus Erneuerbaren Energien tragen sollen, fallen die fundamentalen Fragen der Förderpolitik (Kategorie a.) in Abbildung 5-3) vor allem in den Bereich Vorrangregeln und Netzintegration sowie in den Bereich der Vergütungsregelungen, der besonders für die „Marktintegration“ von Bedeutung ist. Grundlegende Probleme werden dabei nicht hinsichtlich der Förderdauer, der Differenzierung und der Degression gesehen – dies sind konzeptionell gerade die förderpolitischen Vorzüge des EEG -, sondern in der Kombination der Festvergütung, die die Konkurrenz zu konventionellen Systemen und zwischen Erneuerbaren Energien einschränkt, mit Vorrangregeln, die die Integration Erneuerbarer Energien ins gesamte Elektrizitätssystem erschweren können.

**Tabelle 5-5: Mögliche Probleme und Optionen hinsichtlich Konzept und allgemeinen Regelungen des EEG**

Regelungsbereiche	Probleme	Optionen
Zieldefinition 2010 2020	Mindestziel für 2010 nicht mehr aktuell. 2020 wäre mehr erreichbar.	Ziel für 2020 könnte erhöht werden. Zielkorridor statt Mindestziel. Längerfristige Ziele festlegen.
Vorrangregeln und Netzintegration Anschlusspflicht Abnahmevorrang Netzanschlusskosten Netzausbaukosten Reserve, Regelenergie	Verdrängung der KWK Netzüberlastung, auch international Anschlussverweigerung Netzausbau Suboptimale Kraftwerksstruktur Fehlende Anreize zur bedarfsgerechten Erzeugung und Aufbereitung	Einschränkung des Vorrangs Erzeugungsmanagement Eigenvermarktung Integriertes Kraftwerks-/Netzkonzepts
Bundesweiter Ausgleich und Umlage physikalische Wälzung finanzielle Wälzung Transparenz, Überwachung	Mangelnde Praktikabilität der physikalischen Wälzung Transaktionskosten des finanziellen Ausgleichs Detaillierte Überwachung notwendig Belastung der Stromverbraucher	Beachtung des Erzeugungsprofils Verzicht auf physikalische Wälzung Konsequente Umsetzung durch Bundesnetzagentur
Vergütungsregeln Festvergütung Förderdauer Differenzierung Degression	Intransparenz und Datenprobleme bei zu tiefer Differenzierung Fehlende Inflationsbereinigung der Degression Fehlende Konkurrenz zu konventionellen Systemen Fehlende Konkurrenz zwischen EE-Techniken Vergütung nach Ablauf der Förderdauer offen	Strompreiskopplung, Bonuskomponente/Bonusmodell Differenzierung der Förderdauer, Anschlussregelung Begrenzung der Kategorienanzahl Inflationsbereinigung vornehmen (Verbraucherpreiskopplung)
Härtefallregelung	Abgrenzung privilegierter Verbraucher Steigende Mehrbelastung nicht-privilegierter Verbraucher	Keine weitere Ausweitung der Regelung Streichung der Härtefallregelung
Herkunftsnachweis, Doppelvermarktungsverbot	Einheitliche Zertifizierung und Kontrolle erforderlich  Geringe internationale Abstimmung	Doppelvermarktung und Doppelförderung weiterhin ausschließen Regeln für grenzüberschreitende Projekte und Handel



Eine wesentliche Forderung an die zukünftige Gestaltung der Förderung von Strom aus Erneuerbaren Energien ist folgerichtig die nach einer stärkeren Marktintegration der Erneuerbaren Energien.<sup>62</sup> Von einer solchen Marktintegration werden mehr Wettbewerb und dadurch letztlich geringere Kosten der Förderung Erneuerbarer Energien erwartet. Dabei könnte auch der Wälzungsmechanismus vereinfacht und die sich hieraus gegenwärtig zum Teil ergebenden Zusatzgewinne vermindert werden. Es ist allerdings zu berücksichtigen, dass der deutsche wie auch der europäische Strommarkt von wenigen Unternehmen dominiert wird und somit ein funktionsfähiger und fairer Wettbewerb kaum besteht. So liegen 85 % der deutschen Erzeugungskapazitäten in der Hand von nur vier Unternehmen, die zwei größten stehen alleine für 60 % der Kapazität (Hirschhausen et al. 2007). Unabhängig von der zunehmenden Bedeutung Erneuerbarer Energien muss deshalb der Wettbewerb auf dem Strommarkt verstärkt werden. Darüber hinaus muss speziell im Netzbereich die in Deutschland neu eingeführte staatliche Regulierung greifen und – auch mit Blick auf den Ausbau Erneuerbarer Energien – zu einer Anreizregulierung weiterentwickelt werden.

Die Forderung nach verbesserter Integration Erneuerbarer Energien bezieht sich vor diesem Hintergrund auf zwei miteinander verbundene Ebenen:

1. Eine verbesserte *physikalisch-technische Integration* der Erneuerbaren Energien in das Stromversorgungssystem. Zentral ist hier eine möglichst bedarfsgerechte Einspeisung und Verteilung von Strom aus Erneuerbaren Energien. Das gegenwärtige EEG gibt hierzu weder den Erzeugern noch den Netzbetreibern oder Händlern ausreichende Anreize. Damit ist auch die Frage verknüpft, wie Netzüberlastungen insbesondere aufgrund von fluktuierender Einspeisung vermieden werden können.
2. Eine verbesserte *kaufmännische* bzw. marktwirtschaftliche *Integration* der Erneuerbaren Energien. Dies umfasst vor allem die Verteilung der Verantwortlichkeiten für die Verwertung des Stroms aus Erneuerbaren Energien. Hierzu sind zum einen geeignete Abnehmer für den erzeugten Strom zu identifizieren und zum anderen die Vertragsverhältnisse zwischen Erzeuger und Abnehmer zu gestalten. Das gegenwärtige EEG entbindet Erzeuger von beiden Tätigkeiten, da die wesentlichen Lieferverhältnisse durch das EEG geregelt sind, ein Vertrag dadurch implizit zustande kommt<sup>63</sup> und über den Abnahmevorrang ein Abnehmer bestimmt ist.

---

<sup>62</sup> Vergleiche z.B. VDEW (VDEW 2005, Kohlmann 2005).

<sup>63</sup> Vergleiche hierzu Langniß (2002), Finon und Perez (2004).

Mit der bedarfsgerechten Erzeugung und Bereitstellung von Strom bei der *physikalisch-technischen* Integration sind zunächst im Sinne eines Einspeisemanagements kurzfristige Fragen angesprochen, wann und wie viel Strom eingespeist werden soll. Diese Frage gewinnt umso größere Bedeutung, je höher der Anteil Erneuerbarer Energien am Strommix ist. Dabei sind nicht nur die Anlagenbetreiber zu adressieren, sondern auch Netzbetreiber und Stromhändler sowie die Betreiber konventioneller Kraftwerke, da es um eine Optimierung des Gesamtsystems gehen muss. Dies berührt letztlich aber auch die Frage, wie viel erneuerbare Kraftwerkskapazität zugebaut werden soll. Es ist das explizite Ziel der Förderung, den Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung wesentlich zu steigern. Die Zwischenziele von 12,5 % bis 2010 bzw. 20 % bis 2020 sind dabei keineswegs als Obergrenze zu verstehen, sondern als Mindestziele, die Meilensteine auf dem Weg zu einer weitgehend auf Erneuerbaren Energien basierenden Stromversorgung darstellen.

Für die physikalisch-technische Integration Erneuerbarer Energien sind neben den natürlichen zeitlichen Fluktuationen z.B. der Windkraft auch die räumlichen Verteilungen von Bedeutung. So variieren die Bedingungen für die Windenergienutzung lokal und regional stark, sodass bei regionaler Konzentration gemeinhin höhere Netzkosten zugunsten einer höheren Energieausbeute hingenommen werden müssen. Auch die Nutzung der Biomasse und der Geothermie ist häufig regional gebunden und lässt nur geringe Spielräume bei der Standortwahl. Auf längere Sicht ist wichtig, dass die konventionelle Kraftwerksstruktur ebenso wie die Netzinfrastruktur auf die Anforderungen einer starken Nutzung Erneuerbarer Energien abgestimmt ist. Solche Anforderungen müssen bei der allgemeinen Regulierung des Strommarktes<sup>64</sup> berücksichtigt werden. Die im EEG getroffenen elektrizitätswirtschaftlichen Regelungen z.B. zur Verteilung der Netzananschluss- und der Netzausbaukosten stehen im Zusammenhang mit dem Anschlussvorrang nach § 4 EEG. Für den Anschluss von Offshore-Anlagen enthält das Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetz vom 9. Dezember 2006 spezielle Regeln (als Änderungen des Energiewirtschaftsgesetzes).

Stärker als bei der technisch-physikalischen Integration der Erneuerbaren Energien geht es bei der *kaufmännischen Integration* neben kurzfristigen Aspekten auch um längerfristige Koordinationsmechanismen. Dies ergibt sich allein schon daraus, dass Lieferverhältnisse kurzfristig, etwa über den Spotmarkt der Leipziger EEX, aber auch über langfristige Verträge, die im Extremfall die gesamte Lebensdauer der Anlage umfassen können, organisiert werden können. Damit sind sowohl Entscheidungen über die

---

<sup>64</sup> Vergleiche Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 und im speziellen die Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen vom 25. Juli 2005.

Stromproduktion wie auch über Investitionen in Kraftwerke betroffen. Die Förderung muss den Investoren eine ausreichende Sicherheit gewährleisten, da andernfalls Investitionen gänzlich unterbleiben oder aber nur unter Einbeziehung von Risikoaufschlägen realisiert werden.

Die kaufmännische Integration kann sowohl eigenständiges Ziel einer Förderung Erneuerbarer Energien sein wie auch Mittel, um etwa entsprechende Anreize für eine technisch-physikalische Integration zu setzen. Im Sinne eines eigenständigen Zieles bereitet sie Betreiber von Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien auf ein unabhängiges und selbständiges Agieren am Markt vor. Dahinter steht die Erwartung, dass Akteure am Strommarkt letztlich unter denselben Grundprämissen handeln sollten, wie es in einer Marktwirtschaft üblich ist. Nur mit einem entsprechenden kaufmännischen Know-how, das das bereits heute bei den Betreibern vorhandene große technische Know-how ergänzt, werden die Erneuerbaren Energien dann im langfristigen Wettbewerb bestehen können.

Es gibt vielfältige Potenziale zur verbesserten Marktintegration, die von den unterschiedlichen Akteuren in unterschiedlichen Maß umgesetzt werden können (Tabelle 5-6). Entsprechend sind Anreize zur Umsetzung der Integrationspotenziale für alle Akteure zu schaffen und ihnen auch entsprechende Handlungsmöglichkeiten zu gewähren. Es müssen dabei nicht zwangsläufig ausschließlich direkte Anreize an alle Akteure gegeben werden. Akteure können nämlich Anreize auch an andere Akteure weitergeben, solange ihnen solche Handlungsoptionen erlaubt werden und sie auch über die notwendigen Informationen dazu verfügen.

**Tabelle 5-6: Optionen der verbesserten Marktintegration**

<b>Technisch-physikalische Integration</b>	<b>Kaufmännische Integration</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Speicher</li> <li>• Hybridkraftwerke</li> <li>• Einspeisemanagement</li> <li>• Lastmanagement</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bezug von Ausgleichsenergie</li> <li>• Selbständige Vermarktung</li> </ul>

Das gegenwärtige EEG weist Defizite bezüglich gewährter Anreize und Handlungsoptionen auf:

- EEG-Anlagenbetreiber haben keine Anreize für eine bedarfsgerechte Erzeugung.
- Übertragungsnetzbetreiber erhalten keine Anreize, über die getroffene Branchenlösung hinaus ein Einspeise- oder Lastmanagement zu betreiben.

- Obwohl Stromhändler im Wettbewerb stehen und damit große Anreize zur Kostenreduktion haben, besitzen sie keine Möglichkeit zum Lastmanagement oder eigenständigen Bezug von Ausgleichsenergie, sondern sind mit EEG-Bandlieferungen konfrontiert.
- Stromverbraucher, und hier insbesondere Großverbraucher, sind naturgemäß an Senkungen ihrer Stromkosten interessiert. Aber auch ihnen gewährt das EEG keine Möglichkeit zum Lastmanagement oder eigenständigen Bezug von Ausgleichsenergie zum Ausgleich fluktuierender EEG-Erzeugung.
- Schließlich gibt es weder Handlungsspielräume noch Anreize, den EEG-Strom bedarfsgerecht und seinem Wert entsprechend zu vermarkten.

Anreizdefizite bestehen also insbesondere bei EEG-Anlagenbetreibern und Netzbetreibern, während auf Seiten der Stromhändler und -kunden keine ausreichenden Handlungsmöglichkeiten zur verbesserten Integration gewährt werden.

Eine etwas andere Situation ergibt sich gegenwärtig für die VNB: Das EEG verpflichtet diese nicht zur Weitergabe des aufgenommenen Stroms an die ÜNB. Immer dann, wenn die individuelle Vergütung des aufgenommenen EEG-Stroms unter dem allgemeinen Marktpreis liegt, ist damit die individuelle Vermarktung des EEG-Stroms für den VNB attraktiv.<sup>65</sup> Eine Eigenvermarktung ist insbesondere dann zu vermuten, wenn, wie häufig der Fall, VNB selbst an Letztverbraucher liefern oder eigentumsrechtlich direkt mit Stromhändlern, die an Letztverbraucher liefern, verbunden sind. Damit haben VNB heute schon die Möglichkeit, EEG-Strom wert steigernd zu vermarkten und somit die kaufmännische Integration zu optimieren. Es liegen jedoch keine Angaben vor, in wie weit VNB die Eigenvermarktung in der Praxis umsetzen.

### **5.2.3 Technologiebezogene Defizite und Herausforderungen**

Mögliche Probleme hinsichtlich der technologiebezogenen EEG-Elemente (Tabelle 5-7) beziehen sich jeweils auf die konkreten Festsetzungen der Förderhöhe, der Förderdauer, der Art und Spreizung der Differenzierung und der Degression. Die Förderhöhe ist bei Strom aus solarer Strahlung (hierzulande Fotovoltaik) besonders hoch; hinzu kommt hier auch eine besonders starke Spreizung zwischen gebäudeintegrierten Anlagen und Freiflächenanlagen. Wenn nicht eine mengenmäßige Deckelung (wieder-)eingeführt werden soll, dann sind hier früher oder später Einschnitte erforderlich.

---

<sup>65</sup> Beispielsweise waren im vierten Quartal 2006 die im Intraday-Spotmarkt an der Leipziger EEX zu erzielenden Preise an insgesamt 642 Stunden höher als die EEG-Basisvergütung für Windstrom. Dies entspricht über der Hälfte der Stunden (1289 h), für die in diesem Zeitraum überhaupt gehandelt wurde.

**Tabelle 5-7: Mögliche Probleme und Optionen hinsichtlich technologiebezogener Regelungen**

Technikbereiche	Probleme	Optionen
Wasserkraft	Vermischung von Förder- und Genehmigungskriterien, unklare Definition ökologischer Anforderungen starke Spreizung ab 5 MW	Vereinfachung der Förderregeln, insb. ökologischer Anforderungen, Differenzierung vermindern Vereinheitlichung der Förderdauer und der Degression
Deponie-, Klär-, Grubengas	Differenzierungsansatz zu prüfen Denkbare Doppelvermarktung bei Grubengas (EEG/JI)	Erhöhung der Degression, Prüfung des Technologie-Bonus EEG-Förderung bei JI-Projekten einrechnen
Biomasse	verstärkte Spreizung durch kumulierte Boni uneinheitliche Degression	Boni (NaWaRo, KWK, Innovation) vereinfachen Degression anpassen und Boni einbeziehen
Geothermie	starke Spreizung, unsicheres Potenzial, Bohrrisiken, fehlende Anreize zur Wärmenutzung Förderung der Bruttostromerzeugung anstatt des Nettoertrages	Verminderung der Differenzierung, Hilfen zur Risikoabsicherung außerhalb des EEG Erhöhung der Degression Prüfung eine KWK-Bonus, Abstimmung mit MAP
Windkraft	Onshore: zunehmende Potenzialausschöpfung, Hemmnisse beim Repowering Offshore: verzögerte Projektrealisierung, Investitionsrisiken	Streichung der Schwachwindregel (60 %-Regel), verbesserte Abstimmung mit Baurecht Offshore: Streichung/ Verschiebung der Frist (2010), Verzicht auf Standortdifferenzierung, Verzicht auf reduzierten Fördersatz, Beibehaltung der Degression
Solare Strahlung	extrem hohe Vergütung und starke Spreizung Marktüberhitzung Hohe spezifische Differenzkosten Zunehmender Anteil am steigenden Umlagevolumen	Verzicht auf Differenzierung nach Anlagengröße, Streichung des Zuschlags für Fassadenintegration reduzierter Fördersatz z.B. nach 10 Betriebsjahren Degression nicht vermindern Beschränkung auf Grundvergütung von z.B. 15 ct/kWh, zusätzliche Förderung außerhalb EEG Vergütung der Nettoeinspeisung (Net-Meetering) Mengenmäßige Deckelung

**Tabelle 5-8: Mögliche Probleme und Optionen hinsichtlich Wechselwirkungen mit anderen Instrumenten und der europäischen und internationalen Abstimmung**

Wechselwirkungen, Abstimmungsfelder	Probleme	Optionen
Europäischer Emissionshandel und Allokationsplanung	Mangelnde Antizipation des Beitrags EE zur CO <sub>2</sub> -Vermeidung führt zu „Überausstattung“ mit Emissionsrechten und zu Emissionsverlagerungen	Stärkere Berücksichtigung der Wirkung des EEG in der Allokationsplanung (Verminderung des Emissionsbudgets)
Flexible Instrumente	Denkbare Doppelförderung	Berücksichtigung der EEG-Förderung bei der Anerkennung von JI-Projekten
Ökologische Steuerreform	Besteuerung von EEG-Strom grundsätzlich systemwidrig	Besteuerung akzeptabel, da sie die Vergütungen nicht berührt
Kraft-Wärme-Kopplung	Frage der Doppelförderung  Denkbare Verdrängung von KWK-Anlagen bzw. -Strom	Doppelförderung durch KWK-Gesetz verhindert  Vorrangregeln ggf. modifizieren, Berücksichtigung bestehender KWK-Anlagen
Andere Maßnahmen zur Förderung EE	Mögliche Gefahr der Substitution oder Doppelförderung	Überprüfung des Gesamtsystems der Förderung (EU-, Bundes-, Landesebene); Abstimmung der Marktförderung mit F&E-Förderung
Energiewirtschaftsrecht und Stromnetzregulierung	Trotz Überlappung der Zielbereiche sind Konflikte möglich Gestaltung und Umsetzung der Anreizregulierung Doppelte Zuständigkeit der BNA (EnWG, EEG) Spezifische Interessen vertikal integrierter Unternehmen	EnWG, NEV und EEG bereits konzeptionell abgestimmt Umsetzung durch Bundesnetzagentur entscheidend BNA kann zugleich Integration und Transparenz fördern weitergehende Entflechtung
Europäischer Binnenmarkt	Mögliche Beschränkung des Stromaustauschs in der EU	Ausbau der Infrastruktur und Regelung des Austauschs von EE-Strom
Förderung in anderen EU-Mitgliedstaaten	Gefahr suboptimaler EE-Ausbaustrategie in der EU	weitere Abstimmung der Förderansätze und -intensitäten

Bei der Windenergienutzung müssen hingegen die Bedingungen vor allem für den Offshore-Bereich günstiger gestaltet werden. Insbesondere bei der Biomasse sollte das System kumulierter Boni überdacht werden, das die Spreizung stark verstärkt. Speziell bei der Wasserkraft ist es zu einer Vermischung von ökonomischen Förderkriterien mit

ökologischen Anforderungen gekommen, die systematischer und klarer im Bereich der Genehmigung zu regeln wären.

Die Degressionssätze sind – abgesehen von der Sonderstellung der Fotovoltaik – kritisch zu hinterfragen. Dies ist stets im Zusammenhang mit dem Ausgangsniveau der Vergütungssätze und dem Kostensenkungspotenzial zu bewerten. Der Philosophie eines forcierten Ausbaus mit dem Ziel stark sinkenden Vergütungen folgend könnte generell eine eher hohe Anfangsvergütung mit ambitionierten Degressionssätzen verknüpft werden. Um klare Signale zu setzen, könnten die Degressionssätze stärker vereinheitlicht werden. Zur langfristigen Stabilität des EEG wäre es ggf. sinnvoll, einen Standarddegressionssatz von real etwa 4 % bzw. nominal von etwa 2 % pro Jahr vorzugeben.

#### **5.2.4 Wechselwirkungen mit Regelungen außerhalb des EEG**

Neben den unmittelbaren Regelungen des EEG sind auch Wechselwirkungen mit anderen Instrumenten und der Politik auf EU-Ebene in die Bewertung einzubeziehen (Tabelle 5-8). Wie die Analyse der Interaktionseffekte in Kapitel 4 gezeigt hat, sind die identifizierten möglichen Probleme zum Teil nicht gravierend oder wie z.B. beim Emissionshandel durch Anpassung in dem jeweils anderen Politikbereich zu lösen. Abstimmungsbedarf besteht aber grundsätzlich z.B. hinsichtlich der Kraft-Wärme-Kopplung (Vermeidung der Verdrängung anderer geförderter Techniken) und vor allem der Abstimmung mit der Förderung von Forschung und Entwicklung. Die gravierenden künftigen Herausforderungen liegen zum einen in der Umsetzung des neuen energie-wirtschaftsrechtlichen Rahmens, wobei der Bundesnetzagentur eine zentrale Rolle zukommt, und zum anderen in der Abstimmung des nationalen Instrumentariums zur Förderung Erneuerbarer Energien mit den Anforderungen des EU-Binnenmarktes und der förderpolitischen Strategie der Europäischen Union sowie den Förderansätzen in anderen Mitgliedstaaten.

### **5.3 Anpassungen im Rahmen des EEG**

In diesem und dem folgenden Abschnitt geht es speziell um die Frage, wie der Mechanismus der technischen und kaufmännischen Einbindung des Stroms aus Erneuerbaren Energien hin zu einer Integration von konventioneller und Erneuerbarer Energien optimiert werden kann. Die dafür relevanten Regelungsbereiche des EEG sind die der Vorrangregeln, des Wälzungsmechanismus und der Vergütung. Im Folgenden werden Änderungen, die nur einen dieser drei Bereiche betreffen, als Anpassungen des EEG definiert, während darüber hinausgehende Änderungen als konzeptionelle Weiterentwicklungen im Abschnitt 5.4 behandelt werden. Als Anpassungsmöglichkeiten ergeben sich die Änderung des Prognoseschemas (5.3.1), ein Händlermodell mit größerer Verantwor-

tung der Stromhändler (5.3.2) oder die Spreizung der Vergütung für eine bedarfsgerechte Erzeugung (5.3.3).

### **5.3.1 Änderung des Prognoseschemas**

Derzeit geben die Übertragungsnetzbetreiber den eingespeisten Strom als Bänder konstanter Leistung an die Stromhändler, die Endverbraucher beliefern, ab (siehe Abschnitt 5.1.4). Prognosen dienen dabei dazu, die Höhe der Leistung im Voraus für einen Monat festzulegen. Abweichungen von der Prognose werden auf die verbleibenden Monate des Jahres verteilt.

Durch die monatliche Aktualisierung der Prognosen sind diese gegenüber der vorher geübten Praxis deutlich genauer geworden. Die Abweichungen im vierten Quartal werden aber nach wie vor erst in der Jahresabrechnung berücksichtigt und damit erst mit einer Verzögerung von über einem Jahr ausgeglichen. Darüber hinaus wird im Januar und Februar kein Ausgleich vorgenommen, während im November und Dezember die kumulierten Abweichungen von neun Monaten berücksichtigt werden müssen. Umso später der endgültige Ausgleich der Prognoseabweichungen erfolgt, umso schwieriger ist es für die Stromhändler, die sich ggf. daraus ergebenden Zusatzkosten auf ihre Kunden umzulegen.

Zur weiteren Optimierung des Verfahrens bietet es sich daher an, einen gleichmäßigen Ausgleich der Prognoseabweichungen über eine festgelegte Anzahl von Monaten etwa über sechs Monate gleitend vorzunehmen. Damit würden beispielsweise Prognoseabweichungen aus dem Monat Januar auf die Monate März bis August verteilt werden, Abweichungen etwa im Oktober auf die Monate Dezember bis Mai des Folgejahres. Dies dürfte auch nicht zu bilanziellen Problemen, die gegen einen jahresübergreifenden Ausgleich sprechen könnten, führen. Eine solche Änderung hätte den Vorteil, dass die Prognoseabweichungen immer gleichmäßig über einen konstanten Zeitraum verteilt würden. In den Monaten November und Dezember wären die Abweichungen von genauso vielen Monaten zu berücksichtigen wie in den übrigen Monaten, die Gefahr der Kumulierung vieler Abweichungen damit vermindert. Die Kalkulationsgrundlage würde sich für die zur Abnahme verpflichteten EVU verbessern.



