

Neue umweltpolitische Instrumente im liberalisierten Strommarkt

Endbericht

BW-Plus Forschungsvorhaben BW V 99004 a+b

O. Rentz, M. Wietschel, M. Dreher

Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP)

Universität Karlsruhe (TH)

W. Bräuer, I. Kühn

Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung GmbH (ZEW)

Mannheim

Karlsruhe / Mannheim

März 2001

Das Vorhaben wurde im Rahmen des Förderprojektes „Lebensgrundlage Umwelt und ihre Sicherung