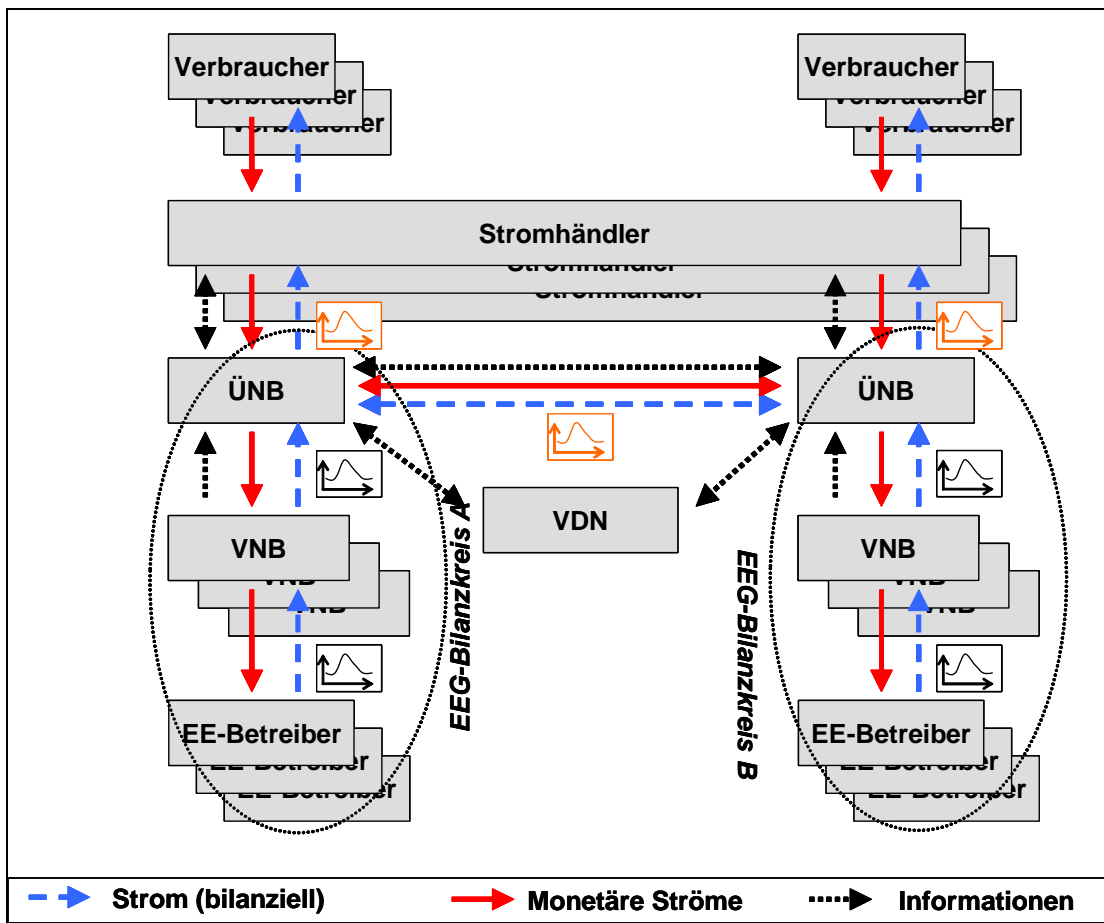
### 5.3.2 Händlermodell

In einem solchen Modell werden die Stromhändler<sup>66</sup>, die Endkunden beliefern, verstärkt in die Pflicht zur Integration genommen werden. Dabei erhalten sie nicht mehr wie heute üblich monatlich variierende Bandlieferungen, sondern bekämen das Profil der fluktuierenden Einspeisung unmittelbar übertragen (Abbildung 5-4). Alle Stromhändler und in Folge auch alle nicht-privilegierten Stromverbraucher hätten dabei nach wie vor denselben Anteil EEG-Strom in ihrem Portfolio. Es obläge dann den Stromhändlern, das schwankende Profil optimal an den tatsächlichen Bedarf ihrer individuellen Kunden anzupassen. Da Stromhändler gewinnorientiert arbeiten, wären sie bestrebt, den Ausgleich zwischen Erzeugung bzw. Bezug und Bedarf möglichst kostengünstig zu organisieren, und auf diese Weise Wettbewerbsvorteile gegenüber Konkurrenten zu erlangen. Funktioniert der Wettbewerb auf dem Strommarkt, dann würden Kostensenkungen über geminderte Strompreise an die Endkunden weitergegeben werden. Während große Stromvertreiber die Aufgabe des Ausgleichs vermutlich selbst übernehmen würden, nicht zuletzt auch, weil diese einen direkten Zugriff auf eigene Kapazitäten haben, würden sich kleinere Händler dazu ggf. im Wettbewerb stehender Dienstleister bedienen. Dieses Modell könnte allerdings für neue Stromhändler den Markteintritt erschweren, weil die direkte Übernahme des EEG-Stroms eine anspruchsvollere Aufgabe als die Übernahme konstanter, vorher bekannter Bänder darstellt.

---

<sup>66</sup> Der Gesetzgeber nennt solche Händler auch Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU). Im Allgemeinen wird unter EVU aber zumindest teilweise integrierte Unternehmen verstanden, die neben der Belieferung von Endkunden z.B. auch ein Verteilnetz betreiben oder selbst Strom erzeugen. In diesem Bericht wird unter Händlern alle Unternehmen verstanden, die Endkunden mit Strom beliefern.

**Abbildung 5-4: Wälzungsmechanismus im Händlermodell exemplarisch für zwei EEG-Bilanzkreise**



Bei der technischen Umsetzung wäre zu klären, welche Teile des gesamten EEG-Einspeiseprofiles in Echtzeit zur Verfügung stehen und damit auch entsprechend weitergegeben werden können. Zu erwarten ist dies bei allen Anlagen mit einer Leistung von über 500 kW, da hier nach § 5 (1) EEG eine registrierende Leistungsmessung verpflichtend vorgesehen ist. Ggf. wäre diese Anforderung auf eine sofortige Übermittlung der Leistungsmessung an den aufnehmenden VNB zu ergänzen. Für Anlagen unter 500 kW wäre die Leistung ggf. mit Hilfe von Standarderzeugungsprofilen zu berechnen. Im Fall kleiner PV-Anlagen könnte die Erzeugung regionalspezifisch aus der Sonnenstrahlung abgeleitet werden. Sollte die tatsächliche Erzeugung vom Standardprofil abweichen, so wären die Abweichungen durch den bilanzkreisverantwortlichen ÜNB auszugleichen. Anlagen ohne Leistungsmessung könnten alternativ auch aus der direkten Übertragung der Einspeisung an Händler herausgenommen werden, falls sich die Einbindung als zu problematisch erweisen sollte. Für sie könnte dann der gegenwärtige Wälzungsmechanismus weiter bestehen, wobei der mengenmäßige Umfang allerdings erheblich geringer sein wird.

Als Variante eines solchen Modells wäre denkbar, Stromhändlern nur eine Option auf Übernahme des EEG-Profiles einzuräumen (Händler-Optionsmodell). Nähme ein Stromhändler diese Option nicht wahr, dann würden die entsprechenden EEG-Strommengen wie bisher durch die ÜNB ausgeglichen und als Band an den betreffenden Stromhändler abgegeben. Nähme er dagegen die Option an, dann erhielte er eine Strommenge, die entsprechend der gesamten EEG-Einspeisung fluktuiert. Gleichzeitig würden dann seine Zahlungen an den ÜNB um die von den ÜNB angesetzten Wälzungskosten vermindert werden. Auf diese Weise würde Wettbewerb im Bereich der Ausgleichskosten einsetzen, ohne dass alle Stromhändler den Ausgleich selbst vornehmen müssten. So würde ein Kostendruck auf die ÜNB ausgeübt werden. Da die direkte Übernahme des EEG-Stroms nur eine Option ist, würde mit diesem Modell auch keine zusätzliche Markteintrittsbarriere für neue Stromhändler geschaffen werden. Um dabei ein Rosinenpicken zu vermeiden, sollten die Stromhändler nur einmal pro Kalenderjahr entscheiden dürfen, ob sie das Einspeiseprofil selbst übernehmen wollen.

Gegenüber dem heutigen System würde das Händlermodell und in abgeschwächter Form auch das Händler-Optionsmodell den Vorteil besitzen, dass Anreize zur Verbesserung der Integration gegeben würden und Stromkunden von den sich daraus ergebenden Kostensenkungen profitieren würden. Insbesondere würden Nachfrageanpassungen an das aktuelle Stromdargebot induziert werden können. Soweit die EEG-Einspeisungen im Viertelstundentakt erfasst werden, könnten auch die Prognoseabweichungen reduziert werden. Damit wären Stromhändler nur noch im begrenzten Umfang mit späten Nachzahlungen des EEG-Ausgleichs in Folge von Prognoseabweichungen konfrontiert und erhielten so eine sicherere Kalkulationsbasis. Der von den Netzbetreibern durchgeführte Wälzungsmechanismus würde einfacher und transparenter werden, da letztlich nur noch eine Durchmischung der EEG-Einspeisungen über alle vier ÜNB erfolgen müsste, nicht aber mehr die Wandlung in konstante Bänder unter (dem als wenig transparent kritisierten) Einsatz von Ausgleichsenergie. Auf der anderen Seite würden die Aufgaben der Händler gegenüber der gegenwärtigen Situation komplexer.

Nachteilig ist, dass dieses Modell EEG-Anlagen-Betreibern weder direkt noch indirekt Anreize zur verbesserten Integration gibt, da die Händler mit einer kumulierten Lastlinie aller Einspeiser konfrontiert wären, die Einspeisecharakteristik einzelner EEG-Erzeuger ihnen aber unbekannt bleibt. Somit besitzen sie keine Einwirkmöglichkeit auf die EEG-Erzeugungsganglinie. Selbst wenn die Charakteristika individueller Einspeisungen bekannt wäre und ein direktes Einwirken möglich wäre, so würde aus einem Einwirken für den individuellen Händler kein Vorteil gegenüber Wettbewerbern entstehen, da mit einem solchen Einwirken das EEG-Profil für alle Händler verändert wäre und nicht nur bei jenem, der die Maßnahme getragen hat. Von Nachteil ist auch, dass die aufwendige

bilanzielle Wälzung von EEG-Strommengen und EEG-Vergütungszahlungen zwischen den VNB und den ÜNB wie auch unter den ÜNB untereinander erhalten bleibt.

Aus Sicht der Stromhändler kann dieses Modell gerade in seiner Variante als Händler-Optionsmodell attraktiv sein, da es ihnen größere Freiheitsgrade erlaubt.<sup>67</sup> Mit einer vergleichsweise geringen Änderung des EEG-Verfahrens könnten erste Anreize für eine nachfrageseitige Optimierung der Einbindung Erneuerbarer Energien geschaffen werden (Tabelle 5-9). Gleichzeitig erhöht sich tendenziell die Liquidität auf den Strommärkten. Dagegen werden keine Anreize zu einer anlagenseitig optimierten Einspeisung oder Anreize auf der Netzebene gegeben.

**Tabelle 5-9: Konzeptionelle Charakterisierung des Händler- bzw. Händler-Optionsmodells (Änderungen gegenüber dem bestehenden EEG sind kursiv gekennzeichnet)**

Element	Ausprägung
Wälzung finanziell	Durch VNB und ÜNB
Wälzung physikalisch horizontal	Zwischen Übertragungsnetzbetreiber <i>im Einspeiseprofil</i>
Wälzung physikalisch vertikal	<i>Optional Stromhändler</i> ; sonst VNB-ÜNB; ÜNB-EVU in der Praxis über Bandlieferung
Vorrangige Anschlusspflicht	Ja
Vorrangige Abnahme- und Übertragungspflicht	Ja
Technologiedifferenzierung	Ja
Degression	Ja
Integrationsanreize Anlagenbetreiber	Nein
Integrationsanreize Netzbetreiber	Nein
Integrationsanreize Stromhändler	<i>Ja, soweit Händler Einspeiseprofil selbst übernehmen</i>

### 5.3.3 Zeitliche Differenzierung der Vergütungen

Über Prämien und Abschläge könnten EEG-Anlagenbetreibern Anreize für eine stärker an dem Bedarf ausgerichtete Erzeugung bzw. Einspeisung gegeben werden. Ähnlich etwa wie in Slowenien (siehe Kapitel 3.3.3) könnte in Zeiten hohen Bedarfs, also tagsüber zwischen 8 und 20 Uhr<sup>68</sup> eine Prämie auf die normale Vergütung nach EEG ge-

<sup>67</sup> Entsprechend wird ein solches Modell auch von dem Bundesverband Neuer Energieanbieter diskutiert (Jahn 2006).

<sup>68</sup> In Anlehnung an die zeitliche Abgrenzung des Strommarktpreisindex Phelix Peak.

währt werden. Damit dies nicht zu höheren Belastungen für die Stromkunden gegenüber dem gegenwärtigen EEG führt, könnte in Schwachlastzeiten ein Abschlag erfolgen, sodass die sich ergebende durchschnittliche Vergütung bei einer gleichmäßigen Einspeisung über das Jahr gleich bliebe. Durch das System von Prämie und Abschlag würde darüber hinaus die Spreizung der Vergütung vergrößert werden und somit auch der Anreiz, den Strom in Zeiten hoher Nachfrage zur Verfügung zu stellen. Bei der Ausgestaltung eines solchen Systems ist zu beachten, dass die Summe der Einspeisung gegenüber einer Regelung ohne Spreizung nicht wesentlich fällt.

In der Praxis erhielte jeder EEG-Einspeiser zwei verschiedene Vergütungen in Abhängigkeit vom Zeitpunkt der Einspeisung. Zur Abschätzung einer angemessenen Spreizung können die Preise am Spotmarkt der Leipziger Strombörse herangezogen werden. Im Jahr 2006 lag der Strommarktpreisindex Phelix Peak im Durchschnitt 1,3 ct/kWh über dem Mittel des gesamten Strom-Spotmarktes (Phelix Base). Der Index Phelix Base reflektiert den Preis über den gesamten Spot-Handel und nicht nur den Handel außerhalb der Spitzenlast. So ergibt ein Vergleich des Index Phelix Peak mit dem Durchschnitt der EEX-Spot-Stundenkontrakte zu Offpeak-Zeiten eine Spreizung von 2 ct/kWh in 2005 bzw. 2,6 ct/kWh in 2006. Für die hier interessierende Fragestellung ist zu beachten, dass die genannten Börsenpreise für Stromlieferungen gelten, die einen Tag im Voraus verlässlich vertraglich fixiert sind.

Die an der Strombörse zu beobachtende Spreizung erlaubt es, die derzeitige Vergütungssätze in der Spitzenlastzeit um 0,5 ct/kWh anzuheben, und außerhalb dieser Zeit um 0,5 ct/kWh abzusenken. Dabei müssen die Anlagenbetreiber wie bisher schon ihre Lieferung nicht im Voraus ankündigen. Die sich ergebende Spreizung von 1 ct/kWh gibt Anlagenbetreibern ausreichende Anreize für eine stärker bedarfsgerechte Einspeisung. Im Sinne des Klimaschutzes kontraproduktiv wäre es aber, wenn durch dieses Anreizsystem Anlagenbetreiber ihre Einspeisung insgesamt vermindern würden, um in den Genuss höherer Spitzenlastvergütungen zu kommen. Betreiber von Biomasse-Anlagen könnten beispielsweise die Erzeugung während der Nacht einschränken, um tagsüber auf jeden Fall ausreichend Brennstoff zur Verfügung zu haben und damit in den Genuss der höheren Vergütung zu kommen. Die vorgeschlagene Spreizung dürfte jedoch zu gering sein, um solche adversen Effekte im größeren Umfang hervorzurufen.

Die Vergütung würde somit folgendem allgemeinen Schema folgen:

$$p_{vi} = p_{Ti} \cdot (1 - d_i)^{v-T} + k_i + k_a \quad (3)$$

$$k_a = +0,5 \text{ ct zwischen 8-20 Uhr, sonst } k_a = -0,5 \text{ ct}$$

mit

*p: Vergütung*

*t: aktuelles Jahr der Vergütung*

*T: Jahr der Einführung des EEG bzw. der erstmaligen Festlegung der Vergütungssätze*

*v: Inbetriebnahmejahr, auch Jahrgang*

*i: Technikkategorie z.B. Geothermie*

*d: Degression*

*a: Tageszeit*

*k<sub>i</sub>: Zuschlag für bestimmte Anwendungen, etwa Technologie-, KWK- oder NaWaRo-Bonus*

*k<sub>a</sub>: Zu- bzw. Abschlag bei Einspeisung zu bestimmten Tageszeiten*

Zur Ermittlung des zeitlichen Profils der Stromerzeugung ist eine Leistungsmessung notwendig. Sie sollte daher zur Bedingung zur Gewährung einer gespreizten Vergütung gemacht werden, während Anlagen ohne Leistungsmessung weiterhin die bisher üblichen, zeitlich einheitlichen Vergütungen erhalten sollten. Technisch kann eine Leistungsmessung bei jeder Anlagengröße durchgeführt werden. Sie ist jedoch mit Kosten verbunden. Es ist individuell abzuwägen, ob die höheren Vergütungen durch Einspeisung zu Spitzenlastzeiten die zusätzlichen Kosten der Verlagerung, zu denen dann auch die Leistungsmessung gehört, rechtfertigt. Leistungsmessung ist nach § 5 (1) EEG derzeit erst ab einer Anlagenleistung von 500 kW Voraussetzung für die Vergütung. Insbesondere gebäudeintegrierte PV-Anlagen besitzen damit typischerweise derzeit keine Leistungsmessung. Da ihre Einspeisung typischerweise aber sowieso schon in die Spitzenlastzeit fällt, sind hier keine Anreize für eine zeitliche Verlagerung der Erzeugung notwendig.

Eine Beeinflussung hin zu einer stärker bedarfsgerechten Erzeugung ist allerdings nur sinnvoll, wenn der gesamte eingespeiste EE-Strom nicht mehr in konstante Monatsbänder gewandelt wird. Zumindest sollte die EE-Einspeisung in ein Profil gewandelt werden, das eher dem tatsächlichen Strombedarf entspricht. Besser noch wäre - wie im Händlermodell<sup>69</sup> beschrieben - das tatsächliche EE-Einspeiseprofil unverändert direkt an die Stromhändler weiter zu geben. Auch die Kombination mit dem Marktmediator-Modell<sup>70</sup> wäre diesbezüglich zielführend.

---

<sup>69</sup> Vergleiche Abschnitt 5.3.2.

<sup>70</sup> Vergleiche Abschnitt 5.4.1.

Über die Spreizung der Vergütungen könnten EEG-Anlagenbetreibern direkte Anreize für eine bedarfsgerechtere Einspeisung gegeben werden. Anreize auf der Ebene der Netzbetreiber oder auf der Verbrauchsseite werden dagegen nicht gegeben. Um zumindest auch verbrauchsseitige Anreize zu geben, könnte die Spreizung mit dem in Abschnitt 5.3.2 beschriebenen Händlermodell kombiniert werden. Dies wäre problemlos möglich, da dort der Wälzungsmechanismus gegenüber dem heutigen EEG geändert wird, während bei der Spreizung ausschließlich die Vergütungsstruktur verändert wird.

**Tabelle 5-10: Konzeptionelle Charakterisierung der zeitlichen Differenzierung von Vergütungen (Änderungen gegenüber dem bestehenden EEG sind kursiv gekennzeichnet)**

Element	Ausprägung
Wälzung finanziell	Durch VNB und ÜNB
Wälzung physikalisch horizontal	Zwischen ÜNB über Bandlieferung
Wälzung physikalisch vertikal	VNB-ÜNB; ÜNB-EVU in der Praxis über Bandlieferung
Vorrangige Anschlusspflicht	Ja
Vorrangige Abnahme- und Übertragungspflicht	Ja
Technologiedifferenzierung	Ja
Degression	Ja
Integrationsanreize Anlagenbetreiber	<i>Ja (zumindest teilweise)</i>
Integrationsanreize Netzbetreiber	Nein
Integrationsanreize Stromhändler	Nein ( <i>außer in Kombination z.B. mit Händlermodell</i> )

#### 5.4 Konzeptionelle Weiterentwicklungen des EEG

Die folgenden Denkmodelle zur Weiterentwicklung des EEG zielen insbesondere auf eine verbesserte Marktintegration Erneuerbarer Energien. Einen Schlüssel dazu stellt die Neuordnung der Verantwortung für die Integration der Erneuerbaren Energien in die Stromversorgung dar. Gegenwärtig wird der eingespeiste Strom von den Übertragungsnetzbetreibern in gleichmäßige, monatlich an die aktuelle Entwicklung angepasste Bandlieferungen umgewandelt und an die Stromvertreiber abgegeben. Parallel dazu werden die Kosten aus den EEG-Zahlungen durch die Übertragungsnetzbetreiber so gewälzt, dass bundesweit eine gleichmäßige Belastung je Einheit Strom entsteht. Zwar gewährt § 4 (1) EEG Anlagen- und Netzbetreibern im gegenseitigen Einvernehmen die Möglichkeit, vom Abnahmevorrang vertraglich abzuweichen, wenn dies der besseren Integration dient. In der Praxis wird von dieser Regelung jedoch nur zur Vermeidung

von Netzüberlastungen Gebrauch gemacht, nicht jedoch, um die Erzeugung systematisch an den Bedarf anzupassen. Letztlich fehlen hier ökonomische Anreize für eine verbesserte Integration.

Eine vergleichsweise geringe Änderung gegenüber dem bestehenden EEG bringt das *Marktmediator-Modell*, in dem ein oder mehrere Marktmediatoren mit der günstigsten Vermarktung des EEG-Stroms betraut werden. Ein *Bonus-Optionsmodell* überträgt optional die Verantwortung für die Vermarktung des EEG-Stroms an die Betreiber regenerativer Energieanlagen. Im Folgenden werden mögliche Ausgestaltungen dieser Modelle weiter ausgeführt und Vor- und Nachteile bezüglich der angestrebten stärkeren Marktintegration beschrieben.

#### 5.4.1 Marktmediator-Modell

Bei diesem Modell werden ein oder mehrere Marktmediatoren mit der Vermarktung des eingespeisten EEG-Stroms betraut (Abbildung 5-5). Dabei sind die VNB nach wie vor zur Aufnahme und Festvergütung des eingespeisten Stroms verpflichtet. Sie geben diesen aber dann unmittelbar an Marktmediatoren (statt wie bisher an die ÜNB) weiter und erhalten die Kosten von diesen erstattet. Im Gegensatz zum gegenwärtigen EEG ist die Weitergabe des EEG-Stroms an die Endverbraucher im Marktmediator-Modell nicht reguliert, somit hat auch nicht mehr jeder nicht-privilegierte Endverbraucher den selben Anteil EEG-Strom in seinem Portfolio. Es steht den Marktmediatoren frei, wie sie den EEG-Strom am günstigsten vermarkten. Dazu steht ihnen offen, aus dem EEG-Strom möglichst attraktive Produkte für verschiedene Märkte wie den Regelenergiemarkt, den Day-Ahead Spotmarkt oder für (langfristige) bilaterale Lieferverträge mit Verbrauchern oder Stromhändlern zu gestalten. Sie können auch Strom hinzukaufen, um zusammen mit dem EEG-Strom ein bedarfsgerechtes Profil anbieten zu können.<sup>71</sup> Schließlich können sie auch mit Verbrauchern verbrauchsseitige Anpassungen vereinbaren, um das Bedarfsprofil an das Erzeugungsprofil anzupassen.<sup>72</sup> Mit dem auf den verschiedenen Märkten agierenden Marktmediator erhöht sich die Liquidität auf den Strommärkten.

Die Erlöse aus dem Vertrieb reichen jedoch bei der derzeitigen Struktur des Strommarktes und den dort erzielbaren Preisen in der Regel nicht aus, um die EEG-Vergütungen zu decken. Die so verbleibende Kostenlücke wäre durch einen Bonus von den ÜNB zu schließen, die diesen wiederum auf Energieversorger bzw. Endkunden überwälzen

---

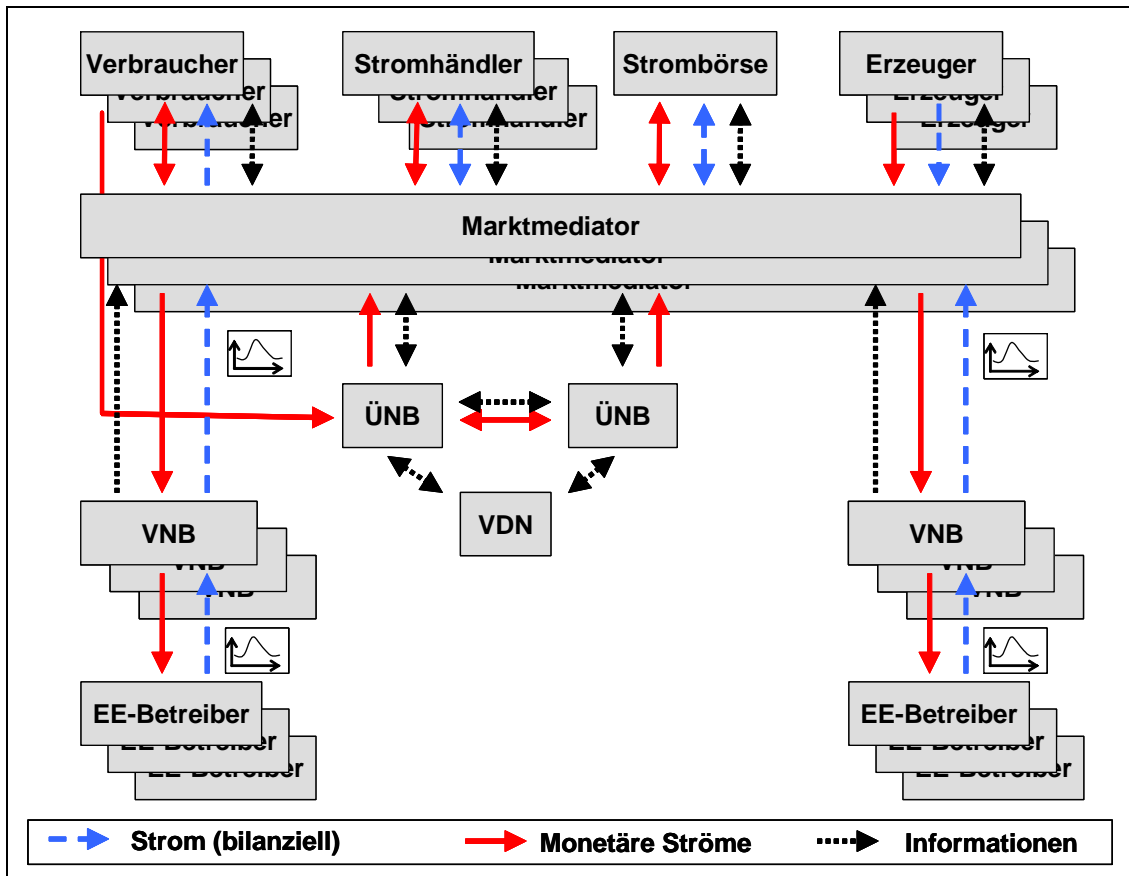
<sup>71</sup> Diese Möglichkeit ist in Abbildung 5-5 durch die Erzeuger in der rechten oberen Ecke angedeutet.

<sup>72</sup> Diese Möglichkeit ist in Abbildung 5-5 durch die Verbraucher in der linken oberen Ecke angedeutet. Zu beachten ist, dass es dabei auch zu Zahlungen der Marktmediatoren an die Verbraucher kommen kann. Aus Gründen der Übersichtlichkeit sind im Gegensatz zu Abbildung 5-1 und **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** die Verbraucher im rechten Bilanzkreis nicht gesondert dargestellt.



könnten.<sup>73</sup> Insofern würde dieser Ansatz dem bestehenden EEG ähneln, mit dem Unterschied, dass nur noch die Differenzkosten gewälzt werden müssten, nicht mehr aber die vollen Vergütungszahlungen und auch nicht mehr der EEG-Strom selbst. Entsprechend würden auch die Stromvertreiber keine EEG-Bänder mehr enthalten. Die Abwicklung würde sich für die Netzbetreiber erheblich vereinfachen.

**Abbildung 5-5: Stromflüsse, monetäre Ströme und Informationsflüsse im Marktmediator-Modell**



Die Marktmediatoren sollten kommerziell und mit Gewinnerzielungsabsicht operieren, damit ein Anreiz zur bestmöglichen Vermarktung gegeben ist. Dazu muss zumindest ein Teil der Gewinne bei den Mediatoren verbleiben dürfen. Gleichzeitig sollten die Stromverbraucher an niedrigeren Kosten des EEG partizipieren. Um dies zu erreichen, bietet es sich an, die Aufgabe des Mediators regelmäßig wettbewerblich auszuschreiben. Der Anbieter mit dem geringsten Zuschussbedarf je aufgenommenener Kilowattstunde EEG-Strom erhalte dann den Zuschlag. Ein solcher Festzuschuss pro kWh könnte ggf. um Gleitklauseln zur Anpassung an die Strompreisentwicklung ergänzt werden. Damit

<sup>73</sup> In Abbildung 5-5 skizziert durch den im Vergleich zu Abbildung 5-1 eingerückten ÜNB.

würde der Zuschussbedarf beispielsweise dann sinken können, wenn die allgemeinen Strompreise höher ausfallen als ursprünglich erwartet.

Der gesamte EEG-Strom könnte in Tranchen auf mehrere Mediatoren aufgeteilt werden. Diese Tranchen könnten aus bestimmten EEG-Anlagenkapazitäten bestehen, die alle Technologien umfassen oder nur eine bestimmte Technologie, z.B. Windenergie. Letzteres könnte sinnvoll sein, falls man von einer Spezialisierung der Mediatoren zusätzliche Kosteneinsparungen erwartet. Auf der anderen Seite kann ein breiteres Technologie-Portfolio technologiespezifische Erzeugungsschwankungen besser auffangen. Die Tranchen würden ein Benchmarking zwischen den verschiedenen Mediatoren erlauben. Gleiches könnte man erreichen, wenn der Strom der in einem Jahr hinzugekommenen EEG-Anlagen jeweils neu ausgeschrieben werden würde. Auch könnte man Tranchen aus Anlagen einer bestimmten Region bilden.

Die Aufgabe der Vermarktung sollte für einen mehrjährigen Zeitraum fest an die Mediatoren vergeben werden. Nur dann ist gewährleistet, dass die Mediatoren über den reinen Stromhandel hinaus auch längerfristige Investitionen tätigen, etwa in Kommunikationstechnologien oder direkt bei Betreibern von EEG-Anlagen. Für diese Aktivitäten ist es entscheidend, dass der EEG-Strom nicht anonym aufgeteilt wird, sondern dass dem Mediator bekannt ist, aus welchen EEG-Anlagen der von ihm zu vermarktende Strom stammt.

Mit diesem Modell können Anreize für eine verbesserte Integration sowohl anlagenseitig wie auch verbrauchsseitig geschaffen werden (Tabelle 5-11). Die Marktmediatoren können beispielsweise Anlagenbetreibern zusätzliche, über die gesetzlich garantierte Vergütung hinausgehende Prämien gewähren, falls sie nach einem bestimmten, stärker bedarfsgerechten Profil erzeugen oder etwa ein zentrales Einwirken auf ihre Erzeugung zulassen. Auch kann der Marktmediator verbrauchsseitige Anpassungen an die EEG-Erzeugung organisieren. Dazu würde er direkt oder vermittelt über Dritte mit Verbrauchern in Kontakt treten, die gewillt und fähig sind, ihren eigenen Strombedarf an die EEG-Erzeugung (kurzfristig) anzupassen.<sup>74</sup>

---

<sup>74</sup> Über Abschaltung großer Verbraucher wie z.B. der Chlorchemie wird heute schon ein solches Lastmanagement für den konventionellen Strommarkt realisiert (Armbruster 2005).

**Tabelle 5-11: Konzeptionelle Charakterisierung der Einbeziehung eines Marktmediators (Änderungen gegenüber dem bestehenden EEG sind kursiv gekennzeichnet)**

<b>Element</b>	<b>Ausprägung</b>
Wälzung finanziell	Durch VNB und ÜNB, <i>aber nur Differenzkosten</i>
Wälzung physikalisch horizontal	<i>Nein, nicht notwendig</i>
Wälzung physikalisch vertikal	<i>Erzeuger-Marktmediator, aber nicht gleichmäßig</i>
Vorrangige Anschlusspflicht	Ja
Vorrangige Abnahme- und Übertragungspflicht	Ja
Technologiedifferenzierung	Ja
Degression	Ja
Integrationsanreize Anlagenbetreiber	<i>Ja, indirekt</i>
Integrationsanreize Netzbetreiber	<i>Ja, indirekt</i>
Integrationsanreize Stromhändler	<i>Ja, indirekt</i>
<i>Integrationsanreize Marktmediator</i>	<i>Ja</i>

Für die Aufgabe des Mediators kommen zwar auch reine Zwischenhändler in Frage, voraussichtlich werden aber Akteure Vorteile haben, die schon über eigene Erzeugungskapazitäten - sei es konventioneller oder regenerativer Art - verfügen. Es wäre zu erwarten, dass auch größere ausländische Unternehmen Interesse an der Übernahme dieser Aufgabe zeigen würden, aber auch Verbünde zwischen Betreibern regenerativer Anlagen wären denkbar. Insgesamt könnte ein solches Modell zu einer Stärkung des Wettbewerbs auf dem Strommarkt beitragen. Kritisch ist aber, inwieweit die gegenwärtigen oligopolistischen Strukturen überhaupt die Aufnahme solch großer Mengen Stroms im Markt erlauben. Die Suche nach geeigneten Mediatoren wie auch die Ausgestaltung der Ausschreibungen stellen eine große Herausforderung dar. Es bietet sich daher an, ein solches System schrittweise einzuführen, was durch die Ausschreibung von Tranchen einfach möglich wäre. Dabei könnten die Tranchen durchaus auch aus bereits unter dem gegenwärtigen EEG errichteten Anlagen bestehen, sodass das gesamte EEG einschließlich bestehender Anlagen in dieses neue Modell einer stärkeren Integration überführt werden könnte.

#### **5.4.2 Bonus-Optionsmodell**

An verstärkten Integrationsanreizen für Betreiber von Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien setzt das Bonusmodell an. In einem reinen Bonusmodell ist gesetzlich die Zahlung eines Bonus für die Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien festge-

legt. Die Höhe des Bonus kann technologisch differenziert und nach Jahrgängen degressiv gestaltet werden. Die Anlagenbetreiber müssen sich aber selbst um die Vermarktung des Stroms kümmern. Die Abnahme- und Übertragungspflicht entfielen, nicht aber die Anschlusspflicht. Der durch den Bonus repräsentierte Einkommensteil unterläge keinen Preisrisiken und wäre damit vergleichbar vorhersehbar und sicher wie die gesamte Vergütung im gegenwärtigen EEG, während die Erlöse aus dem Stromabsatz den üblichen Marktrisiken unterlägen. Im Bonusmodell ergibt sich die Gesamtvergütung somit aus einer unsicheren und einer sicheren Komponente:

$$p_{tvi} = e_{ti} + b_{Ti} \cdot (1 - d_i)^{v-T} \quad (4)$$

mit

*p*: Vergütung

*t*: aktuelles Jahr der Erzeugung

*e*: Preis für selbstvermarkteten Strom auf dem allgemeinen Markt

*b*: Bonus

*T*: Jahr der Einführung der Bonusregelung bzw. der erstmaligen Festlegung der Boni

*d*: Degression

*v*: Inbetriebnahmejahr, auch Jahrgang

*i*: Technikkategorie z.B. Geothermie

Tatsächlich ergibt sich dabei der Preis für selbstvermarkteten Strom  $e_{ti}$  über das Jahr nicht einheitlich, sondern fluktuierend. Den Betreiber von EE-Anlagen stünden alle Möglichkeiten des Vertriebs ihrer Erzeugung offen (Abbildung 5-6). Sie können den Strom direkt an Verbraucher vermarkten, den Strom an Händler abgeben oder sich der Börse bedienen. Um ihre eigene Erzeugung bedarfsgerechter zu veredeln, können sie auch Kooperationen mit anderen Erzeugern oder mit Verbrauchern eingehen. Die physikalische Wälzung des EEG-Stroms durch die Netzbetreiber würde in diesem Modell entfallen. Sie müssten ausschließlich die Zusatzkosten aus der Gewährung des Bonus horizontal und vertikal wälzen, was eine erhebliche Vereinfachung gegenüber dem heutigen Verfahren darstellt.

Zu beachten ist, dass die durch ein Bonus-Modell bewirkte verstärkte Einbindung von Anlagenbetreibern in technisch-physikalische Integration wie auch in die kaufmännische Integration mit Transaktionskosten und zusätzlichen Risiken verbunden ist. Bei kleinen Anlagen mit geringer Jahresstromerzeugung ist die Gefahr groß, dass die bei den Anlagenbetreibern zusätzlich anfallenden Investitions-, Betriebs- und insbesondere Transaktionskosten mögliche Effizienzgewinne übersteigen. Dies betrifft insbesondere die große Zahl kleiner, dachintegrierter Solaranlagen. In sofern kann es sinnvoll sein,

hierbei z.B. nach der Anlagengröße zu differenzieren, sodass das Bonus-Modell nur ab einer bestimmten Anlagengröße Anwendung findet, während Betreiber kleinerer Anlagen weiterhin eine Vergütung nach dem bestehenden EEG erhalten.

Als mögliches Merkmal zur Unterscheidung zwischen großen und kleinen Anlagen bietet sich die jährliche Gesamtvergütung an. Die Grenze könnte dann beispielsweise bei einer Gesamtvergütung von 1 Million €/pro Jahr gesetzt werden. Dies entspricht derzeit (2007) unter Zugrundelegung mittlerer Erträge der typischen Vergütung eines Windparks mit 5 MW Leistung, einer PV-Anlage mit 2 MW Leistung oder einer Biomasseanlage auf der Basis nachwachsender Rohstoffe mit 1,2 MW Leistung. Durch die Unterschiede in den Vergütungen und den Jahresnutzungsgraden bei den verschiedenen Technologien könnte die Grenze alternativ auch leistungsbezogen differenziert nach Technologien gezogen werden.

**Abbildung 5-6: Stromflüsse, monetäre Ströme und Informationsflüsse im Bonus-Modell<sup>75</sup>**

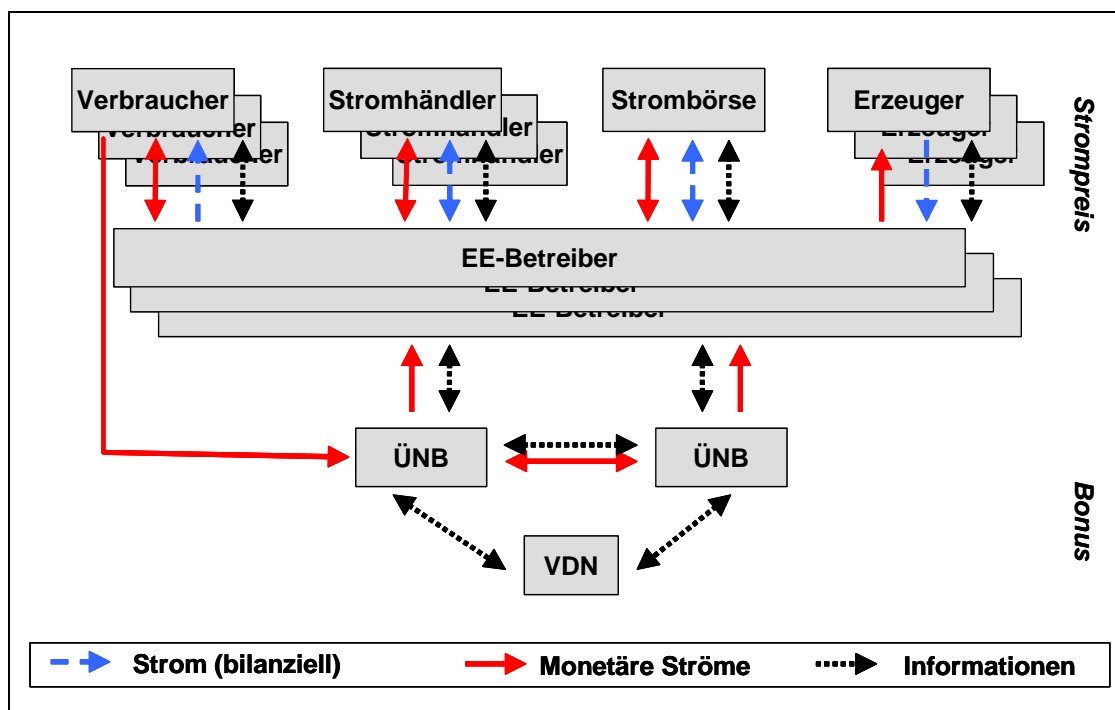


Tabelle 5-12 fasst die Eigenschaften eines reinen Bonus-Modells mit den Änderungen im Vergleich zum gegenwärtigen EEG zusammen.

<sup>75</sup> Da die Bilanzkreise unterschiedlicher ÜNB für die Förderung im Bonus-Modell keine Rolle spielen, sind hier - im Gegensatz zur Abbildung 5-1 - keine Bilanzkreise und damit auch keine zweite Gruppe von Verbrauchern dargestellt. Die Kästchen der oberen Reihe stellen Vermarktungsoptionen und Interaktionsmöglichkeiten der EE-Betreiber dar, müssen aber nicht alle zwangsweise eintreten.

**Tabelle 5-12: Konzeptionelle Charakterisierung des reinen Bonus-Modells (Änderungen gegenüber dem bestehenden EEG sind kursiv gekennzeichnet)**

Element	Ausprägung
Wälzung finanziell	Durch VNB und ÜNB <i>ausschließlich die Differenzkosten</i>
Wälzung physikalisch horizontal	<i>Keine, da nicht notwendig</i>
Wälzung physikalisch vertikal	<i>Keine, da nicht notwendig</i>
Vorrangige Anschlusspflicht	<i>Nein</i>
Vorrangige Abnahme- und Übertragungspflicht	<i>Nein</i>
Technologiedifferenzierung	Ja
Degression	Ja
Integrationsanreize Anlagenbetreiber	<i>Ja</i>
Integrationsanreize Netzbetreiber	<i>Ja, indirekt</i>
Integrationsanreize Stromhändler	<i>Ja, indirekt</i>

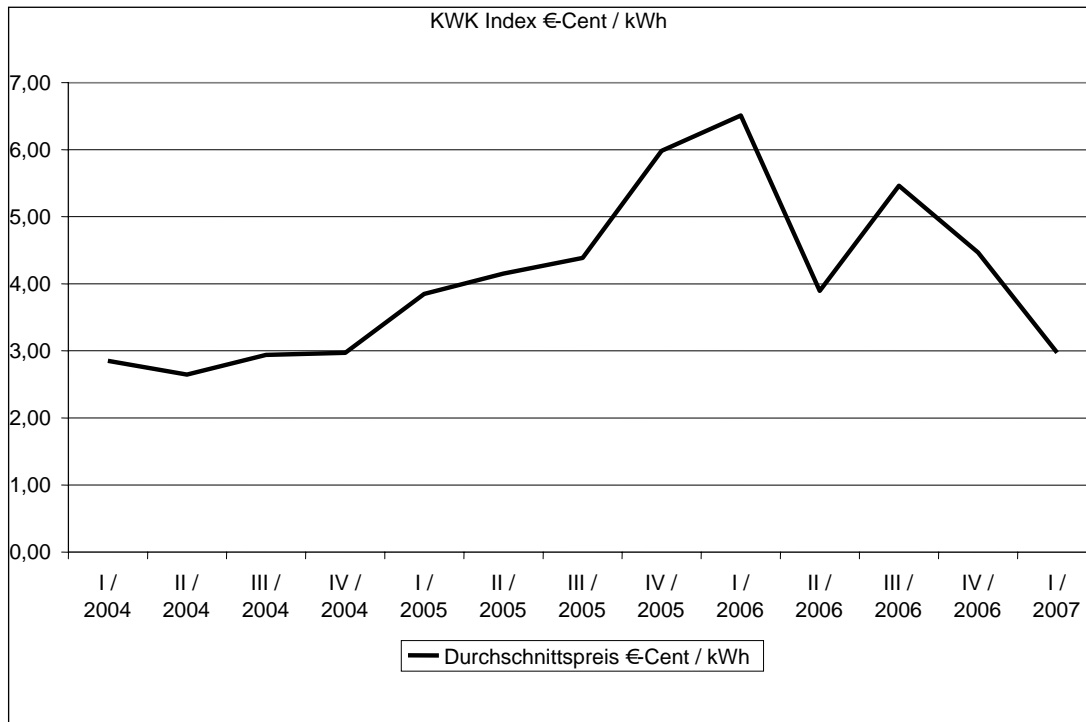
Wie oben dargestellt,<sup>76</sup> entfaltet sich auf dem deutschen Strommarkt derzeit nur eingeschränkt Wettbewerb. Es kann daher problematisch sein über eine selbständige Vermarktung des EE-Stroms angemessene Erlöse zu erzielen. Um dies und Aspekte der Investitionssicherheit zu berücksichtigen, sollte man Betreibern von Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien ähnlich wie in Spanien ein Bonusmodell nur als Option alternativ zur bestehenden Einspeisevergütung anbieten. Demnach könnten Anlagenbetreiber einmal jährlich für ein Kalenderjahr wählen, ob sie das Bonusmodell (mit eigener Vermarktung des Stroms) in Anspruch nehmen wollen oder ob sie für ihre Stromerzeugung eine feste Gesamtvergütung wie beim gegenwärtigen EEG erhalten wollen.

Aber auch bei Wahl der Bonusoption sollte das Risiko von Strompreisschwankungen insbesondere für kleinere Anlagenbetreiber begrenzt werden. Dazu könnte man den Anlagenbetreibern, die die Bonusoption gewählt haben, den Absatz zu einem gewissen Mindestpreis gewährleisten. Den Anlagenbetreibern mit Bonus bliebe jederzeit die Wahl zwischen eigenständigem Vertrieb oder Absatz zu einem Mindestpreis. Dieser Mindestpreis könnte sich beispielsweise analog zum KWKG-Gesetz an der Höhe des durchschnittlichen Preises für Strom an der Börse EEX in Leipzig orientieren (KWKG-Index). Allerdings wies dieser Index in der Vergangenheit erheblich Preisschwankungen auf (Abbildung 5-7). Grundsätzlich ist bei stark schwankenden Preisen zu bedenken, ob

<sup>76</sup> Vergleiche Abschnitt 5.2.2.

die Anbindung an einen durchschnittlichen Quartalspreis nicht zu willkürlichen Höher- oder Untervergütungen führt.

**Abbildung 5-7: Entwicklung des KWK Index an der Leipziger Strombörse**



Quelle:www.eex.de

Auch mit einem derartig gestalteten Mindestpreis wäre eine Bindung der Vergütungen an Strommarktpreise gegeben, gleichzeitig wäre aber das Risiko für Anlagenbetreiber begrenzt. Es besteht allerdings die Gefahr, dass Anlagenbetreiber kurzfristig Rosinen picken, indem sie zu (Tages-)Zeiten geringer Strompreise in den garantierten Mindestpreis wechseln, in Hochpreiszeiten aber dann wieder selbst vermarkten. Ein Malus auf den gewährten Bonus könnte diese adversen Anreize eindämmen: Sobald ein Anlagenbetreiber, der die Bonusoption gewählt hat, innerhalb des Kalenderjahres den gesetzlichen Mindestpreis in Anspruch nimmt, wird der Bonus für die gesamte Jahreserzeugung um einen Betrag von beispielsweise 0,5 ct/kWh vermindert. Den Bonus in voller Höhe erhält er demnach nur dann, wenn er über das gesamte Kalenderjahr den von ihm erzeugten Strom vollständig selbst vermarktet.<sup>77</sup>

Eine alternative Möglichkeit zur Begrenzung von Vergütungsschwankungen ist die Kappung bzw. Erhöhung der Boni ab bestimmten, sehr hohen bzw. sehr niedrigen Strommarktpreisen. Dazu könnte der Bonus bei sehr hohen Strommarktpreisen um die

<sup>77</sup> Dies könnte auch durch eine zusätzlich zum Bonus gezahlte Prämie für Eigenvermarktung implementiert werden.

Differenz aus aktuellem Strommarktpreis und einem vorher bestimmten Strommarktpreisindex<sup>78</sup> vermindert werden. Entsprechend könnte der Bonus erhöht werden, falls der allgemeine Strompreis unter eine gewisse Untergrenze fiele. Um die Belastungen der Endverbraucher zu begrenzen wäre eine Kappung der Vergütung durch eine Minderrückzahlung des Bonus dann notwendig, wenn die mittleren Preise sehr weit über den bei der Festsetzung des Bonus zugrunde gelegten Preisen liegen sollten. Eine weitgehende automatische Neutralisierung des Einflusses von Preisschwankungen auf die Vergütungshöhe wäre hingegen mit dem Konzept einer stärkeren Marktpreisbindung eines Bonusmodells nicht vereinbar.

Damit die Selbstvermarktungsoption auch angenommen wird, müsste eine ausreichende Spreizung zwischen der Festvergütung und der Selbstvermarktungsoption vorliegen. Die Summe aus Bonus, Prämie/Malus und Erlösen aus Selbstvermarktung müsste im Durchschnitt ein höheres Einkommen als bei einer gesetzlichen Gesamtvergütung erwarten lassen, damit diese Option von den Anlagenbetreibern unter Berücksichtigung der zusätzlichen Risiken überhaupt angenommen wird. Diesen tendenziell höheren Einkommen der Anlagenbetreiber stehen grundsätzlich verminderte Kosten der Netzintegration gegenüber.<sup>79</sup>

Insgesamt ergeben sich in dem Bonus-Optionsmodell drei unterschiedliche Erlöse je nachdem, wie sich der Anlagenbetreiber entscheidet:

(1) Bei Wahl der Bonusoption:

$$p_{tvi} = e_{ti} + b_{Ti} \cdot (1 - d_i)^{v-T} \quad (5a)$$

(2) Bei Wahl der Bonusoption, falls während eines Kalenderjahres auf den garantierten Mindestpreis für Stroms zurückgegriffen wird

$$p_{tvi} = e_{gt} + b_{Ti} \cdot (1 - d_i)^{v-T} - m \quad (5b)$$

(3) Bei Wahl der Mindestvergütung (gemäß bisherigem EEG)

$$p_{tvi} = p_{Ti} \cdot (1 - d_i)^{v-T} + k_i \quad (5c)$$

mit

---

<sup>78</sup> Hier bietet sich eine Mischung aus Spot- und Future-Preisen an (Vgl. Wenzel, Diekmann 2006).

<sup>79</sup> Es ist zu untersuchen, ob die zu erwartenden verminderten Kosten der verbesserten Integration die höheren Vergütungszahlungen aufwiegen und damit insgesamt zu Preissenkungen für die Stromkunden führen. In Spanien, wo ein vergleichbares System existiert, haben sich bisher für die Stromkunden keine Kostenvorteile durch die Bonus-Option ergeben (Vergleiche Abschnitt 3.4.2).



- p: Vergütung*
- t: aktuelles Jahr der Erzeugung*
- e: Preis für selbstvermarkteten Strom auf dem allgemeinen Markt*
- e<sub>g</sub>: garantierter Mindestpreis des Stroms*
- b: Bonus*
- T: Jahr der Einführung der Bonusregelung bzw. der erstmaligen Festlegung der Boni*
- d: Degression*
- v: Inbetriebnahmejahr, auch Jahrgang*
- i: Technikkategorie z.B. Geothermie*
- k: Zuschlag für bestimmte Anwendungen, etwa Technologie-, KWK- oder NaWaRo-Bonus*
- m: Malus, falls während eines Kalenderjahres auf den garantierten Mindestpreis für Strom zurückgegriffen wird.*

Mit einer Bonusoption, die auf eigener Vermarktung beruht, erhielten die Betreiber starke Anreize für eine marktgerechte Produktion und damit auch für eine verbesserte technische Integration (Tabelle 5-13). Beispielsweise könnten sie in Speicher oder in hybride Kraftwerkskonzepte investieren, um eine verlässliche Erzeugung oder Spitzenlaststrom anbieten zu können. Gleichzeitig könnten sie Erfahrungen mit Selbstvermarktung sammeln ohne notwendigerweise das volle Risiko zu tragen. Von den diskutierten Modellen stellt das Bonus-Optionmodell damit das einzige dar, das Anlagenbetreibern auch direkte Anreize für eine *kaufmännische* Integration bietet.

**Tabelle 5-13: Konzeptionelle Charakterisierung des Bonus-Optionsmodells (Änderungen gegenüber dem bestehenden EEG sind kursiv gekennzeichnet)**

<b>Element</b>	<b>Ausprägung</b>
Wälzung finanziell	Durch VNB und ÜNB <i>bei Bonuszahlungen ausschließlich die Differenzkosten</i>
Wälzung physikalisch horizontal	<i>Keine, da nicht notwendig, soweit Bonusoption gewählt</i>
Wälzung physikalisch vertikal	<i>Keine, da nicht notwendig, soweit Bonusoption gewählt</i>
Vorrangige Anschlusspflicht	<i>Nein, soweit Bonusoption gewählt</i>
Vorrangige Abnahme- und Übertragungspflicht	<i>Nein, soweit Bonusoption gewählt</i>
Technologiedifferenzierung	Ja
Degression	Ja
Integrationsanreize Anlagenbetreiber	<i>Ja, soweit Bonusoption gewählt</i>
Integrationsanreize Netzbetreiber	<i>Ja, indirekt, soweit Bonusoption gewählt</i>
Integrationsanreize Stromhändler	<i>Ja, indirekt, soweit Bonusoption gewählt</i>

Während ein Gesamtvergütungsmodell wie das EEG tendenziell kostenorientiert ausgerichtet werden kann, ist ein Bonusmodell stärker marktorientiert auf den Wert des eingespeisten Stroms ausgerichtet. Angesichts der zunehmenden Anforderungen an die Marktintegration Erneuerbarer Energien wäre insofern eine Ergänzung des Gesamtvergütungsmodells um eine Bonusoption, die zugleich dem Aspekt der Investitionssicherheit Rechnung trägt, als Schritt in die richtige Richtung anzusehen. Allerdings ist auch die Erfahrung zu berücksichtigen, dass unerwartet starke Strompreisteigerungen im Bonusmodell (wie auch bei anderen Formen der Marktpreiskopplung) zu unbeabsichtigt hohen Gesamtvergütungen führen können, die die Bereitstellungskosten unter Umständen weit überschreiten. Auch in einem Bonusmodell müssten die gesetzlich festgelegten Fördersätze deshalb regelmäßig überprüft werden, um Überförderungen oder zu geringe finanzielle Anreize zu vermeiden. Weiterhin könnte man das bestehende EEG in diesem Modell, bei der ein Bonus als alternative Option angeboten wird, nicht vollständig ersetzen. Damit müsste man auch den Wälzungsmechanismus sowohl physikalisch als auch finanziell weitgehend erhalten.

## **5.5 Zusammenfassende Bewertung**

Das Erneuerbare-Energien Gesetz (EEG) hat zu einem starken Wachstum der Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien geführt und sich somit als sehr wirksam erwie-

sen. Ein regelmäßiger Überprüfungs- und ggf. Anpassungsbedarf ergibt sich bezüglich der Vergütungshöhe und anderer technologiespezifischer Förderparameter. Mit wachsenden Anteilen des EEG-Stroms an der gesamten Stromerzeugung muss darüber hinaus auch die Integration von Erneuerbaren Energien effizienter gestaltet werden. Anreize für eine verbesserte Integration kaufmännischer wie auch physikalisch-technischer Art sollten möglichst sowohl für Anlagenbetreiber wie auch Netzbetreiber und Stromhändler gegeben werden. Dazu könnte sowohl die Art der Vergütung wie auch die Art der Wälzung des EEG-Stroms verändert werden. Es werden fünf, teilweise kombinierbare Modelle diskutiert.

Eine inkrementelle Anpassung stellt die *Änderung des Prognoseschemas* für den Wälzungsmechanismus dar, die letztlich nur eine Änderung der Richtlinien des VDN, nicht aber des EEG selbst erfordert. Es wird vorgeschlagen, Prognoseabweichungen eines Monats rollierend immer auf die darauf folgenden sechs Monate zu verteilen, um den zur Abnahme verpflichteten Stromhändlern eine größere Sicherheit zu geben.

Auch das *Händler-Optionsmodell* ändert inkrementell den Wälzungsmechanismus. Dieses Modell würde Stromhändlern die Option einräumen, den EEG-Strom stärker nach dem tatsächlichen Profil, d.h. nicht als Bänder, zu übernehmen und die Anpassung an ihren eigenen Stromabsatz selbst durchzuführen.

Über eine *Spreizung der Vergütung* könnten Anlagenbetreiber direkte Anreize zur bedarfsgerechten Erzeugung erhalten. Dazu würden für eine Anzahl von Technologien die Vergütungssätze in Zeiten schwacher Last (also z.B. von 20 Uhr bis 8 Uhr) um etwa 0,5 ct/kWh abgesenkt werden, in Hochlastzeiten (übrige Zeiten) aber um 0,5 ct/kWh erhöht werden.

Eine konzeptionelle Weiterentwicklung stellt das *Marktmediator-Modell* dar, in dem wettbewerblich orientierte Marktmediatoren mit der möglichst effizienten Integration des EEG-Stroms beauftragt werden. Zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und den Lieferanten müssten dann nur noch finanzielle Belastungen, nicht aber der EEG-Strom selbst gewälzt wird.

Die aus Sicht der EE-Anlagenbetreiber am weitestgehende Änderung der hier diskutierten Modelle stellt das *Bonus-Modell* dar, bei dem EE-Anlagenbetreiber ihren Strom selbständig vermarkten und zusätzlich einen gesetzlich garantierten Bonus erhalten. Angemessene Erlöse aus dem Stromverkauf lassen sich allerdings nur dann realisieren, wenn der Wettbewerb auf den Strommärkten ausreichend funktioniert. Mit einem *Bonus-Optionsmodell*, bei dem Anlagenbetreiber die Möglichkeit eines Bonus mit einer selbständigen Vermarktung als Alternative zur Festvergütung eingeräumt wird, könnten die Vorteile des bestehenden EEG mit denen des Bonus-Modells verknüpft werden.

In allen diskutierten Modellen bleibt die Finanzierung der Zusatzkosten über die Stromkunden erhalten, die Förderung bleibt somit unabhängig von staatlichen Haushalten. Gleichzeitig muss ein finanzieller Wälzungsmechanismus in allen diskutierten Modellen sicherstellen, dass die sich ergebenden finanziellen Belastungen gleichmäßig auf alle zu belastenden Stromkunden verteilt werden.

Händler- und Marktmediator-Modell verändern in erster Linie den Wälzungsmechanismus und dort insbesondere den Weg, wie der EEG-Strom vermarktet wird. Mit den Händlern oder den Marktmediatoren werden gewinnorientierte Akteure mit der bestmöglichen Integration des EEG-Stroms betraut. Eine wertsteigernde Integration kann insbesondere von den Marktmediatoren erwartet werden, da ihnen dazu alle Handlungsoptionen offen stehen. Selbst die Zusammenarbeit mit individuellen EE-Anlagenbetreibern ist in diesem Modell möglich, da den Marktmediatoren diese bekannt sind. Indirekt könnten somit auch Anreize für EE-Anlagenbetreiber zur bedarfsgerechteren Erzeugung geschaffen werden. Direkte Anreize für eine technische oder kaufmännische Integration erhalten die Anlagenbetreiber jedoch in keinem der beiden Modelle.

Dagegen werden den Anlagenbetreibern mit einer zeitlichen Differenzierung der Vergütung und stärker noch im Bonus-(Options-)Modell direkte Anreize zu einer verbesserten Integration gegeben. Während eine zeitliche Differenzierung der Vergütung der verbesserten technischen Integration dient, führt ein Bonusmodell auch zu einer kaufmännischen Integration, da die Betreiber ihren Strom selbständig am Markt vertreiben müssen. Die Variante der Option bietet dabei als Hybrid zwischen Bonus- und Festvergütungsmodell Anlagenbetreibern die Möglichkeit, mit begrenztem Risiko den Stromvertrieb zu lernen.

Verstärkte Anreize zur Integration sind vor allem bei Betreibern von größeren Anlagen sinnvoll. Dagegen sollten Betreiber kleiner Anlagen weiterhin die Möglichkeit einer einfachen und verlässlichen Gesamtvergütung erhalten, da sie durch eine kaufmännische Integration ihres Stroms im Verhältnis zu den Erträgen eventuell übermäßig belastet würden. Die zeitliche Differenzierung der Vergütung wie auch das Bonus-Optionsmodell nehmen hierauf Rücksicht, weil die Betreiber im bestehenden EEG verbleiben können. Bei einem reinen Bonus-Modell wäre dagegen das bestehende EEG für die Betreiber kleiner Anlagen, also insbesondere dachintegrierter Fotovoltaik-Anlagen, zu erhalten, soweit ein Wachstum in diesem Bereich weiterhin angestrebt wird.

Ein reines Bonus-Modell, das mit einem generellen Zwang zur Eigenvermarktung verbunden wäre, wird insbesondere aufgrund der damit verbundenen Risiken und Transak-

tionskosten gegenwärtig nicht empfohlen. Wenn ein solches System eingeführt würde, wäre zumindest zu prüfen, wie für Betreiber kleiner Anlagen eine ausreichende Investitionssicherheit wie beim bisherigen EEG erreicht werden kann.

Bei einer qualitativen Bewertung der betrachteten Modelle untereinander und im Vergleich zum existierenden EEG sind die Kriterien der Wirksamkeit (Effektivität), der statischen und dynamischen Effizienz, der Sicherheit für Anlagenbetreiber und Netzbetreiber bzw. Lieferanten sowie der Praktikabilität von Bedeutung (Tabelle 5-14). Bei all jenen Modellen, bei denen das zu erzielende Einkommen der Anlagenbetreiber ähnlich sicher ist wie im bestehenden EEG, also insbesondere keine wesentlichen Vermarktungsrisiken vorliegen, wird mit einer vergleichbaren sehr guten Effektivität wie im gegenwärtigen EEG gerechnet. Im Bonus-Optionsmodell und noch stärker im reinen Bonus-Modell sind dagegen die zu erzielenden Einkommen unsicherer, so dass insofern der Ausbau Erneuerbarer Energien (bei gleichen mittleren Vergütungen) eher gebremst würde. Andererseits wird von einer stärkeren technischen und kaufmännischen Integration eine höhere statische Effizienz erwartet. Zeitliche Differenzierung der Vergütungen, Bonus-Options-, Bonus- und Marktmediator-Modell lassen tendenziell auch verstärkt Innovationen zur verbesserten Integration und damit Steigerungen der dynamischen Effizienz erwarten. Im reinen Bonusmodell sind Anlagenbetreiber allerdings generell stärkeren Risiken ausgesetzt; sie werden bei der Wahl der Anlagentechnik deshalb eher konservativ agieren und nur die kurzfristig kostengünstigste Technik einsetzen, was die dynamische Effizienz beeinträchtigen kann.

**Tabelle 5-14: Bewertung der betrachteten Weiterentwicklungsmodelle des EEG**

	EEG heute	Prognose-schemata	Händlermodell	Zeitliche differenzierte Vergütung	Marktmedia-tor	Bonus	Bonus-Option
<b>Effektivität</b>	++	++	++	++	++	+	++
<b>Statische Effizienz</b>	+	+	++	++	++	++	++
<b>Dynamische Effizienz</b>	+	+	+	++	++	+(+)	++
<b>Sicherheit EE-Erzeuger</b>	++	++	++	+	++	-	+
<b>Sicherheit Verpflichtete</b>	-	+	+	-	+	+	+
<b>Praktikabilität</b>	++	++	+	++	+	++	++

Die hier betrachteten Modelle sollen in erster Linie die Integration Erneuerbarer Energien verbessern. Dadurch lassen sich die gesamten Systemkosten vermindern und damit die Effizienz der Energieversorgung erhöhen. Welche Akteure (Anlagenbetreiber, Netzbetreiber, Lieferanten/Händler, Stromverbraucher) dadurch letztlich mehr oder weniger profitieren, hängt auch wesentlich von den Wettbewerbsverhältnissen auf dem Strommarkt ab. Bei gut funktionierendem Wettbewerb kommen Effizienzverbesserungen vor allem den Stromverbrauchern zu Gute.

Alles in Allem ergeben sich aus dem Vergleich der betrachteten Modelle die folgenden Schlussfolgerungen:

Eine Änderung des Prognoseschemas könnte den bisherigen Wälzungsmechanismus verbessern und insbesondere die Risiken für Lieferanten wie z.B. Stadtwerke mindern. Dies wäre nur eine geringfügige Änderung, die aber die Integration insgesamt nicht nachhaltig verbessern könnte.

Ein reines Händlermodell könnte zu einer verbesserten Vermarktung von EEG-Strom beitragen; dies allein würde aber nicht die Integrationsanreize für Anlagenbetreiber verstärken.

Mit der Einführung von zeitlich differenzierten Vergütungen würden die Anlagenbetreiber zumindest einen groben Anreiz erhalten, Strom verstärkt bedarfsorientiert einzuspeisen. Dieser Vorteil müsste dann aber auch im Wälzungsmechanismus wirksam werden können. Insofern könnte eine Kombination von Händlermodell und zeitliche Differenzierung eine mögliche Weiterentwicklung des EEG darstellen, die mit geringen Gesetzes- bzw. Verfahrensänderungen die Anreize zur besseren Einbindung sowohl auf Seiten der Erzeuger wie auch auf Seiten des Vertriebs verstärkt, ohne dass Erzeuger zusätzlichen Risiken ausgesetzt werden und damit das Wachstum der Erneuerbaren Energien gefährdet wäre.

Im Vergleich zum Händlermodell würde ein Marktmediator-Modell prinzipiell eine konsequentere Vermarktung von EEG-Strom erlauben, wobei auf einen Großteil der physikalischen Wälzung verzichtet werden könnte. Auch in diesem Modell werden die Erzeuger keinen zusätzlichen Risiken ausgesetzt, sie könnten aber indirekt Integrationsanreize erhalten. Allerdings stellt die Ausgestaltung des Marktmediator-Modells – insbesondere auch die wettbewerbliche Ausschreibung von Marktmediatoren - eine erhebliche praktische Herausforderung dar, weil mit der Etablierung solcher neuen Akteure noch keine Erfahrungen vorliegen. Deshalb wäre eine schrittweise Einführung zu empfehlen.

Unmittelbare ökonomische Anreize für eine verbesserte (technische und kaufmännische) Integration Erneuerbarer Energien könnten Anlagenbetreibern mit einem Bonus-Modell gegeben werden. Die Gefahr des reinen Bonusmodells, dass mit einem Zwang zur Eigenvermarktung die Risiken allzu sehr auf die Betreiber verlagert werden und damit der weitere Ausbau Erneuerbarer Energien verlangsamt würde, kann durch ein Bonus-Optionsmodell aufgrund der Freiwilligkeit der Teilnahme wesentlich gemindert werden. Hierzu liegen auch bereits Erfahrungen in anderen Ländern vor, die für eine entsprechende Ergänzung des EEG genutzt werden können. Als wesentliches Problem eines Bonus-Modells ergibt sich, dass drastisch steigende Strompreise zu unbeabsichtigt hohen Gesamtvergütungen führen, wenn nicht zugleich eine Verminderung der Bonushöhe erfolgt. Umgekehrt kann bei sehr starken Strompreissenkungen eine Erhöhung der Bonushöhe erforderlich werden, um eine auskömmliche Gesamtvergütung zu gewährleisten. Dagegen ist allerdings die Abhängigkeit der Gesamtvergütung von normalen Schwankungen der Marktpreise ein Wesensmerkmal des Bonusmodells, das – auch bei technologischer Differenzierung der Fördersätze – stärker wert- und weniger kostenorientiert ist als das bisherige EEG.

Das Marktmediator-Modell und das Bonus-Optionsmodell sind vielversprechende Varianten einer konzeptionellen Weiterentwicklung des EEG. Beide Modelle könnten

schrittweise eingeführt werden, ohne den durch das EEG initiierten erfolgreichen Ausbau Erneuerbarer Energien zu gefährden.

Beim Vergleich dieser beiden Modelle muss auch das längerfristige Ziel einer zunehmenden Überführung der Erneuerbaren Energien in den Wettbewerb berücksichtigt werden. Während das Marktmediator-Modell grundsätzlich vom Vorrang Erneuerbarer Energien ausgeht und die Verwertung durch neue Akteure verbessern soll, setzt das Bonusmodell stärker auf die Lenkungswirkung von Marktpreisen. Traut man einer stärkeren Marktaufsicht und Netzregulierung zu, mehr Wettbewerb auf europäischen Strommärkten zu erreichen, dann erhielten Erneuerbare Energien mit einem Bonus-Optionsmodell eine faire und auf Dauer effizientere Alternative für einen Zugang zu Märkten. Erkennt man dagegen in dem gegenwärtig mangelhaften Wettbewerb auf den Strommärkten ein strukturelles, institutionelles Defizit, dann erscheint die Schaffung starker und unabhängiger Akteure wie den Marktmediatoren als ein probates Mittel, die Erneuerbaren Energien nachhaltig erfolgreich im Markt zu etablieren und gleichzeitig für mehr Wettbewerb auf Strommärkten zu sorgen.

Unabhängig vom gewählten Ansatz zur Förderung Erneuerbarer Energien muss der Wettbewerb auf dem Strommarkt in Deutschland und in Europa künftig wesentlich verstärkt werden. Hieraus ergeben sich früher oder später auch erhöhte Anforderungen für Anbieter von Strom aus Erneuerbaren Energien, die mehr und mehr sowohl untereinander als mit Anbietern von Strom aus konventionellen Kraftwerken in Konkurrenz treten müssen. Vor diesem Hintergrund können großzügige Vorrangregeln nur vorübergehend gewährt werden. Im Zuge einer fortschreitenden Marktintegration werden die Anlagenbetreiber zunehmend selbst für die Vermarktung ihrer Produkte verantwortlich sein müssen. Dabei könnten insbesondere kleinere Anbieter die Dienste von spezialisierten Akteuren nutzen, die sie bei der Vermarktung unterstützen.



## **6. Zusammenfassung**

Die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien wird in Deutschland seit dem Jahr 2000 erfolgreich mit dem EEG gefördert, das den Anlagenbetreibern den Netzanschluss, die Stromabnahme und eine gesetzliche Mindestvergütung garantiert. Damit wird die Förderung fortgesetzt, die mit dem Stromeinspeisungsgesetz von 1990 – allerdings mit einem weniger ambitionierten Ansatz - begonnen wurde. Mit zunehmendem Anteil von EEG-Strom nehmen allerdings insbesondere die Herausforderungen für die wirtschaftliche und technische Integration Erneuerbarer Energien in das Gesamtsystem der Stromversorgung zu. Deshalb werden gegenwärtig unterschiedliche Möglichkeiten zur Weiterentwicklung der Förderpolitik diskutiert. Ausgehend von Zielen, Konzepten und Rahmenbedingungen der Förderpolitik sowie deren Verhältnis zur Regulierung werden in dieser Studie unterschiedliche Förderkonzepte verglichen und das Zusammenwirken der Förderung mit anderen Instrumenten der Energie- und Umweltpolitik analysiert. Auf dieser Basis werden die bisherigen Erfahrungen und Herausforderungen diskutiert und unterschiedliche Modelle zur Weiterentwicklung des EEG abgeleitet und bewertet.

### **6.1 Ziele, Konzepte und Rahmenbedingungen der Förderungen**

Eine Förderung Erneuerbarer Energien stellt aus marktwirtschaftlicher Sicht einen Eingriff des Staates in das Wirtschaftsgeschehen dar. Ein solcher Eingriff kann damit begründet werden, dass die Märkte aus unterschiedlichen Gründen nicht richtig funktionieren. Zu diesen Gründen zählen insbesondere sogenannte externe Effekte, die gesamtwirtschaftlich zu Nutzen oder Kosten führen, die aber von privaten Wirtschaftssubjekten nicht in ihren Entscheidungskalkülen berücksichtigt werden, solange sie nicht durch politische Maßnahmen internalisiert werden. Im Bereich der Stromerzeugung sind als externe Effekte vor allem Belastungen der Umwelt wie des globalen Klimas von Bedeutung. Während die externen Kosten Erneuerbarer Energien relativ gering sind, kann die Nutzung fossiler Energien mit beträchtlichen externen Kosten verbunden sein. Von Bedeutung sind hierbei Klimaschäden, Gesundheitsschäden durch Luftschadstoffe, Wirkung von Luftschadstoffen auf Agrarprodukte, Materialschäden durch Luftschadstoffe, Wirkung von Luftschadstoffen auf naturnahe Ökosysteme und Biodiversität, große Unfälle und die Gefährdung der Versorgungssicherheit. Die Kernenergienutzung trägt zwar weniger zum Treibhauseffekt bei; ihre Nutzung ist aber mit unterschiedlichen Risiken behaftet. Deshalb wurde ein Auslaufen der Kernenergienutzung in Deutschland vereinbart.

Solche externen Effekte sind bisher nur ansatzweise z.B. durch ökologisch motivierte Energiesteuern und den europäischen Emissionshandel internalisiert. Die hiervon aus-

gehenden Lenkungseffekte reichen aber nicht aus, um eine selbsttragende Entwicklung Erneuerbarer Energien in Gang zu setzen. Ein forcierter Ausbau Erneuerbarer Energien erfordert deshalb gezielte politische Fördermaßnahmen. Dadurch werden zugleich Lerneffekte angestoßen, die längerfristig eine konkurrenzfähige Nutzung Erneuerbarer Energien ermöglichen.

Vor diesem Hintergrund muss die Förderpolitik einen breiten Zielkatalog verfolgen. Nach dem EEG bestehen die allgemeinen Ziele darin, „insbesondere im Interesse des Klima-, Natur- und Umweltschutzes eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen, die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung auch durch die Einbeziehung langfristiger externer Effekte zu verringern, Natur und Umwelt zu schützen, einen Beitrag zur Vermeidung von Konflikten um fossile Energieressourcen zu leisten und die Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien zu fördern.“ Ferner soll das EEG zu dem konkreten Ziel beitragen, „den Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromversorgung bis 2010 auf mindestens 12,5 Prozent und bis zum Jahr 2020 auf mindestens 20 Prozent zu erhöhen.“ Im Jahr 2007 ist die Zielmarke für 2020 auf den Bereich 20 bis 30 % erhöht worden.

Das Förderinstrumentarium – und damit auch die Weiterentwicklung des EEG - ist anhand von unterschiedlichen Kriterien zu bewerten. Hierzu zählen:

- Effektivität (Wirksamkeit, Treffsicherheit, Zielbeziehungen)
- Effizienz (statische/dynamische Effizienz, Berücksichtigung von Transaktionskosten und Risikoverteilung)
- Praktikabilität (Konsistenz, Transparenz, Flexibilität)
- Akzeptanz (lokale, öffentliche, politische Akzeptanz und Durchsetzbarkeit)
- Verteilungseffekte (gruppenspezifische Begünstigungen und Belastungen, Wettbewerbswirkungen)
- Systemkompatibilität (politische Ordnung und Strategien, Instrumenten-Mix, Entscheidungsebenen wie EU)

Während die Effektivität des EEG unbestritten ist und die Erfüllung der Kriterien Praktikabilität, Akzeptanz und Verteilungsgerechtigkeit zumindest überwiegend anerkannt werden, besteht die Gefahr dass die Kriterien der Effizienz und der Systemkompatibilität von den bisherigen EEG-Regelungen künftig immer weniger erfüllt werden. Dies scheint die Weiterentwicklung der Förderpolitik erforderlich zu machen. Bei dieser Weiterentwicklung ist der Blick nicht allein auf die im EEG formulierten Förderkonditionen zu richten, sondern zugleich auch auf die politischen Rahmenbedingungen, die

unter anderem die Ordnung der Elektrizitätswirtschaft, die Bildung eines europäischen Binnenmarktes sowie die nationalen und europäischen Maßnahmen der Energie- und Umweltpolitik umfassen.

## **6.2 Förderung und Regulierung**

Maßnahmen zur Förderung Erneuerbarer Energien und die Kontrolle von Netzbetreibern sind staatliche Eingriffe in das Wirtschaftsgeschehen, die als „Regulierung“ betrachtet werden können. Hierbei sind allerdings spezifische Regulierungsbegriffe zu unterscheiden. Die Förderung Erneuerbarer Energien z.B. durch Mindestpreise wie beim EEG kann in einem weiteren Sinn als Marktregulierung verstanden werden. Hierbei handelt es sich aber im Unterschied zur Netzregulierung grundsätzlich nicht um eine aufsichtsrechtliche Kontrolle und Steuerung einzelner Unternehmen.

Angesichts der Überlappungen der Netzregulierung aufgrund von natürlichen Monopolen und der Regulierung der Versorgungsstruktur aufgrund externer Effekte müssen die Wechselbeziehungen zwischen diesen staatlichen Interventionen beachtet werden. D.h. in der Netzregulierung muss die Förderpolitik beachten werden und umgekehrt. Notwendige Abstimmungen und eine Zuständigkeit der Regulierungsbehörde für die Überwachung bestimmter Mechanismen des Förderinstrumentariums bedeuten allerdings keine funktionale Verschmelzung der Förderpolitik mit der Netzregulierung. Gerade marktorientierte Instrumente zu Förderung Erneuerbarer Energien sollen die Nachteile von ordnungsrechtlichen Vorschriften und staatlichen Einzelfallbewertungen vermeiden.

Aus der Analyse der Netzregulierung lassen sich hinsichtlich der Förderung Erneuerbarer Energien folgende Thesen ableiten:

- Nach marktliberaler Auffassung sollte der Grundsatz gelten: Sowenig Regulierung wie nötig. Sowohl der Regulierungsumfang als auch die Eingriffsintensität des Staates sollten auf das notwendige Maß begrenzt sein. Es soll ein weitgehender Wettbewerb ermöglicht werden oder es sollen Mechanismen genutzt werden, die einen Als-Ob-Wettbewerb bewirken. Nach Möglichkeit sollten Mechanismen genutzt werden, die den privaten Akteuren einen ausreichenden Spielraum lassen (ökonomische Anreize).

- Markteingriffe des Staates erfolgen stets unter mehr oder weniger großer Unsicherheit über die jeweilige Ausgangslage und künftige Entwicklungsmöglichkeiten z.B. der Kosten, wobei asymmetrische Information zwischen Regulieren und Regulierten eine wesentliche Rolle spielen. Vollständige Information wäre in der Regel zu teuer. Erforderlich sind deshalb kompatible Anreize unter Berücksichtigung der Probleme unvollständiger und asymmetrisch verteilter Information (moral hazard, adverse selection).
- Unter typischen Bedingungen einer Regulierung sind selbst theoretisch keine erstbesten Effizienz-Ergebnisse im Sinne der Wohlfahrtstheorie möglich, sondern nur zweitbeste oder drittbeste Lösungen, die sowohl die Umverteilungseffekte als auch die Anreizeffekte bei unvollständiger und asymmetrischer Information berücksichtigen. Zudem können theoretisch optimale Lösungen in der praktischen Anwendung nicht unmittelbar implementiert werden. Es sind somit keine „perfekten“ Regulierungen anzustreben, sondern praktikable Lösungen, die trotz der realen Komplexität hinreichend funktionsfähig und zugleich möglichst einfach und transparent sind.
- Die häufig angewendete Formel zur Anpassung der Preis- oder Erlösobergrenze im Rahmen einer Anreizregulierung (RPI-X-Formel) lässt sich mit der Dynamik der Degression im EEG vergleichen, die auch auf Bonusmodelle anwendbar ist. Hiermit werden jeweils dynamische Anreize zur Produktivitätserhöhung gegeben.
- Es kann sinnvoll sein, den regulierten Unternehmen bzw. den von der Förderpolitik Begünstigten Wahlmöglichkeiten zu lassen, die diese unter Berücksichtigung ihrer spezifischen Informationen und Erwartungen nutzen können. Solche Wahlmöglichkeiten könnten unter Umständen asymmetrischer Information vermindern helfen.

Zwischen der Förderpolitik und dem Energiewirtschaftsrechts sind Abstimmungen erforderlich, um die Konsistenz der unterschiedlichen Regelungen zu wahren und institutionelle bzw. regulatorische Hemmnisse zu vermeiden. Die Anforderungen, die sich aus einer verstärkten Nutzung Erneuerbarer Energien ergeben, müssen deshalb nicht nur im energiewirtschaftlichen Regelwerk, sondern auch in der Praxis der Netzregulierung beachtet werden. Umgekehrt kann der institutionelle Rahmen der Netzregulierung - soweit nötig - für die Umsetzung der Förderpolitik vor allem im Sinn einer punktuellen Überwachung genutzt werden.

Zu den Wechselwirkungen zwischen der Förderung Erneuerbarer Energien und der in Deutschland neuen staatlichen Netzregulierung liegen bisher noch kaum Erfahrungen vor. Für das künftige Zusammenspiel zwischen Förderpolitik und Netzregulierung dürften die folgenden Gesichtspunkte von Bedeutung sein:

Die Liberalisierung der Energiewirtschaft und die Einführung der staatlichen Regulierung zielen vor allem auf einen diskriminierungsfreien Netzzugang und angemessene Netzentgelte. Durch eine erhöhte Effizienz im Netzbereich und eine angestrebte Verstärkung des Wettbewerbs in den Bereichen Energieerzeugung und -handel sollen letztlich niedrigere Strompreise für die Verbraucher erreicht werden. Dabei sind allerdings auch die Anforderungen an die Versorgungssicherheit und -qualität ebenso zu berücksichtigen wie Aspekte des Umweltschutzes und der Umstrukturierung der Elektrizitätsversorgung.

Durch die rechtlichen Vorgaben und den Vollzug durch die Regulierungsbehörden sollte die weitere Entwicklung Erneuerbarer Energien keineswegs behindert, sondern nach Möglichkeit gefördert werden. Deshalb ist es besonders wichtig, dass die Netzbetreiber positive Anreize hinsichtlich der Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien erhalten und dass gegenläufige Fehlanreize vermieden werden.

Vertikal integrierte Stromunternehmen sind bisher kaum entflochten worden. Eine eigentumsrechtliche Entflechtung (wie von der Europäischen Kommission grundsätzlich gefordert) ist in Deutschland bisher nicht vorgesehen. Von daher ist nicht ausgeschlossen, dass (integrierte) Verteiler der zunehmenden Einspeisung „Dritter“ weiterhin eher ablehnend gegenüberstehen könnten. Umso wichtiger ist es, dass die Bedingungen, die mit der Nutzung Erneuerbarer Energien im Zusammenhang stehen, klar geregelt werden und dass die Kooperation zwischen Einspeisern und Netzbetreibern nicht behindert, sondern gefördert wird.

Es muss insbesondere vermieden werden, dass Netzbetreiber durch geförderte Strom-einspeisungen aus Erneuerbaren Energien betriebswirtschaftliche Nachteile erleiden. Dies betrifft sowohl Kosten, die für die Abwicklung des Wälzungsmechanismus entstehen, als auch vor allem erforderliche Netzausbaukosten. Solche Kosten müssen bei der Anerkennung der individuellen Kosten wie auch in Vergleichsverfahren angemessen berücksichtigt werden. Mit Blick auf die weitere Entwicklung ist es besonders wichtig, dass direkte und indirekte Belastungen der Netzbetreiber durch den Ausbau Erneuerbarer Energien eine entsprechende Berücksichtigung im Rahmen der Anreizregulierung finden.

Die staatlichen Regulierung dürfte allerdings auch dazu beitragen, dass einige strittige Fragen künftig besser geklärt werden. Dies betrifft z.B. die Abgrenzung zwischen An-

schlusskosten, die von den Anlagenbetreibern zu tragen sind, und Netzausbaukosten, die bei den Netzbetreibern anfallen und in die Berechnung der Netznutzungsentgelte einfließen. Dies dürfte auch die Transparenz über vermiedene Netznutzungsentgelte erhöhen, die zum einen bei der Vergütungspflicht der ÜNB und zum anderen im Rahmen des vertikalen Ausgleichsmechanismus anzurechnen sind. Darüber hinaus kann die Transparenz des gesamten Umlageverfahrens künftig dadurch verbessert werden, dass die Regulierungsbehörde entsprechende Informationen bekommt und dieses Verfahren überwacht.

Das Zusammenspiel von Förderpolitik und Netzregulierung dürfte künftig noch an Bedeutung gewinnen, wenn stärker von der Möglichkeit eines Erzeugungsmanagements Gebrauch gemacht wird, um die elektrizitätswirtschaftliche Integration Erneuerbarer Energie zu verbessern. Dies würde erst recht gelten, sofern auf eine Anschlusspflicht zu Gunsten einer generellen Eigenvermarktung verzichtet würde. Insofern hängen die Wechselwirkungen zwischen der Förderpolitik und der Netzregulierung wesentlich davon ab, wie das Förderinstrumentarium künftig weiterentwickelt und ausgestaltet wird.

### **6.3 Förderkonzepte im Vergleich**

Für die Förderung Erneuerbarer Energien kommen sowohl preisorientierte Instrumente wie Mindestvergütungen oder Zuschläge (Bonusmodell) als auch mengenorientierte Instrumente wie Ausschreibungen oder Quoten mit handelbaren grünen Zertifikaten in Betracht. Diese Modelle werden in unterschiedlichen Ausprägungen in den einzelnen Mitgliedstaaten der EU eingesetzt, wobei es in der Mehrzahl dieser Staaten mittlerweile preisorientierte Fördermaßnahmen gibt.

Aus theoretischer Sicht unterscheiden sich diese Instrumentenarten insbesondere bei statischer Betrachtung in ihren Wirkungen kaum. In dynamischer Betrachtung zeigt sich im Wesentlichen, dass festgelegte Mindestvergütungen aufgrund der hohen Investitionsunsicherheit besonders wirksam sind, während im Bonusmodell und vor allem im Quotenmodell aufgrund der höheren Risiken letztlich stärkere finanzielle Anreize für Investoren erforderlich sind. Wichtig ist darüber hinaus die Frage der Differenzierung der Förderung nach technischen bzw. ökonomischen Kategorien, die gezielte Anreize setzen kann und Mitnahmeeffekte beschränkt. Diesbezüglich deutet sich in Europa eine Annäherung der Förderpolitik an, während das Instrumentarium zwischen den Ländern weiterhin heterogen bleiben wird.

Die in der Realität beobachtbare unterschiedliche Performance der Instrumente lässt sich wesentlich auf die jeweilige Ausgestaltung, den Ehrgeiz der Zielformulierung und die jeweiligen Politikmuster, in die das Instrument eingebettet ist, zurückführen. Exem-

plarisches wurden Erfahrungen von Ländern mit Quotenregelungen, mit Einspeisevergütungen und mit Ausschreibungsregelungen verglichen. Dabei hat sich die frühere Analyse der Europäischen Kommission dahingehend bestätigt, dass Quotenmodelle zumindest im Fall der Windenergie zu relativ hohen Förderkosten führen, was zum einen auf höhere Investitionsrisiken und zum anderen auf noch nicht ausgereifte Märkte für grüne Zertifikate zurückgeführt werden kann. Alle Länder, in denen die Nutzung von Windenergie bisher überdurchschnittlich ausgebaut worden ist, verwenden Einspeiseregulungen.

Eine differenzierte Förderung verschiedener Technologien, die vor allem durch eine unterschiedliche Marktferne, aber auch durch unterschiedliche Erzeugungsprofile und Potenziale voneinander abweichen, wird vor allem in Ländern mit Einspeisevergütungen mehr oder weniger konsequent verfolgt, während dies in Quotensystemen schwieriger ist. In Großbritannien soll künftig eine Technologiedifferenzierung (in Form von groben Bändern) in das dortige Quotensystem eingeführt werden, damit die angestrebten Anteile Erneuerbarer Energien noch erreicht werden können.

Bislang zeigen die Erfahrungen in europäischen Ländern, dass derzeit kein Fördersystem eindeutige Vorteile gegenüber dem EEG-Modell aufweist. Stärker marktorientierte Modelle, wie Quotenmodelle mit handelbaren Zertifikaten, neigen zumindest anfänglich dazu teurer zu sein. Aus den bisherigen Erfahrungen lässt sich keine Notwendigkeit für einen Systemwechsel in Deutschland etwa hin zu einem Mengenmodell ableiten. Bei etwaigen Änderungen der Ausgestaltung des EEG können aber vorliegende (positive und negative) Erfahrungen aus anderen Ländern genutzt werden.

#### **6.4 Zusammenwirken der Förderung mit anderen Instrumenten**

Die Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien ist in einen breiten Instrumentenmix zum Umwelt- und Klimaschutz eingebettet. Im Hinblick auf die Effizienz der Gesamtstrategie sind dabei die möglichen Wechselwirkungen zu beachten.

##### *Emissionshandel*

Mit dem europäischen Emissionshandel ist ein neues Instrument in die Umweltpolitik eingeführt worden, das vor allem aufgrund der hierfür erforderlichen Budgetierung von Emissionen eine zentrale Stellung im Klimaschutz einnimmt. Durch den Emissionshandel werden auch die Voraussetzungen zur stärkeren Nutzung Erneuerbarer Energien tendenziell verbessert. Er kann eine spezielle Förderung Erneuerbarer Energien, die im Übrigen nicht nur aus Klimaschutzgründen für eine nachhaltige Entwicklung erforderlich ist, allerdings nicht ersetzen.

Beim Zusammenspiel von Emissionshandel und einer spezifischen Förderung Erneuerbarer Energien sind vielfältige Wechselwirkungen zu berücksichtigen, die Abstimmungen zwischen den Instrumenten erforderlich machen können. Solche Wechselwirkungen können den Markt für Erneuerbare Energien, den Markt für Emissionszertifikate und den Strommarkt betreffen. Von besonderer Bedeutung sind dabei zwei Hauptimpulse, nämlich Strompreiserhöhungen als Folge des Emissionshandels und CO<sub>2</sub>-Preissenkungen als Folge der Förderpolitik.

Erhöhungen der Großhandelspreise für Strom wirken sich in den Grundtypen der Förderpolitik unterschiedlich aus. Bei einer Mindestvergütung bleibt der Ausbau Erneuerbarer Energien hiervon weitgehend unberührt, bis wirtschaftliche Technologien aus der Förderung herauswachsen; bei steigenden Strompreisen sinkt zugleich die von den Stromverbrauchern zu zahlende Umlage. Bei einem Bonusmodell erhöht sich mit steigenden Strompreisen die Gesamtvergütung; dieser Effekt müsste bei einer Neufestsetzung der Bonushöhe berücksichtigt werden. Im Quotenmodell wird die Strompreiserhöhung durch eine Senkung des Preises für grüne Zertifikate kompensiert; außerdem vermindert sich bei vorgegebener (relativer) Quote der absolute Beitrag Erneuerbarer Energien. Von solchen Einflüssen abgesehen, beeinflusst die Einführung des Emissionshandels die Wahl des Förderinstrumentes nicht. Mengenorientierte Instrumente wie Quoten weisen keine stärkere Kompatibilität mit dem Emissionshandel auf als preisorientierte Instrumente.

Die wesentliche Wechselwirkung zwischen Emissionshandel und Förderpolitik ergibt sich daraus, dass die geförderte Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien die Nachfrage von Kraftwerksbetreibern nach Emissionszertifikaten vermindert. Sofern nicht in gleichem Maße die Gesamtzuteilung an Emissionsrechten vermindert wird, führt dies zu sinkenden CO<sub>2</sub>-Preisen und zu einer Verlagerung von CO<sub>2</sub>-Emissionen in andere Handelsbereiche oder andere europäische Länder. Die Wirksamkeit des kombinierten Einsatzes von Emissionshandel und Förderpolitik kann dadurch im Hinblick auf die Verminderung von CO<sub>2</sub>-Emissionen in Europa erheblich beeinträchtigt werden.

Durch die Nutzung der flexiblen Instrumente kann dieser Konflikt unter Umständen vermindert werden. Dabei wirken staatliche Käufe von Gutschriften aus CDM- bzw. JI-Projekten anders als die Nutzung von Gutschriften durch Anlagenbetreiber, die dem europäischen Emissionshandelssystem unterliegen. Während sich im ersten Fall das Emissionsbudget in der Allokationsplanung erhöht, entsteht im zweiten Fall quasi ein zusätzliches Angebot an Emissionsrechten. In einem solchen geöffneten Handelssystem führt eine geförderte Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien auch bei unveränder-



tem Cap zumindest teilweise zu zusätzlichen Emissionsminderungen in Europa, denen allerdings Mehremissionen z.B. in Entwicklungsländern gegenüberstehen.

Angesichts dieser Interaktionseffekte kommt es nicht darauf an, die mangelnde Wirksamkeit dem Emissionshandel oder der Förderpolitik zuzurechnen, sondern darauf, den Konflikt durch eine Abstimmung der Instrumente zu lösen. Der Schlüssel hierzu liegt in der Nationalen Allokationsplanung, die ohnehin mit der gesamten Klimaschutzstrategie in Einklang stehen muss. Sowohl in Deutschland als auch in den anderen Mitgliedstaaten ist sicherzustellen, dass die geförderte Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien bei der Festlegung der gesamten Zuteilungsmenge an Emissionsberechtigungen angemessen berücksichtigt wird. Im Sinne der Transparenz und Konsistenz der Allokationsplanung sollte dies – auch nach Ansicht der Europäischen Kommission - explizit ausgewiesen werden. Bisher wird der Beitrag Erneuerbarer Energien bei der Erstellung der Allokationspläne noch zu sehr vernachlässigt.

Längerfristig ist für den Erfolg der Klimapolitik entscheidend, welche Emissionsbudgets für künftige Perioden (Post-Kyoto) verbindlich festgelegt werden. Dabei ist von besonderer Bedeutung, welchen Beitrag Erneuerbarer Energien – nicht nur im Strombereich, sondern auch in den Bereichen Wärme und Kraftstoffe – hierzu leisten können. In dieser Perspektive ist es offensichtlich, dass die Förderung Erneuerbarer Energien auch im Zusammenspiel mit dem Emissionshandel wirksam zur Verminderung von Treibhausgasen beitragen kann.

### *Ökologische Steuerreform*

Die ökologische Steuerreform ist 1999 eingeleitet worden, um durch eine steuerliche Verteuerung des Faktors Energie Anreize zum Energiesparen zu setzen und gleichzeitig den Faktor Arbeit durch eine Senkung der Lohnnebenkosten zu entlasten. Der Schwerpunkt der steuerlichen Belastungen liegt zum einen bei Mineralöl und Erdgas und zum anderen beim Strom.

Die Ökosteuer führt durch die Verteuerung von fossilen Heiz- und Kraftstoffen zu einer Verbesserung der Wettbewerbsposition Erneuerbarer Energien bei der Bereitstellung von Wärme für Heizzwecke und zur Warmwasserbereitung sowie von Kraftstoffen für den Transportsektor. Einen entsprechenden Vorteil für Erneuerbare Energien, die zur Stromerzeugung eingesetzt werden, bewirkt die Ökosteuer hingegen nicht. Erneuerbare Energien sind nicht von der Stromsteuer befreit, obwohl eine solche Befreiung mit Blick auf die umweltpolitischen Ziele gerechtfertigt wäre. Allerdings würde eine solche Maßnahme im Zusammenwirken mit Festvergütungen nach dem EEG keine nennens-

werten Impulse auslösen, so lange die Differenz zwischen den Vergütungssätzen nach EEG und den erzielbaren Markterlösen größer ist als die Stromsteuer.

#### *Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung*

Das Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärmekopplung hat auf den ersten Blick wenig direkte Wechselwirkungen mit dem EEG, da die Vorschriften des KWKG ausdrückliche nicht für EEG-Anlagen gelten.

Indirekte Wechselwirkungen zwischen der Förderung der KWK und dem EEG bestehen zum einen in kumulativen Preiseffekten für Stromverbraucher, die Strom aus dem öffentlichen Netz beziehen, und zum anderen in unterschiedlichen Effekten der Netzstruktur und der Netznutzung. Bei einem verstärkten Ausbau der KWK und der damit verbundenen Nah- und Fernwärmenetze könnten z.B. die Voraussetzungen für eine spätere dezentrale Erzeugung von Wärme aus Erneuerbaren Energien verbessert werden. Zu einem Konflikt zwischen der Förderung der KWK und dem EEG kann es hingegen kommen, wenn Erneuerbare Energien beim Netzzugang bzw. bei der Netznutzung absoluten Vorrang vor KWK-Anlagen bzw. KWK-Strom haben. Mögliche Konflikte zwischen KWK und Erneuerbaren Energien sind im Übrigen auch der Förderung von Wärme aus Erneuerbaren Energien zu beachten.

#### *Andere Förderprogramme*

Neben dem EEG umfasst die Förderung Erneuerbarer Energien eine Reihe von finanziellen Anreiz- und Förderprogrammen auf Bundes- und Länderebene. Bei diesen Programmen werden neben umweltpolitischen Zielen häufig auch technologiespezifische, regionale, sektorale und wirtschaftspolitische Ziele verfolgt. Die vielfältigen Förderprogramme können die Zielerreichung des EEG unterstützen und die Geschwindigkeit der Zielerreichung noch erhöhen. Dies gilt z.B. für günstige Kredite, die von EEG-Anlagenbetreibern in Anspruch genommen werden können. Hingegen sind die wesentlichen Programme, die mit staatlichen Mittel durchgeführt werden, nicht auf den Strombereich, sondern vor allem auf den Wärmebereich gerichtet. Insofern ergibt sich eine kumulative Wirkung auf den gesamten Anteil EE am Primärenergieverbrauch.

Die Förderung von Forschung und Entwicklung verbessert darüber hinaus die künftigen Einsatzmöglichkeiten Erneuerbarer Energien durch technischen Fortschritt, der mit Effizienzverbesserungen und Kostensenkungen verbunden ist. Dabei ist es besonders wichtig, die Aktivitäten im FuE-Bereich und im Bereich der Markteinführung richtig miteinander zu verzahnen.

## **6.5 Bisherige Erfahrungen mit dem EEG und künftige Herausforderungen**

Die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien ist seit 1990 durch das Stromeinspeisungsgesetz gefördert worden. Wichtige Gründe für die Neufassung der Einspeisungsregelungen im EEG 2000 waren zum einen Auseinandersetzungen über hohe Belastungen einzelner Unternehmen. Zum anderen hatte die zunehmende Liberalisierung zu Senkungen der Strompreise und damit der Vergütungssätze geführt; außerdem drohte der doppelte Fünf-Prozent-Deckel den weiteren Ausbau der regenerativen Stromerzeugung in Deutschland zu beschränken. In der EEG-Novelle von 2004 sind insbesondere die technologiespezifischen Förderkonditionen aktualisiert und dabei tiefer differenziert worden, wobei der Grundansatz der Förderpolitik unverändert blieb. Eine weitere Novelle des EEG soll im Jahr 2008 verabschiedet werden.

Die Kernelemente des EEG bestehen im vorrangigen Netzanschluss, in der vorrangigen Abnahme und Übertragung des Stroms, in der für eine Anlage konstanten Vergütung des Stroms (in der Regel für 20 Jahre) durch die Netzbetreiber und in der bundesweiten Regelung für den Ausgleich zwischen Netzbetreibern bzw. Energieversorgungsunternehmen. Darüber hinaus enthält das EEG Regelungen für die Sonderbehandlung stromintensiver Unternehmen, für die Transparenz des Ausgleichsmechanismus sowie für Herkunftsnachweise und für die Vermeidung einer Doppelvermarktung. Zur Überprüfung insbesondere der Vergütungssätze und Degressionen werden dem Parlament regelmäßige Erfahrungsberichte vorgelegt.

Das EEG hat sich bisher als eine Erfolgsgeschichte der Förderung Erneuerbarer Energien erwiesen. Die Wirksamkeit dieser Förderung zeigt sich vor allem an der starken Zunahme des EE-Anteils am Bruttostromverbrauch auf 11,6 % im Jahr 2006. Das im Rahmen der EU-Richtlinie zur Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien vereinbarte Ziel für 2010 von 12,5 wird bereits im Jahr 2007 überschritten.

Bei der Analyse möglicher Defizite des EEG und der Herausforderungen zur Weiterentwicklung der Förderpolitik in diesem Bereich sind zum einen das Gesamtkonzept und die allgemeinen Regeln und zum anderen die technologiebezogenen Regelungen zu betrachten. In beiden Bereichen sind jeweils fundamentale Aspekte der Förderpolitik und Fragen der Feinsteuerung von Einzelregelungen zu unterscheiden. Während letztere durch Anpassungen von Regelungen im Rahmen des bisherigen Konzeptes gelöst werden können, können Probleme im Bereich der fundamentalen Aspekte die Frage nach einem teilweisen oder vollständigen Systemwechsel aufwerfen.

### *Konzeptionelle Defizite und Herausforderungen*

Mögliche Probleme hinsichtlich des EEG betreffen alle nicht technologiebezogenen EEG-Elemente: die Zieldefinition, die Vorrangregeln und Netzkostenaufteilung, das Konzept der Vergütungsregeln (Festvergütung, Förderdauer, Differenzierung, Degression), die Regelungen des bundesweiten physikalischen und finanziellen Ausgleichs sowie des Umlagesystems, die Härtefallregelung und Herkunftsnachweise im Zusammenhang mit dem Doppelvermarktungsverbot. Abgesehen von der grundsätzlichen Frage, ob Stromverbraucher oder Steuerzahler die Zusatzkosten der Förderung von Strom aus Erneuerbaren Energien tragen sollen, fallen die fundamentalen Fragen der Förderpolitik vor allem in den Bereich Vorrangregeln und Netzintegration sowie in den Bereich der Vergütungsregelungen, der besonders für die „Marktintegration“ von Bedeutung ist. Grundlegende Probleme werden dabei nicht hinsichtlich der Förderdauer, der Differenzierung und der Degression gesehen – dies sind konzeptionell gerade die förderpolitischen Vorzüge des EEG –, sondern in der Kombination der Festvergütung, die die Konkurrenz zu konventionellen Systemen und zwischen Erneuerbaren Energien einschränkt, mit Vorrangregeln, die die Integration Erneuerbarer Energien ins gesamte Elektrizitätssystem erschweren können.

Eine wesentliche Forderung an die zukünftige Gestaltung der Förderung von Strom aus Erneuerbaren Energien ist folgerichtig die nach einer stärkeren Marktintegration der Erneuerbaren Energien. Von einer solchen Marktintegration werden mehr Wettbewerb und dadurch letztlich geringere Kosten der Förderung Erneuerbarer Energien erwartet. Dabei könnte auch der Wälzungsmechanismus vereinfacht und die sich hieraus gegenwärtig zum Teil ergebenden Zusatzgewinne vermindert werden. Es ist allerdings zu berücksichtigen, dass der deutsche wie auch der europäische Strommarkt von wenigen Unternehmen dominiert wird und somit ein funktionsfähiger und fairer Wettbewerb bisher kaum besteht. Unabhängig von der zunehmenden Bedeutung Erneuerbarer Energien muss deshalb der Wettbewerb auf dem Strommarkt verstärkt werden. Darüber hinaus muss speziell im Netzbereich die in Deutschland neu eingeführte staatliche Regulierung greifen und – auch mit Blick auf den Ausbau Erneuerbarer Energien – zu einer Anreizregulierung weiterentwickelt werden.

**Tabelle 6-1: Mögliche Probleme und Optionen hinsichtlich Konzept und allgemeinen Regelungen des EEG**

Regelungsbereiche	Probleme	Optionen
Zieldefinition 2010 2020	Mindestziel für 2010 nicht mehr aktuell. 2020 wäre mehr erreichbar.	Ziel für 2020 könnte erhöht werden. Zielkorridor statt Mindestziel. Längerfristige Ziele festlegen.
Vorrangregeln und Netzintegration Anschlusspflicht Abnahmevorrang Netzanschlusskosten Netzausbaukosten Reserve, Regelenergie	Verdrängung der KWK Netzüberlastung, auch international Anschlussverweigerung Netzausbau Suboptimale Kraftwerksstruktur Fehlende Anreize zur bedarfsgerechten Erzeugung und Aufbereitung	Einschränkung des Vorrangs Erzeugungsmanagement Eigenvermarktung Integriertes Kraftwerks-/Netzkonzepts
Bundesweiter Ausgleich und Umlage physikalische Wälzung finanzielle Wälzung Transparenz, Überwachung	Mangelnde Praktikabilität der physikalischen Wälzung Transaktionskosten des finanziellen Ausgleichs Detaillierte Überwachung notwendig Belastung der Stromverbraucher	Beachtung des Erzeugungsprofils Verzicht auf physikalische Wälzung Konsequente Umsetzung durch Bundesnetzagentur
Vergütungsregeln Festvergütung Förderdauer Differenzierung Degression	Intransparenz und Datenprobleme bei zu tiefer Differenzierung Fehlende Inflationsbereinigung der Degression Fehlende Konkurrenz zu konventionellen Systemen Fehlende Konkurrenz zwischen EE-Techniken Vergütung nach Ablauf der Förderdauer offen	Strompreiskopplung, Bonuskomponente/Bonusmodell Differenzierung der Förderdauer, Anschlussregelung Begrenzung der Kategorienanzahl Inflationsbereinigung vornehmen (Verbraucherpreiskopplung)
Härtefallregelung	Abgrenzung privilegierter Verbraucher Steigende Mehrbelastung nicht-privilegierter Verbraucher	Keine weitere Ausweitung der Regelung Streichung der Härtefallregelung
Herkunftsnachweis, Doppelvermarktungsverbot	Einheitliche Zertifizierung und Kontrolle erforderlich  Geringe internationale Abstimmung	Doppelvermarktung und Doppelförderung weiterhin ausschließen Regeln für grenzüberschreitende Projekte und Handel

Die Forderung nach verbesserter Integration Erneuerbarer Energien bezieht sich vor diesem Hintergrund auf zwei miteinander verbundene Ebenen:

1. Eine verbesserte *physikalisch-technische Integration* der Erneuerbaren Energien in das Stromversorgungssystem. Zentral ist hier eine möglichst bedarfsgerechte Einspeisung und Verteilung von Strom aus Erneuerbaren Energien. Das gegenwärtige EEG gibt hierzu weder den Erzeugern noch den Netzbetreibern oder Händlern ausreichende Anreize. Damit ist auch die Frage verknüpft, wie Netzüberlastungen insbesondere aufgrund von fluktuierender Einspeisung vermieden werden können.
2. Eine verbesserte *kaufmännische* bzw. marktwirtschaftliche *Integration* der Erneuerbaren Energien. Dies umfasst vor allem die Verteilung der Verantwortlichkeiten für die Verwertung des Stroms aus Erneuerbaren Energien. Hierzu sind zum einen geeignete Abnehmer für den erzeugten Strom zu identifizieren und zum anderen die Vertragsverhältnisse zwischen Erzeuger und Abnehmer zu gestalten. Das gegenwärtige EEG entbindet Erzeuger von beiden Tätigkeiten, da die wesentlichen Lieferverhältnisse durch das EEG geregelt sind, ein Vertrag dadurch implizit zustande kommt und über den Abnahmevorrang ein Abnehmer bestimmt ist.

Stärker als bei der technisch-physikalischen Integration der Erneuerbaren Energien geht es bei der kaufmännischen Integration neben kurzfristigen Aspekten auch um längerfristige Koordinationsmechanismen. Dies ergibt sich allein schon daraus, dass Lieferverhältnisse kurzfristig, etwa über den Spotmarkt der Leipziger EEX, aber auch über langfristige Verträge, die im Extremfall die gesamte Lebensdauer der Anlage umfassen können, organisiert werden können. Damit sind sowohl Entscheidungen über die Stromproduktion wie auch über Investitionen in Kraftwerke betroffen. Die Förderung muss den Investoren eine ausreichende Sicherheit gewährleisten, da andernfalls Investitionen gänzlich unterbleiben oder aber nur unter Einbeziehung von Risikoaufschlägen realisiert werden.

Die kaufmännische Integration kann sowohl eigenständiges Ziel einer Förderung Erneuerbarer Energien sein wie auch Mittel, um etwa entsprechende Anreize für eine technisch-physikalische Integration zu setzen. Im Sinne eines eigenständigen Zieles bereitet sie Betreiber von Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien auf ein unabhängiges und selbständiges Agieren am Markt vor. Dahinter steht die Erwartung, dass Akteure am Strommarkt letztlich unter denselben Grundprämissen handeln sollten, wie es in einer Marktwirtschaft üblich ist. Nur mit einem entsprechenden kaufmännischen Know-how, das bereits heute bei den Betreibern vorhandene große technische

Know-how ergänzt, werden die Erneuerbaren Energien dann im langfristigen Wettbewerb bestehen können.

Das gegenwärtige EEG weist Defizite bezüglich gewährter Anreize und Handlungsoptionen auf:

- EEG-Anlagenbetreiber haben keine Anreize für eine bedarfsgerechte Erzeugung.
- Übertragungsnetzbetreiber erhalten keine Anreize, über die getroffene Branchenlösung hinaus nach ein Einspeise- oder Lastmanagement zu betreiben.
- Obwohl Stromhändler im Wettbewerb stehen und damit große Anreize zur Kostenreduktion haben, besitzen sie keine Möglichkeit zum Lastmanagement oder eigenständigen Bezug von Ausgleichsenergie, sondern sind mit EEG-Bandlieferungen konfrontiert.
- Stromverbraucher, und hier insbesondere Großverbraucher, sind naturgemäß an Senkungen ihrer Stromkosten interessiert. Aber auch ihnen gewährt das EEG keine Möglichkeit zum Lastmanagement oder eigenständigen Bezug von Ausgleichsenergie zum Ausgleich fluktuierender EEG-Erzeugung.
- Schließlich gibt es weder Handlungsspielräume noch Anreize, den EEG-Strom bedarfsgerecht und seinem Wert entsprechend zu vermarkten.

Anreizdefizite bestehen also insbesondere bei EEG-Anlagenbetreibern und Netzbetreibern, während auf Seiten der Stromhändler und -kunden keine ausreichenden Handlungsmöglichkeiten zur verbesserten Integration gewährt werden.

#### *Technologiebezogene Defizite und Herausforderungen*

Mögliche Probleme hinsichtlich der technologiebezogenen EEG-Elemente beziehen sich jeweils auf die konkreten Festsetzungen der Förderhöhe, der Förderdauer, der Art und Spreizung der Differenzierung und der Degression. Die Förderhöhe ist bei Strom aus solarer Strahlung (hierzulande Fotovoltaik) besonders hoch; hinzu kommt hier auch eine besonders starke Spreizung zwischen gebäudeintegrierten Anlagen und Freiflächenanlagen. Wenn nicht eine mengenmäßige Deckelung (wieder-)eingeführt werden soll, dann sind hier früher oder später Einschnitte erforderlich.

Bei der Windenergienutzung müssen hingegen die Bedingungen vor allem für den Offshore-Bereich günstiger gestaltet werden. Insbesondere bei der Biomasse sollte das System kumulierter Boni überdacht werden, das die Spreizung verstärkt. Speziell bei der Wasserkraft ist es zu einer Vermischung von ökonomischen Förderkriterien mit ökologischen Anforderungen gekommen, die systematischer und klarer im Bereich der Genehmigung zu regeln wären.

Die Degressionssätze sind – abgesehen von der Sonderstellung der Fotovoltaik – kritisch zu hinterfragen. Dies ist stets im Zusammenhang mit dem Ausgangsniveau der Vergütungssätze und dem Kostensenkungspotenzial zu bewerten. Der Philosophie eines forcierten Ausbaus mit dem Ziel stark sinkenden Vergütungen folgend könnte generell eine eher hohe Anfangsvergütung mit ambitionierten Degressionssätzen verknüpft werden. Um klare Signale zu setzen, könnten die Degressionssätze stärker vereinheitlicht werden.

## 6.6 Modelle zur Weiterentwicklung des EEG

Mit wachsenden Anteilen des EEG-Stroms an der gesamten Stromerzeugung muss vor allem die Integration von Erneuerbaren Energien effizienter gestaltet werden. Anreize für eine verbesserte Integration kaufmännischer wie auch physikalisch-technischer Art sollten möglichst sowohl für Anlagenbetreiber wie auch Netzbetreiber und Stromhändler gegeben werden. Dazu könnte sowohl die Art der Vergütung wie auch die Art der Wälzung des EEG-Stroms verändert werden. Es werden fünf, teilweise kombinierbare Modelle diskutiert:

- Eine inkrementelle Anpassung stellt die Änderung des *Prognoseschemas* für den Wälzungsmechanismus dar, die letztlich nur eine Änderung der Richtlinien des VDN, nicht aber des EEG selbst erfordert. Es wird vorgeschlagen, Prognoseabweichungen eines Monats roulierend immer auf die darauf folgenden sechs Monate zu verteilen, um den zur Abnahme verpflichteten Stromhändlern eine größere Sicherheit zu geben.
- Auch das *Händler-Optionsmodell* ändert inkrementell den Wälzungsmechanismus. Dieses Modell würde Stromhändlern die Option einräumen, den EEG-Strom stärker nach dem tatsächlichen Profil, d.h. nicht als Bänder, zu übernehmen und die Anpassung an ihren eigenen Stromabsatz selbst durchzuführen.
- Über eine *Spreizung der Vergütung* könnten Anlagenbetreiber direkte Anreize zur bedarfsgerechten Erzeugung erhalten. Dazu würden für eine Anzahl von Technologien die Vergütungssätze in Zeiten schwacher Last (also z.B. von 20 Uhr bis 8 Uhr) um etwa 0,5 ct/kWh abgesenkt werden, in Hochlastzeiten (übrige Zeiten) aber um 0,5 ct/kWh erhöht werden.
- Eine konzeptionelle Weiterentwicklung stellt das *Marktmediator-Modell* dar, in dem wettbewerblich orientierte Marktmediatoren mit der möglichst effizienten Integration des EEG-Stroms beauftragt werden. Zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und den Lieferanten müssten dann nur noch finanzielle Belastungen, nicht aber der EEG-Strom selbst gewälzt werden.



- Die aus Sicht der EE-Anlagenbetreiber am weitestgehende Änderung der hier diskutierten Modelle stellt das *Bonus-Modell* dar, bei dem Anlagenbetreiber ihren Strom aus Erneuerbaren Energien selbständig vermarkten und zusätzlich einen gesetzlich garantierten Bonus erhalten. Angemessene Erlöse aus dem Stromverkauf lassen sich allerdings nur dann realisieren, wenn der Wettbewerb auf den Strommärkten ausreichend funktioniert. Mit einem *Bonus-Optionsmodell*, bei dem Anlagenbetreiber die Möglichkeit eines Bonus mit einer selbständigen Vermarktung als Alternative zur Festvergütung eingeräumt wird, könnten die Vorteile des bestehenden EEG mit denen des Bonus-Modells verknüpft werden.

Händler- und Marktmediator-Modell verändern in erster Linie den Wälzungsmechanismus und dort insbesondere den Weg, wie der EEG-Strom vermarktet wird. Mit den Händlern oder den Marktmediatoren werden gewinnorientierte Akteure mit der bestmöglichen Integration des EEG-Stroms betraut. Über Marktmediatoren könnten indirekt auch Anreize für Anlagenbetreiber zur bedarfsgerechteren Erzeugung aus Erneuerbaren Energien geschaffen werden. Direkte Anreize für eine technische oder kaufmännische Integration erhalten die Anlagenbetreiber jedoch in keinem der beiden Modelle.

Dagegen werden den Anlagenbetreibern mit einer zeitlichen Differenzierung der Vergütung und stärker noch im Bonus-(Options-)Modell direkte Anreize zu einer verbesserten Integration gegeben. Während eine zeitliche Differenzierung der Vergütung der verbesserten technischen Integration dient, führt ein Bonusmodell auch zu einer kaufmännischen Integration, da die Betreiber ihren Strom selbständig am Markt vertreiben müssen. Ein optionales Bonus-Modell bietet den Anlagenbetreibern die Möglichkeit, mit begrenztem Risiko den Stromvertrieb zu lernen. Ein genereller Zwang zur Eigenvermarktung (in einem reinen Bonusmodell) wird hingegen nicht empfohlen.

Bei einer qualitativen Bewertung der betrachteten Modelle untereinander und im Vergleich zum existierenden EEG sind die Kriterien der Wirksamkeit (Effektivität), der statischen und dynamischen Effizienz, der Sicherheit für Anlagenbetreiber und Netzbetreiber bzw. Lieferanten sowie der Praktikabilität von Bedeutung (Tabelle 6-2). Bei all jenen Modellen, bei denen das zu erzielende Einkommen der Anlagenbetreiber ähnlich sicher ist wie im bestehenden EEG, also insbesondere keine wesentlichen Vermarktungsrisiken vorliegen, wird mit einer vergleichbaren sehr guten Effektivität wie im gegenwärtigen EEG gerechnet. Im Bonus-Optionsmodell und noch stärker im reinen Bonus-Modell sind dagegen die zu erzielenden Einkommen unsicherer, so dass insofern der Ausbau Erneuerbarer Energien (bei gleichen mittleren Vergütungen) eher gebremst

würde. Andererseits wird von einer stärkeren technischen und kaufmännischen Integration eine höhere statische Effizienz erwartet.

**Tabelle 6-2: Bewertung der betrachteten Weiterentwicklungsmodelle des EEG**

	EEG heute	Prognose-schema	Händlermodell	Zeitliche differenzierte Vergütung	Marktmedia-tor	Bonus	Bonus-Option
<b>Effektivität</b>	++	++	++	++	++	+	++
<b>Statische Effizienz</b>	+	+	++	++	++	++	++
<b>Dynamische Effizienz</b>	+	+	+	++	++	+(+)	++
<b>Sicherheit EE-Erzeuger</b>	++	++	++	+	++	-	+
<b>Sicherheit Verpflichtete</b>	-	+	+	-	+	+	+
<b>Praktikabilität</b>	++	++	+	++	+	++	++

Zeitliche Differenzierung der Vergütungen, Bonus-Options-, Bonus- und Marktmediator-Modell lassen tendenziell auch verstärkt Innovationen zur verbesserten Integration und damit Steigerungen der dynamischen Effizienz erwarten. Im reinen Bonusmodell sind Anlagenbetreiber allerdings generell stärkeren Risiken ausgesetzt; sie werden bei der Wahl der Anlagentechnik deshalb eher konservativ agieren und nur die kurzfristig kostengünstigste Technik einsetzen, was die dynamische Effizienz beeinträchtigen kann.

Im Vergleich zum Händlermodell würde ein Marktmediator-Modell prinzipiell eine konsequentere Vermarktung von EEG-Strom erlauben, wobei auf einen Großteil der physikalischen Wälzung verzichtet werden könnte. Allerdings stellt die Ausgestaltung des Marktmediator-Modells – insbesondere auch die wettbewerbliche Ausschreibung von Marktmediatoren - eine erhebliche praktische Herausforderung dar, weil mit der Etablierung solcher neuen Akteure noch keine Erfahrungen vorliegen. Deshalb wäre eine schrittweise Einführung zu empfehlen.

Unmittelbare ökonomische Anreize für eine verbesserte (technische und kaufmännische) Integration Erneuerbarer Energien könnten Anlagenbetreibern mit einem Bonus-

Modell gegeben werden. Als wesentliches Problem eines Bonus-Modells ergibt sich, dass drastisch steigende Strompreise zu unbeabsichtigt hohen Gesamtvergütungen führen, wenn nicht zugleich eine Verminderung der Bonushöhe erfolgt. Umgekehrt kann bei sehr starken Strompreissenkungen eine Erhöhung der Bonushöhe erforderlich werden, um eine auskömmliche Gesamtvergütung zu gewährleisten. Dagegen ist allerdings die Abhängigkeit der Gesamtvergütung von normalen Schwankungen der Marktpreise ein Wesensmerkmal des Bonusmodells, das – auch bei technologischer Differenzierung der Fördersätze – stärker wert- und weniger kostenorientiert ist als das bisherige EEG.

Das Marktmediator-Modell und das Bonus-Optionsmodell sind vielversprechende Varianten einer konzeptionellen Weiterentwicklung des EEG. Beide Modelle könnten schrittweise eingeführt werden, ohne den durch das EEG initiierten erfolgreichen Ausbau Erneuerbarer Energien zu gefährden.

Beim Vergleich dieser beiden Modelle muss auch das längerfristige Ziel einer zunehmenden Überführung der Erneuerbaren Energien in den Wettbewerb berücksichtigt werden. Während das Marktmediator-Modell grundsätzlich vom Vorrang Erneuerbarer Energien ausgeht und die Verwertung durch neue Akteure verbessern soll, setzt das Bonusmodell stärker auf die Lenkungswirkung von Marktpreisen. Traut man einer stärkeren Marktaufsicht und Netzregulierung zu, mehr Wettbewerb auf europäischen Strommärkten zu erreichen, dann erhielten Erneuerbare Energien mit einem Bonus-Optionsmodell eine faire und auf Dauer effizientere Alternative für einen Zugang zu Märkten. Erkennt man dagegen in dem gegenwärtig mangelhaften Wettbewerb auf den Strommärkten ein strukturelles, institutionelles Defizit, dann erscheint die Schaffung starker und unabhängiger Akteure wie den Marktmediatoren als ein probates Mittel, die Erneuerbaren Energien nachhaltig erfolgreich im Markt zu etablieren und gleichzeitig für mehr Wettbewerb auf Strommärkten zu sorgen.

Unabhängig vom gewählten Ansatz zur Förderung Erneuerbarer Energien muss der Wettbewerb auf dem Strommarkt in Deutschland und in Europa künftig wesentlich verstärkt werden. Hieraus ergeben sich früher oder später auch erhöhte Anforderungen für Anbieter von Strom aus Erneuerbaren Energien, die mehr und mehr sowohl untereinander als mit Anbietern von Strom aus konventionellen Kraftwerken in Konkurrenz treten müssen. Vor diesem Hintergrund können großzügige Vorrangregeln nur vorübergehend gewährt werden. Im Zuge einer fortschreitenden Marktintegration werden die Anlagenbetreiber zunehmend selbst für die Vermarktung ihrer Produkte verantwortlich sein müssen. Dabei könnten insbesondere kleinere Anbieter die Dienste von spezialisierten Akteuren nutzen, die sie bei der Vermarktung unterstützen.

## 7. Literatur

- Almeida, Teresa, Mendes, Cláudia (2002): Biomass survey in Europe. Country Report of Portugal, European Bioenergy Networks, <http://www.eubionet.net/ACFiles/Download.asp?recID=3108>
- APPA (2005): The new payment mechanism of RES-E in Spain, Introductory report.
- ASUE e.V. (2002): KWK-Gesetz 2002, Grundlagen, Fördermechanismus, praktische Hinweise.
- Averch, H., Johnson, L.L. (1962): Behavior of the Firm Under Regulatory Constraint. In: American Economic Review, 52, 1059-69.
- Azuma-Dicke, N., Morthorst, P.E. et al. (2004): CO<sub>2</sub>-Emission Trading and Green Markets for Renewable Electricity, WILMAR – Deliverable 4.1, Risø National Laboratory, Roskilde, June 2004.
- Bach, S. (2005): Be- und Entlastungswirkungen der Ökologischen Steuerreform nach Produktionsbereichen, Forschungsprojekt im Auftrag des Umweltbundesamts FuE-Vorhaben Förderkennzeichen 204 41 194, Berlin, August 2005.
- Bailey, E.E., Coleman, R.D. (1971): The Effect of Lagged Regulation in an Averch-Johnson Model, In: Bell Journal of Economics, 2, 278-292.
- Baumol, W.J. Panzar, J., Willig, R.D. (1982): Contestable Markets and the Theory of Industry Structure, Harcourt Brace Javanovich, New York.
- Beck, J.: Wind und Schatten, in: Neue Energie, Juni 2005, 86-89.
- BEE, Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.: Kurzstellungnahme zum Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich.
- Berry, T., Jaccard, M. (2001): The renewable portfolio standard: design considerations and an implementation survey, in: Energy Policy 29 (2001), 263-277.
- Bertoldi, P., Rezessy, S., Bürer, M.J. (2005): Will emission trading promote end-use energy efficiency and renewable energy projects? <http://re.jrc.ec.europa.eu/energyefficiency/index.htm>
- Bertoldi, P., Rezessy, S., Langniss, O., Voogt, M. (2004): White, Green & Brown Certificates: How to make the most of them?, <http://re.jrc.ec.europa.eu/energyefficiency/index.htm>
- BET (2002): Untersuchung von Einflussgrößen auf die Höhe der Belastungen der Endkunden aus dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Kurzgutachten im Auftrag des VDMA, Büro für Energiewirtschaft und technische Planung, Aachen, August 2002.
- Blankart, Ch.B., Cwojdzinski, L., Fritz, M. (2004): Netzregulierung in der Elektrizitätswirtschaft: Was bringt das neue Gesetz?, in: Wirtschaftsdienst 8/2004, 498-505.
- Bleuel, M., Hillebrand, B. (2005): Das Integrationsmodell für Erneuerbare Energiequellen – vom Staat zum Markt. Untersuchung im Auftrag der VDEW. EEFA Analysen Energie und Umwelt 05. Berlin, Münster, August 2005.
- Blok, K. (ed.) (2006): Renewable Energy Policies in the European Union, in: Energy Policy Volume 34, Issue 3, 251-376.
- BMU (2004a): Die wichtigsten Merkmale des Gesetzes für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare Energien Gesetz) vom 21. Juli 2004.
- BMU (2004b): Konsolidierte Fassung der Begründung zu dem Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) vom 21. Juli 2004 BGBl, 2004 I S. 1918. (Begründung des Ausschusses für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit / Bundestags-Drucksache 15/2864 unter Berücksichtigung der Änderungen durch den Vermittlungsausschuss)
- BMU (2004c): Nitsch, J., Krewitt, W., Nast, M., Viebahn, P., Gärtner, S., Pehnt, M., Reinhardt, G., Schmidt, A., Uihlein, A., Barthel, C., Fishedick, M., Merten, F., Ökologisch opti-

mierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland, Studie im Auftrag des Umweltministeriums.

- BMU (2004d): Nationaler Allokationsplan für die Bundesrepublik Deutschland 2005-2007, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin, 31. März 2004.
- BMU (2006): Erneuerbare Energien in Zahlen – nationale und internationale Entwicklung, Stand: Mai 2006.
- BMU (2006a): Entwicklung der Erneuerbaren Energien 2005 - Aktuelle Sachstand, Stand März 2006.
- BMU (2006b) Nationaler Allokationsplan für die Bundesrepublik Deutschland 2008-2012, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin, 28. Juni 2006.
- BMU (Hrsg. 2001): Windenergienutzung auf See, Positionspapier des BMU zur Windenergienutzung im Offshore-Bereich, Berlin, Mai 2001.
- Böckem, A.(1999): Umsetzungsprobleme in der deutschen Klimapolitik: Eine empirische Überprüfung polit-ökonomischer Erklärungsansätze, HWWA-Report Nr. 189, Hamburg.
- Bräuer, I. (2002): Artenschutz aus volkswirtschaftlicher Sicht, Die Nutzen-Kosten-Analyse als Entscheidungshilfe, "Hochschulschriften", Band 76.
- Brito de Goes, Duarte (2005): Wind farms in Portugal. A new drive in an already emerged market, in: Infrastructure Journal, <http://www.uria.com/eng/publications/art.asp?id=53>, Zugriff 24. Oktober 2005.
- Bundesnetzagentur (2006): Pressemitteilung der BNetzA vom 8.Juni 2006, Erste Genehmigung der Stromnetzentgelte.
- Bundesnetzagentur (2006a): Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG, Bonn, 30.6.2006.
- Bundesregierung (2002): Perspektiven für Deutschland. Unsere Strategie für eine nachhaltige Entwicklung. Entwurf der Nationalen Nachhaltigkeitsstrategie, Januar 2002.
- Bundesregierung (2002a): Bericht über den Stand der Markteinführung und der Kostenentwicklung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien (Erfahrungsbericht zum EEG), Berlin, 28. Juni 2002.
- Bundesregierung (2002b): Dritter Nationalbericht der Bundesrepublik Deutschland an die Vertragsstaatenkonferenz gemäß Artikel 12 Klimarahmenkonvention.
- Bundesregierung (2003): Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage „Klarheit über die Kosten der Förderung Erneuerbarer Energien, Bundestagsdrucksache 15/860 vom 14.4.2003.
- Bundesregierung (2004): Antwort der Bundesregierung auf die Große Anfrage der Abgeordneten Dr. Peter Paziorek, Doris Meyer (Tapfheim), Horst Seehofer, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der CDU/CSU. „Erneuerbare Energien in Deutschland“ – Drucksache 15/4014, Berlin, den 19.10.2004.
- Bundesregierung (2005a): Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Birgit Homburger, Angelika Brunkhorst, Michel Kauch, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der FDP „Vereinbarkeit des Emissionshandels mit anderen Klimaschutzinstrumenten“, Drucksache 15/4785.
- Bundesregierung (2005b): Antwort der Bundesregierung auf die Große Anfrage der Abgeordneten Dr. Peter Paziorek, Doris Meyer (Tapfheim), Horst Seehofer, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der CDU/CSU „Erneuerbare Energien in Deutschland“, Drucksache 15/4014.

- Bundesregierung (2006a): Entwurf eines Ersten Gesetzes zur Änderung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes, Gesetzentwurf der Bundesregierung, Bundesratsdrucksache 427/06 vom 16.6.06.
- Bundesregierung (2006) Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung der Besteuerung von Energieerzeugnissen und zur Änderung des Stromsteuergesetzes, Stand 13.03.2006.
- Bundesverband WindEnergie (2004), Position des Bundesverbands WindEnergie zur Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes.
- Butler, L., Neuhoff, K. (2004): Comparison of Feed in Tariff, Quota and Auction Mechanisms to Support Wind Power Development, in: Cambridge Working Papers in Economics CWPE 053.
- Carraro, C., Galeotti, M., Gallo, M. (1996): Environmental taxation and unemployment: some evidence on the 'double dividend hypothesis' in Europe, in: Journal of Public Economics 62(1,2), 141-181.
- Chen, C., R. Wiser, M. Bolinger (2007): Weighing the Costs and Benefits of State Renewable Portfolio Standards. A Comparative Analysis of State-Level Policy Impact Projections, LBNL-61580, März 2007.
- CogenChallenge (2005): Fact sheet Slovenia, [http://www.cogen.org/cogen-challenge/Downloadables/CC051223\\_FactSheet\\_Slovenia\\_v2\\_b.pdf](http://www.cogen.org/cogen-challenge/Downloadables/CC051223_FactSheet_Slovenia_v2_b.pdf)
- CogenChallenge (2007): Small Scale CHP Fact Sheet Portugal, [http://www.cogen.org/cogen-challenge/Downloadables/CC060131\\_FactSheet\\_Portugal\\_b.pdf](http://www.cogen.org/cogen-challenge/Downloadables/CC060131_FactSheet_Portugal_b.pdf)
- Cohen, St./Kamieniecki, S. (1991): Environmental Regulation Through Strategic Planning, San Francisco, Oxford.
- Criqui, P., Kitous, A. (2003): Impacts of Linking JI and CDM Credits to the European Emission Allowance Trading Scheme, Kyoto Protocol Implementation (KPI) Technical Report prepared for European Commission Directorate General Environment, <http://europa.eu.int/comm/environment/climat/pdf/kyotoprotocolimplementation.pdf>
- CZ (2005): Gesetz zur Förderung der Herstellung von Strom aus Erneuerbaren Energiequellen und zur Abänderung einiger Gesetze (2005), in Übersetzung von Dr. Neela Winkelmann, Ökologische Beratung Deutschland/Tschechien, Kempten.
- de Tembleque, L. (2006): Status of the Spanish feed-in tariff system, Vortrag gehalten am 23. November, 3<sup>rd</sup> Conference, Feed-in Cooperation, Madrid.
- DEHSt (2005a): Emissionshandel in Deutschland. Verteilung der Emissionsberechtigungen für die erste Handelsperiode 2005-2007. Daten und Fakten zur Zuteilung der Emissionsberechtigungen an 1.849 Anlagen, Redaktionsschluss: 20.12.2004. Stand: 28.02.2005. Korrigierte Version in der Fassung vom 25.11.2005.
- DEHSt (2005b): Implementation of Emissions Trading in the EU: National Allocation Plans of all EU States, Brief fact sheets of EU member state allocation plans, November 2005.
- Dekas, K. (2006): Finanzielle Möglichkeiten und Grenzen der aktuellen Einspeisevergütung in Italien, Vortrag gehalten in Graun am 8.3.2006.
- del Rio, P., Hernandez, F., Gual, M. (2005): The implications of Kyoto project mechanisms for the deployment of renewable electricity in Europe, in: Journal for Energy Policy, Vol. 33, 2010-2022.
- del Rio, P. (2007): The Impact of Market Power on the Functioning of Tradable Green Certificate Schemes, in: Journal for Energy and Environment, 18, 2, 207-231.
- Demsetz, H. (1968): Why Regulate Utilities?, in: Journal of Law and Economics, 11, 1, 55- 65.
- Deutscher Bundestag (2000): Protokoll der 91. Sitzung des 14. Deutschen Bundestages. Zweite und dritte Beratung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes.

- Deutsch-Portugiesische Industrie- und Handelskammer (2006): Der Markt Portugal für Solar-energie und Biomasse, Lissabon.
- Diekmann, J., Kemfert, C. (2005): Erneuerbare Energien: Weitere Förderung aus Klimaschutzgründen unverzichtbar, in: Wochenbericht des DIW Berlin, Nr. 29/2005, 439-449.
- Diekmann, J. (2006): Wert des EEG-Stroms, Fachgespräch im DIW, Berlin, 10.04.2006.
- Diekmann, J., Ziesing, H.-J., Leprich, U. (2006): Anreizregulierung für Beschäftigung und Netzinvestitionen, Forschungsvorhaben gefördert durch die Hans-Böckler-Stiftung, Berlin/Saarbrücken, Juni 2006.
- Di Nucci, M.R., Mez, L., Reiche, D. (2005): Country report Germany. Workpackage 3. Realise Forum. Berlin, November 2005.
- Direcção Geral de Geologia e Energia (DGGE) (2003): Indicative Targets for Electricity Production from Renewable Energy Sources in Portugal (2002-2012), [http://ec.europa.eu/energy/res/legislation/doc/electricity/member\\_states/pt\\_2002\\_report\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/energy/res/legislation/doc/electricity/member_states/pt_2002_report_en.pdf)
- Direcção Geral de Geologia e Energia (DGGE) (2005): Concurso para Atribuição de Capacidade de Injecção de Potência na Rede do Sistema Eléctrico de Serviço Público e Pontos de Recepção Associados para Energia Eléctrica Produzida em Centrais Eólicas, Programa de Concurso, [http://www.dge.pt/arquivo/publicacoes/Concurso\\_Eolicos.pdf](http://www.dge.pt/arquivo/publicacoes/Concurso_Eolicos.pdf)
- Direcção Geral de Geologia e Energia (DGGE) (2006): Estatísticas rápidas, Dezembro 2006, <http://www.dge.pt/arquivo/publicacoes/RRenov200612.pdf>
- Direcção Geral de Geologia e Energia (DGGE) (2006): Concurso para Atribuição de Capacidade de Injecção de Potência na Rede do Sistema Eléctrico de Serviço Público e Pontos de Recepção Associados para Energia Eléctrica Produzida em Centrais Termoeléctricas a Biomassa Florestal, Programa de Concurso, <http://www.dge.pt/main.asp?IdTemas=11&IdSubTemas=1&IdConteudos=1136>
- DIW, Fraunhofer-ISI, Öko-Institut (2005): Entwicklung eines nationalen Allokationsplans im Rahmen des EU-Emissionshandels, Endbericht zum Forschungsvorhaben Nr. 202 41 186/03 des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Entwurf, Berlin und Karlsruhe, November 2005.
- DIW, FZ Jülich, FhG-ISI, Öko-Institut (2004): Politikszenerarien für den Klimaschutz III, Jülich, 2004.
- DIW, PIK (2003): German Energy Policy Instruments and WTO Law, Working Paper, Berlin, April 2003.
- DLR, WI, ZSW, IWR, Forum (1999): Klimaschutz durch Nutzung erneuerbarer Energien, Studie im Auftrag des BMU und des /UBA, Bonn, Münster, Stuttgart, Wuppertal, Oktober 1999.
- DLR/WI/ZSW (2005), Nitsch, J. Staiß, F., Wenzel, B., Fishedick, M.: Ausbau Erneuerbarer Energien im Stromsektor bis zum Jahr 2020 Vergütungszahlungen und Differenzkosten durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz, Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorforschung.
- Downs, Anthony (1957). An Economic Theory of Democracy, Harper & Row, New York.
- Drillisch, J. (1999): Quotenregelung für regenerative Stromerzeugung, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, 4/99, 251-274.
- Drillisch, J., Schulz, W., Starrmann, F. (2000): Charakterisierung und Bewertung verschiedener Instrumente zur Förderung erneuerbarer Energien und der Kraft-Wärme Kopplung, Kurzexpertise im Auftrag des BMWi, Köln, 8. Februar 2000.
- DTI (2006): UK Energy Statistics 2006.

- DTI (2007): Renewable Energy. Reform of the Renewable Obligation, May 2007, <http://www.dti.gov.uk/consultations/page39586.html> .
- ECN et al. (2001): The Interaction of Tradable Instruments in Renewable Energy and Climate Change Markets, Study prepared by Boots, M. et al. (ECN, CMUR, RISÖ, ZEW, UAM), InTraCert project funded by the European Commission, ECN-C—01-048.
- ECN (2005): Het EZ-beleid ter bevordering van een duurzame energiehuishouding, Energy research Center of the Netherlands, ECN-C-05-068.
- EEG (2000): Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) vom 29. März 2000.
- EEG (2004): Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG). Artikel 1 des Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich vom 21. Juli 2004, Bundesgesetzblatt, Jahrgang 2004, Teil I Nr. 40, 1918, Bonn, 31. Juli 2004..
- EEG (2006) Entwurf eines Ersten Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, Deutscher Bundestag Drucksache, 16/2455, 16. Wahlperiode 25. 08. 2006, Bundesrat Drucksache 692/06 vom 5. Oktober 2006. Das Gesetz ist vom Bundestag beschlossen worden. Der Bundesrat hat keine Einwände erhoben.
- Endres, A. (1994): Instrumente der Umweltpolitik.
- Enercon (2007): Portugal entscheidet sich für ENERCON, in: ENERCON Magazin für Windenergie, Januar 2007, 6-7.
- EnerQ (2006): MR Algemene uitvoeringsregeling milieukwaliteit elektriciteitsproductie, [http://www.enerq.nl/informatie/regelingen/MR\\_algemene\\_uitvoeringsregeling\\_milieukwaliteit\\_elektriciteitsproductie.asp#0](http://www.enerq.nl/informatie/regelingen/MR_algemene_uitvoeringsregeling_milieukwaliteit_elektriciteitsproductie.asp#0)
- Estanqueiro, Ana (2006): IEA Wind Energy Annual Report 2005, Chapter 24 Portugal, Paris.
- Etso (2003), Current state of balance management in Europe, European Transmission System Operators.
- EU (1997): Kommission der Europäischen Gemeinschaften: Energie für die Zukunft.: Erneuerbare Energieträger, Weißbuch für eine Gemeinschaftsstrategie und Aktions-plan, KOM (97) 599 end.
- EU (2000): Kommission der Europäischen Gemeinschaften: Geänderter Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt, KOM(2000) 884 endg, Brüssel, 28.12.2000.
- EU (2001): Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27. September 2001 zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt, Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften, L 283/33 vom 27.10.2001.
- EU (2003): Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates, Amtsblatt der Europäischen Union, L 275/32, 25.10.2003.
- EU (2004): Kommission der Europäischen Gemeinschaften: Mitteilung der Kommission über Hinweise zur Unterstützung der Mitgliedstaaten bei der Anwendung der in Anhang III der Richtlinie 2003/87/EG über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates aufgelisteten Kriterien sowie über die Bedingungen für den Nachweis höherer Gewalt, KOM(2003) 830 endgültig, Brüssel, 7.1.2004.



- EU (2004): Kommission der Europäischen Gemeinschaften): Mitteilung der Kommission „Neue Hinweise zu den Zuteilungsplänen für den Handelszeitraum 2008-2012 des Systems für den EU-Emissionshandel“, KOM(2005) 703 endgültig, Brüssel 22.12.2005.
- EU (2005): Kommission der Europäischen Gemeinschaften: Mitteilung der Kommission vom 7.12.2005: Förderung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen, KOM(2005) 627 endg.
- EU (2007): Commission of the European Communities: Prospects for the internal gas and electricity market, Implementation Report, Januar 2007, [http://ec.europa.eu/energy/energy\\_policy/doc/10\\_internal\\_market\\_country\\_reviews\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/energy/energy_policy/doc/10_internal_market_country_reviews_en.pdf)
- Eucken, W. (1952/1990): Grundsätze der Wirtschaftspolitik, Tübingen, 6. Auflage.
- EurAktiv (2006): Umweltkritik an Kommission wegen Rüge für Luxemburg, <http://www.euractiv.com/de/energie/umweltkritik-kommission-wegen-ruege-luxemburg/article-158214>.
- Europressedienst (2006): Solarstromförderung in Italien wird überarbeitet, Nachricht vom 10.11.2006.
- EWI (2005): Empirical and Theoretical Assessment of Potential Promotion Strategies for Electricity Generation from Renewable Energy Sources in the European Union, Report commissioned by E.ON AG, Preliminary Report, Draft, Cologne, October 2005.
- EWI (2006): Notwendigkeit und Ausgestaltung eines effizienten und nachhaltigen Fördersystems für erneuerbare Energien in Europa, Gutachten im Auftrag der E.ON AG, Zwischenbericht, Köln.
- Folkers, C. (1994): Politische Präferenzen und institutionelle Bedingungen der Interessenpolitik - Zur Logik staatlicher Aufgabenübernahme, in: Dieter Grimm, Hrsg.: Staatsaufgaben, Baden-Baden, 1994, 125 ff.
- Frey, M. (2006): Erdgas als „Platzhalter“ für Geothermie, in: *energiespektrum*, 38-39.
- Friedrich, R., U. Kallenbach, H.-H. Rogner, E. Thöne, A. Voß, H.-D. Karl (1990): Externe Kosten der Stromversorgung, Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke m.b.H.-VWEW, Frankfurt a.M., 1990.
- Gaßner, Groth, Siederer & Coll. (2005): Wechselwirkungen zwischen EEG und EnWG, in: Newsletter Energie, November 2005.
- Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien (2004): BGBl I 2004, 1918.
- Goeschl, T., Swanson, T. (2002): The Social Value of Biodiversity for R&D, in: *Environmental and Resource Economics* 22, 477-504.
- Grahl, J. (2001): Stromsteuerbefreiung für Erneuerbare Energien. Gut gemeint aber wenig hilfreich, in: *Solarbrief*, 3/2001.
- Grosseckler, H. (1991): Eine neue Methode zur Messung der Funktionsfähigkeit von Märkten: die KMK-Funktionsfähigkeitsanalyse, Beitrag Nr. 133.
- Growitsch, Chr. (2006): Essays on Network Regulation. Theoretical and Empirical Evidence from Supply Industry, Schriften des Instituts für Wirtschaftsforschung Halle, Band 21, Nomos-Verlag, Baden-Baden.
- Harmelink, M. et al. (2002): PRETIR. Implementation of Renewable Energy in the European Union until 2010, Project executed by Ecofys, 3E and Fh-ISI within the framework of the ALTENER Programme of the European Commission, DG Transport and Energy.
- Helby, Peter (1997): The Devil is in the Detail, in: *Windpower Monthly*, 1997 (13,11), 32.
- Hellenic Republic (2005): 3rd National Report regarding the penetration level of renewable energy sources up to the year 2010.
- Hemmelskamp, J. (1999): Umweltpolitik und technischer Fortschritt, Schriftenreihe des Zentrums für Europäische Wirtschaftsforschung, Heidelberg.

- Hensing, Pfaffenberger, Ströbele (1998): *Energiewirtschaft*, Oldenburgverlag, München.
- Hohmeyer (1988): *Social Costs of Energy Consumption*, Springer Verlag, Berlin.
- Hodgson GM, Screpanti E, (1992): *Rethinking Economics, Markets, Technology and Economic National Systems of Innovation*, Pinter Publishers, London,
- Hvelplund, Frede (2001): *Renewable Energy Governance Systems. A comparison of the “political price-/amount market” model with the “political quota-/certificate price market” system*, Aalborg.
- IE (2002): *Monitoring zur Biomasseverordnung auf Basis des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) aus Umweltsicht, Untersuchung des Instituts für Energetik und Umwelt*, Leipzig, April 2002.
- International Energy Agency IEA (1997): *Renewable Energy Policy in IEA Countries, Vol. I: Overview*, Paris.
- IEA (1998): *Renewable Energy Policy in IEA Countries, Vol. II: Country Reports*, Paris.
- IEA (2004a): *Energy Policies of IEA Countries, Portugal 2004 Review*, Paris.
- IEA (2004b): *Renewable Energy. Market and Policy Trends in IEA Countries*, Paris.
- IEA (2005): *Trends in Photovoltaic Applications, Survey report of selected IEA Countries between 1992 and 2000*, IEA-PVPS T1-15: 2006.
- IEA (2006a): *Global Renewable Energy - Policies and Measures, Database*, <http://www.iea.org/textbase/pm/?mode=re>
- IEA (2006b): *2006 Standard review of Portugal*, Paris.
- IEA (2007): *Global Renewable Energy - Policies and Measures, Database, Portugal*, <http://www.iea.org/textbase/pm/?mode=re> , Accessed March 30, 2007 .
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) (2001): *Third Assessment Report (TAR). Report of Working Group 3. Chapter 6: Policies, Measures, and Instruments*, [http://www.grida.no/climate/ipcc\\_tar/wg3/pdf/6.pdf](http://www.grida.no/climate/ipcc_tar/wg3/pdf/6.pdf) .
- Jänicke, M., Weidner, H. (eds.) 1995: *Successful Environmental Policy. A Critical Evaluation of 24 Cases*. Berlin.
- Jänicke, M. (1997): *Umweltinnovationen aus Sicht der Policy-Analyse*, FFU-Report 1997-3, Berlin.
- Jensen, S.G., Skytte, K. (2002): *Interactions between the power and green certificates markets*, in: *Energy Policy* 31 (2002), 425-435.
- Jones, G.V., White, M.A., Cooper, O.R., und Storchmann, K. (2005): “Climate Change and Global Wine Quality”, *Climatic Change*, 73(3): 319-343.
- Joskow, P.L.(2005a): *Regulation of Natural Monopolies*, Prepared for the Handbook of Law and Economics, A.M. Polinsky and S. Shavell, editors. Elsevier, B.V. MIT, April 17, 2005.
- Joskow, P.L.(2005b): *Incentive Regulation in Theory and Practice: Electricity Distribution and Transmission Networks*. Prepared for the National Bureau of Economic Research Conference on Economic Regulation. MIT, September 9-10, 2005.
- Klemmer, P., Löbke, K. Lehr, U., (1999): *Umweltinnovationen*, Analytica Verlag, Berlin.
- Klobasa, M., Ragwitz, M. (2005): *Gutachten zur CO<sub>2</sub>- Minderung im Stromsektor durch den Einsatz erneuerbarer Energien*, Bericht für die Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien Statistik (AGEE-Stat) im Auftrag des Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung Karlsruhe, Januar 2005.

- Knieps, G (2003): Entgeltregulierung aus der Perspektive des disaggregierten Regulierungsansatzes, Diskussionsbeitrag des Instituts für Verkehrswissenschaft und Regionalpolitik an der Universität Freiburg, Nr. 94. Dezember 2003.
- Knüppel, H. (1989): Umweltpolitische Instrumente, Analyse der Bewertungskriterien und Aspekte einer Bewertung, Baden-Baden.
- Krejcar, R. (2006), Support of Renewable energy sources in the Czech Republic, Vortrag gehalten am 23. November, 3<sup>rd</sup> Conference, Feed-in Cooperation, Madrid.
- Krewitt, W., Schlomann, B. (2006): Möglichkeiten und Grenzen der Nutzung von Angaben zu externen Kosten in umweltpolitischen Entscheidungsprozessen beim Vergleich von erneuerbaren und fossilen Energieträgern, Zwischenbericht, vorläufige Fassung, Stuttgart.
- Kruppa, I. (2007): Steuerung der Offshore-Windenergienutzung vor dem Hintergrund der Umweltziele Klima- und Meeresumweltschutz, Dissertation, TU Berlin, Januar 2007.
- Laffont, J.-J., Tirole, J. (1993): A Theory of Incentives in Regulation and Procurement, in: MIT Press, Cambridge, MA.
- Langniß, O., Markart, J. (1999): Grüner Strom und staatliche Förderung: Eine Analyse der Wechselwirkungen, in: ZfE 4/99, 275-284.
- Langniß, O; Morthorst, P.E.: Regulations to award concessions for offshore wind power plants. 4th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Wind farms, 20-21 Oktober, 2003, Billund, Denmark. Konferenzband.
- Langniß, O. (2003): Governance Structures for Promoting Renewable Energy Sources, Dissertation, Lund, Stuttgart.
- Lehmann, H., Peter, S. (2005): Analyse der Vor- und Nachteile verschiedener Modelle zur Förderung des Ausbaus von Offshore-Windenergie in Deutschland, ISUSI Endbericht für das BMU, Aachen, Juni 2005.
- Lehr, U. (1999): Unverzichtbar für die Akzeptanz: Soziale Gerechtigkeit, in: Bundestagsfraktion Bündnis 90 / Die Grünen (Hrsg.): Blick nach vorn - Anforderungen an die weiteren Stufen der ökologischen Steuerreform, Bonn, 54 - 68.
- Lewis, J. I. (2005): From Technology Transfer to Local Manufacturing: China's Emergence in the Global Wind Power Industry, Doctoral dissertation, Energy and Resources Group, University of California, Berkeley.
- Lewis, J. I. (2006): A Review of the Potential International Trade Implications of Key Wind Power Industry Policies in China, <http://www.resource-solutions.org/lib/librarypdfs/China.wind.policy.and.intl.trade.law.Oct.07.pdf>
- Lienert, M., Wissen, R. (2006): Bewertung von Fördersystemen für erneuerbare Energien: Eine kritische Analyse der aktuell geführten Diskussion, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft (ZfE), 30 (2006) 2, 133-140.
- Lucas, H. (2006): Renewable Energy in Spain, 21st September 2006, International Relations Department, IDEA, (Presented by José Etcheverry).
- Markewitz, P., H.-J. Ziesing (Hg.) (2004): Politiksznarien für den Klimaschutz. Langfristszenarien und Handlungsempfehlungen ab 2012. (Politiksznarien III), Untersuchungen im Auftrag des Umweltbundesamtes, Jülich.
- Medak, J. (2006): Overview of "green electricity" policy in Slovenia, Vortrag gehalten am 23. November, 3<sup>rd</sup> Conference, Feed-in Cooperation, Madrid.
- Menanteau, P., Finon, D., Lamy, M.-L. (2003): Prices versus quantities: choosing policies for promoting the development of renewable energy, in: Energy Policy, 31 (2003), 799-812.

- Meran, G., von Hirschhausen, Chr. (2004): Corporate Self-Regulation vs. Ex-Ante Regulation of Network Access – A Model of the German Gas Sector, DIW Berlin Discussion Papers 436, Berlin, August 2004.
- Meyer, B, Ministerium für Umwelt, Natur und Forsten des Landes Schleswig Holstein (1999): Ökologische Steuerreform in Deutschland. Folien zur Darstellung der 1. – 5. Stufe der ökologischen Steuerreform, Kiel, September 1999.
- Meyer, B. (2000): Befreiung der erneuerbaren Energieträger von der Stromsteuer – Gründe, Chancen, Fragen, Probleme, Kiel, 13.2.2000.
- Meyer, B; Kunz, C (2002): Diskussionspapier zur Steuerbefreiung für Strom aus Erneuerbaren Energien und zur privaten Vermarktung von Ökostrom, 11.2.2002.
- Meyer, N.I. (2003): European schemes for promoting renewables in liberalised markets. in: *Energy Policy*, 31 (2003), 665-676.
- Meyer, B., W. Schulz, B. Maier-Staud, U. Bünnagel und E.Brauer (2003): Vorschläge für die Weiterentwicklung der für die energetische Biomassennutzung relevanten Förderinstrumente auf Bundesebene, Diskussionspapier.
- Meyer-Krahmer, F. (1979): Politische Entscheidungsprozesse und Ökonomische Theorie der Politik, Campus-Verlag, Frankfurt a. Main.
- MEZ (2006), Beleidsregels kostenvergoeding subsidie milieukwaliteit, elektriciteitsproductie 2006, WJZ 6087223, 29 November 2006.
- Midttun, A. (ed.) (2003): Trade based greening in European electricity markets, in: *Energy Policy*, Special issue, Vol. 31, No. 7, June 2003.
- Ministerio da Economia (1999): Decreto-Lei No. 168/99 de 18 de Maio, [http://www.diramb.gov.pt/data/basedoc/TXT\\_LN\\_20351\\_1\\_0001.htm](http://www.diramb.gov.pt/data/basedoc/TXT_LN_20351_1_0001.htm)
- Ministerio da Economia. PRIME Management Office, [http://www.prime.min-economia.pt/PresentationLayer/prime\\_CTexto\\_00.aspx?activeitem=6&activesubitem=2&&idoma=2&ctextolocalid=29](http://www.prime.min-economia.pt/PresentationLayer/prime_CTexto_00.aspx?activeitem=6&activesubitem=2&&idoma=2&ctextolocalid=29)
- Ministerio da Indústria e Energia (1988): Decreto-Lei No. 189/88 de 27 de Maio, [http://www.inag.pt/inag2004/port/divulga/legisla/pdf\\_nac/Concessoes/DL189\\_88.PDF](http://www.inag.pt/inag2004/port/divulga/legisla/pdf_nac/Concessoes/DL189_88.PDF)
- Ministerio das Actividades Económicas e do Trabalho (2005): Decreto-Lei No. 33-A/2005 de 16 de Fevereiro, [http://www.edp.pt/NR/rdonlyres/54821ABE-186D-41F3-985B-A8C8C130DDCD/0/DL33A2005\\_16Fev.pdf](http://www.edp.pt/NR/rdonlyres/54821ABE-186D-41F3-985B-A8C8C130DDCD/0/DL33A2005_16Fev.pdf)
- Mitchell, C. et al.(2006): Effectiveness through Risk Reduction, in: *Energy Policy*, February 2006.
- Morthorst, P.E: A green certificate market combined with a liberalised power market, in: *Energy Policy*, 31 (2003), 1393-1402.
- Morthorst, P.E., Skytte, Fristrup, P. (ed.) (2003): Green certificates and emission trading. In: *Energy Policy*, Special issue, Vol. 31, No. 1, January 2003.
- Morthorst, P.E. et al. (2004): Analysis of trade-offs between different support mechanisms, Green-X Project Report WP4, <http://www.green-x.at/downloads/>
- Mühlstein, J. (2003): Vermiedene Netznutzungsentgelte der dezentralen Einspeisung, Kurzgutachten, Energie& Management, Hersching.
- Müller-Kirchenbauer, J. (2005): Energy Regulation in Germany. The Regulator's Perspective, Toronto, 9 September 2005.
- Nabe (2006): Effiziente Integration erneuerbarer Energien in den deutschen Elektrizitätsmarkt, Dissertation, Online-Publikation, <http://opus.kobv.de/tuberlin/volltexte/2006/1248/>

- National Wind Watch (2007): Portugal's EDP to buy U.S. Horizon Wind Energy, <http://www.wind-watch.org/news/2007/03/27/portugals-edp-to-buy-us-horizon-wind-energy/>, Zugriff 27.3.2007.
- NERA (2005): Interactions of the EU ETS with Green and White Certificate Schemes, Study prepared by David Harrison, Steve Sorell et al. on behalf of European Commission Directorate-General Environment, 17 November 2005, [http://europa.eu.int/comm/environment/climat/pdf/ec\\_green\\_final\\_report051117.pdf](http://europa.eu.int/comm/environment/climat/pdf/ec_green_final_report051117.pdf)
- Neu, A. (2000): Eine Zwischenbilanz zum Einsatz und zur Förderung erneuerbarer Energie in Deutschland, Kieler Diskussionsbeiträge, Nr. 363, Kiel, Juli 2000.
- Nitsch, J. et al. (2005): Ausbau Erneuerbarer Energien im Stromsektor bis zum Jahr 2020. Vergütungszahlungen und Differenzkosten durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz, Untersuchung von DLR, ZSW und WI im Auftrag des BMU, Stuttgart, Wuppertal, Dezember 2005.
- Note des Autorites Francaises (2006) : Rapport sur la consommation d'électricité produit a partir des sources d'énergie renouvelable en France.
- OFGEM (2006): Renewables Obligation: Third Annual Report Appendices, Feb. 2006.
- Oikonomou, V. (2004): A qualitative analysis of white, green certificates and EU CO<sub>2</sub> allowances, Phase II of the EU SAVE "White and Green" project, Lunds Universitet IIIIEE-LU, Italian Association of Energy Economists AIEE, Sydkraft AB, Utrecht University STS-UU. Utrecht University, Copernicus Institute, August 2004. [http://www.iiiee.lu.se/files/whiteandgreen/pdf/WG\\_Phase\\_II\\_Report.pdf](http://www.iiiee.lu.se/files/whiteandgreen/pdf/WG_Phase_II_Report.pdf)
- Omel (2006): Evolucion del Mercado de producción de energía eléctrica, September 2006.
- Ottinger, R., Wooley, D., Robinson, N., Hodas, D., Babb, S., et al. (1990): Environmental Costs of Electricity, Pace University Center for Environmental Legal Studies, New York, Oceana Publications
- Pfaffenberger, W., Jahn, K. Djurdjin, M. (2006): Renewable energies – environmental benefits, economic growth and job creation, Case study paper, Prepared for IMV - Environmental Assessment Institute, Danmark, Bremen, February 2006.
- Photon (2006): Photovoltaik in Europa - Teil 12. Focus Portugal, in: Photon, Dezember 2006, 62-70, 74-78.
- Plesch, D., Austin, G., Grant, F. (2005): Britain's Energy Future: Securing the 'Home Front', Preface by Stephen Twigg, The Foreign Policy Center, London.
- Portuguese Investment Agency (2006): Major investment creates cluster in Portugal, [http://www.investinportugal.pt/MCMSAPI/HomePage/NewsRoom/INVESTIMENTO+CLUSTER+E % C3 % 93LICO+EM+PORTUGAL.htm](http://www.investinportugal.pt/MCMSAPI/HomePage/NewsRoom/INVESTIMENTO+CLUSTER+E%20C3%93LICO+EM+PORTUGAL.htm)
- Prognos (1998/99): Möglichkeiten der Marktanzreizförderung für erneuerbare Energien auf Bundesebene unter Berücksichtigung veränderter wirtschaftlicher Rahmenbedingungen, Untersuchung im Auftrag des BMWi, Langfassung: Berlin, Dezember 1998. Kurzfassung: Berlin, März 1999.
- Quaschnig, V., Hanitsch, R. (1999): Lastmanagement einer zukünftigen Energieversorgung, in: BWK - Brennstoff Wärme Kraft, Bd. 51 (1999), Nr. 10, 64-67.
- Rader, N., Norgaard, R (1996): Efficiency and Sustainability in Restructured Electricity Markets: The Renewables Portfolio Standard, in: The Electricity Journal, 1996 (9,6), 37-49.
- Rader, N., Hempling, S. (2001): The Renewables Portfolio Standard. A Practical Guide. Prepared for the National Association of Regulatory Utility Commissioners.
- Ragwitz, M. (2006): OPTRES: Assessment and optimisation of renewable support schemes in the European electricity market, Interim Report prepared by ISI, EEG, ECOFYS, Risoe, LEI, EnBW, Karlsruhe, January 2006.

- Ragwitz, M., Klein, A., Held, A. (2006): Key factors of feed-in tariff systems best practices of design options and comparison to other alternatives, Vortrag gehalten am 23. November, 3<sup>rd</sup> Conference, Feed-in Cooperation, Madrid.
- Ragwitz, M., Huber, C. (2005): Feed-In Systems in Germany and Spain and a comparison, Fraunhofer ISI, Karlsruhe, EEG, Wien, [http://www.bmu.de/files/english/renewable\\_energy/downloads/application/pdf/langfassung\\_g\\_einspeisesysteme\\_en.pdf](http://www.bmu.de/files/english/renewable_energy/downloads/application/pdf/langfassung_g_einspeisesysteme_en.pdf)
- Rathmann, M. (2005): Do support systems for RES-E reduce EUETS-driven electricity prices?, in: Energy Policy. Article in Press.
- Rabe, B. (2006): Race to the Top. The Expanding Role of U.S. State Renewable Portfolio Standards, Pew Center on Global Climate Change, Juni 2006.
- REACT – Renewable Energy Action (2004): Feed-in Tariffs for Wind Energy, Case Study No. 25, Country: Portugal, October 27, 2004, [http://www.senternovem.nl/mmfiles/Feed-in % 20tariffs % 20for % 20wind % 20energy\\_tcm24-116990.pdf](http://www.senternovem.nl/mmfiles/Feed-in%20tariffs%20for%20wind%20energy_tcm24-116990.pdf)
- Real Decreto Ley 436/2004 (2004): BOE, n75, 27.3.2004.
- Regeling van de Minister van Economische Zaken van 8 december 2005: nr.WJZ 5715050, tot wijziging van de Regeling subsidiebedragen milieukwaliteit elektriciteitsproductie 2005, de Regeling subsidiebedragen milieukwaliteit elektriciteitsproductie 2006 (periode 1 januari tot 1 juli), de Regeling subsidiebedragen milieukwaliteit elektriciteitsproductie 2006 (periode 1 juli tot en met 31 december), de Regeling subsidiebedragen milieukwaliteit elektriciteitsproductie 2007, de regeling garanties van oorsprong voor duurzame elektriciteit en de Algemene uitvoeringsregeling milieukwaliteit
- Règlement grand-ducal du 14 octobre 2005 1) concernant la fourniture d'énergie électrique basée sur les énergies renouvelables et 2) modifiant le règlement grand-ducal du 30 mai 1994 concernant la production d'énergie électrique basée sur les énergies renouvelables ou sur la cogénération ainsi que le règlement grand-ducal du 22 mai 2001 concernant l'introduction d'un fonds de compensation dans le cadre de l'organisation du marché de l'électricité.
- Reiche, D., Körner, S. (2002): Erklärungsfaktoren für Erfolg und Misserfolg bei der Nutzung erneuerbarer Energien in den Mitgliedsstaaten der Europäischen Union, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, 4/2002, 275-282.
- Reiche, D. (2004): Rahmenbedingungen für erneuerbare Energien in Deutschland, Möglichkeiten und Grenzen einer Vorreiterpolitik, Frankfurt.
- Reiche, D., Bechberger, M. (2005): Erneuerbare Energien in den EU-Staaten im Vergleich, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 10/2005, 732-739.
- Rentz, O. u.a. (1999): Instrumente zur Förderung der Nutzung regenerativer Energieträger im liberalisierten Strommarkt, Studie im Auftrag des Büros für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag, Karlsruhe, Dezember 1999.
- Rennings, K., Brockmann, K.L., Koschel, H., Bergmann, H. und I. Kühn (1996): Nachhaltigkeit, Ordnungspolitik und freiwillige Selbstverpflichtung, Schriftenreihe des Zentrums für Europäische Wirtschaftsforschung, Heidelberg.
- Saxenian, A. (1994): Regional Advantage: Culture and Competition in Silicon Valley and Route 128, Harvard University Press, Cambridge.
- Schaeffer, G.J. et al. (2000): Options for design of tradable green certificates systems, ECN-C--00-032.
- Schaeffer, G.J. (ed.) (2002): A renewable mandatory market share for China. Lessons from the Dutch Experience, The Dutch Expert Group on Tradable Green Certificates, ECN-C--2-049.

- Schlegelmilch, K. (2005): Ökologische Steuerreform (ÖSR), Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und Emissionshandel (EH) – Klimaschutzinstrumente ohne Zusammenspiel?, Rat-  
haus Leipzig, 08.03.2005.
- Schmidt, C., T. Straubhaar (2006): Kohlesubventionen, HWWI Standpunkt, Juli 2006
- Schmitz, S.: Das britische ROC System - ein Modell für Deutschland?, Vortrag, Symposium  
"VDEW-Integrationsmodell", Berlin. 25./26.10.2005.
- Sharkey, W.W. (1982): The Theory of Natural Monopoly. Cambridge University Press, Cam-  
bridge.
- Shleifer, Andrei (1985): A Theory of Yardstick Competition, in: Rand Journal of Economics,  
Vol. 16, No. 3, 319-327.
- Sijm, J.P.M. (2003): Interaction of the EU Emissions Trading Directive with Climate Policy  
Instruments in the Netherlands, Policy Brief, Research funded by the European Commis-  
sion under the project Interaction in EU Climate Policy (INTERACT), ECN-C--03-096,  
November 2003.
- Sijm, J.P.M. u.a. (2005): CO<sub>2</sub> price dynamics: The implications of EU emissions trading for the  
price of electricity, ECN-C--05-081, September 2005.
- Sijm, J.P.M. u.a. (2006): CO<sub>2</sub> price dynamics. A follow-up analysis of the implications of EU  
emissions trading for the price of electricity, ECN-C--06-015, March 2006.
- Simonis, U., Helm, C. (2001): Distributive Justice in International Environmental Policy:  
Axiomatic Foundation and Exemplary Formulation, in: Environmental Values, 10 (2001),  
5-18.
- Springmann, J.-P. (2005): Förderung erneuerbarer Energieträger in der Stromerzeugung, Ein  
Vergleich ordnungspolitischer Instrumente, Wiesbaden.
- STEM (2007a): The electricity certificate system, 2007, Swedish Energy Agency,  
[http://www.energimyndigheten.se/web/biblshop\\_eng.nsf/FilAtkomst/ET2007\\_27.pdf/\\$FI  
LE/ET2007\\_27.pdf?OpenElement](http://www.energimyndigheten.se/web/biblshop_eng.nsf/FilAtkomst/ET2007_27.pdf/$FILE/ET2007_27.pdf?OpenElement)
- STEM (2007b): Elcertifikatsystemet 2007, Swedish Energy Agency,  
<http://www.vilhelmina.se/vojman/dokument/Elcertifikat.pdf>
- STEM (2007c): Transaktionskostnaderna i elcertifikatsystemet, Swedish Energy Agency,  
[http://www.energymarketsinspectorate.se/upload/Rapporter/El/Transaktionskostnaderna%  
20i%20elcertifikatsystemet\\_del\\_1\\_20041220.pdf](http://www.energymarketsinspectorate.se/upload/Rapporter/El/Transaktionskostnaderna%20i%20elcertifikatsystemet_del_1_20041220.pdf)
- Stephan, G., Ahlheim, M. (1996): Ökologische Ökonomie, Springer.
- SVK (2007): Cesar - Svenska Kraftnäts system för kontoföring av elcertifikat, Datenbank,  
<http://elcertifikat.svk.se/cmcall.asp?showrequest=false>, Zugriff 6.9.2007.
- SWW(2007): Eine neue Ära, in: Sonne, Wind und Wärme, 7/2006, 24 ff.
- Timpe, Chr. u.a. (2001): Umsetzungsaspekte eines Quotenmodells für Strom aus erneuerbaren  
Energien, Abschlussbericht im Auftrag des Ministeriums für Umwelt und Verkehr Baden-  
Württemberg, Freiburg, Stuttgart, Heidelberg.
- Trieb, F. (2005): Concentrating Solar Power fort he Mediterranean Region, Studie im Auftrag  
des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- Umweltbundesamt (2006): Zertifikathandel für erneuerbare Energien statt Erneuerbare Energien  
Gesetz, Hintergrundpapier zum Vorschlag des Verbands der Elektrizitätswirtschaft, März  
2006.
- United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) (2000): UNFCCC  
guidelines on reporting and review, FCCC/CP/1999/7, 16 February 2000,  
[http://unfccc.int/national\\_reports/items/1408.php](http://unfccc.int/national_reports/items/1408.php)
- United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) (2004): Subsidiary  
Body for Scientific and Technological Advice. Options for approaches to sharing experi-

- ence and exchanging information on “good practices” in policies and measures, FCCC/SBSTA/2004/INF.10, 5 November 2004, [http://unfccc.int/national\\_reports/items/1408.php](http://unfccc.int/national_reports/items/1408.php)
- van der Heul, W. und Hondebrink, P. (2006): Update Renewable Energy policy in the Netherlands, Ministry of Economic Affairs, Vortrag gehalten am 23. November, 3<sup>rd</sup> Conference, Feed-in Cooperation, Madrid.
- van der Linden, N.H. et al. (2005): Review of international experience with renewable energy obligation support mechanisms, ECN-C—05-025. Mai 2005.
- Vattenfall Europe (2006): Preisblatt Netzzugang.
- VDEW (2002): Erneuerbare Energien: Finanzierung aus Steuermitteln überfällig, in: ew 17-18/2002.
- VDEW (2005): Diskussionsvorschlag zur künftigen Förderung Erneuerbarer Energien: “Ausbauziele effizient erreichen”, Juni 2005.
- VDEW (Hrsg.) (2005): VDEW-Integrationmodell, Ergebnisse des Symposiums vom 25. und 26. Oktober 2005, Dokumentation.
- VDEW (2006): Das EEG - Umsetzung in der Praxis, VDEW-Infotag am 23. und 24. Januar 2006 in Mannheim, Materialband.
- VDN (2006): Daten zum Erneuerbare-Energien-Gesetz, [www.vdn-berlin.de](http://www.vdn-berlin.de).
- VKU (2005): VKU-Umsetzungshilfe zur Ermittlung des Entgelts für dezentrale Einspeisung.
- Vögele, S., Markewitz, P., Krey, V. (2004): Zeitfenster für Zukunftstechniken im europäischen Kraftwerkspark, STE-Preprint 03/2004, Jülich.
- Walz, R. (2005): Interaktion des EU Emissionshandels mit dem Erneuerbare Energien Gesetz, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, 29 (2005) 4, 261-270.
- Weitzman, M.A. (1983): Contestable Markets: An Uprising in the Theory of Industry Structure: Comment, in: American Economic Review, 73:3, 486-487.
- WI, DLR (2002): Langfristszenarien für eine nachhaltige Energienutzung in Deutschland, Untersuchung des Wuppertal Instituts für Klima Umwelt und Energie und der DLR, Institut für Thermodynamik, im Auftrag des Umweltbundesamtes. Projektleitung: M. Fischediek, J. Nitsch. Redaktion: H. Kaschenz. Forschungsbericht 200 97 104, Climate Change, hrsg. vom Umweltbundesamt, Berlin, Juni 2002.
- Wicke, U. (1993): Umweltökonomie.
- Wietschel, M., Fichtner, W. und O. Rentz (Hrsg.) (2002): Regenerative Energieträger, Der Beitrag und die Förderung regenerativer Energieträger im Rahmen einer Nachhaltigen Energieversorgung, ecomed, Landsberg, 2002.
- Wind Directions (2004): New Team in the European Wind League. Focus on Portugal, in: Wind Directions, July / August 2004.
- Windblatt (2007): Magazin of Enercon, [http://www.enercon.de/www/en/windblatt.nsf/vwAnzeige/A3B2F4D3B94DCA1AC125729D0048BE0B/\\$FILE/WB-0107-EN.pdf](http://www.enercon.de/www/en/windblatt.nsf/vwAnzeige/A3B2F4D3B94DCA1AC125729D0048BE0B/$FILE/WB-0107-EN.pdf)
- Windpower Monthly (2006a): Government tender terms about to get far tougher – Portugal Europe's third largest market, Windpower Monthly, March 2006
- Windpower Monthly (2006b): Portugal tender winner confirmed, Windpower Monthly. November 2006.
- Windpower Monthly (2006c): Wind Wire. Details Emerge. Windpower Monthly. December 2006, S. 17-18
- Windpower Monthly (2007): Wind Wire. Next concession. Windpower Monthly. January 2007, S. 10



- Wiser, R., Porter, K., Grace R., (2004): Evaluating experience with Renewable Portfolio Standards in the United States, LBNL-54439, März 2004.  
<http://eetd.lbl.gov/ea/EMS/reports/54439.pdf>
- Wiser, R., Namovicz, C., Gielecki, M., Smith, R. (2007): The Experience with Renewable Portfolio Standards in the United States, in: The Electricity Journal, 2007/5.
- Wissenschaftlicher Beirat (2004): Der Wissenschaftliche Beirat beim Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit: Zur Förderung erneuerbarer Energien. Köln, 16. Januar 2004.
- Wohlgemuth, N. (2001): Can the Kyoto Protocol promote renewable energy technologies?  
<http://www.kfunigraz.ac.at/vwlwww/HDP/ceec/Wohlgemuth.pdf>
- Wolf, M. (2004): Perspektiven der thermischen Solarenergieunterstützung, Begrüßungsansprache zu „25 Jahre Solarhaus Freiburg Tiengen“ am 20. Juni 2004 in Freiburg.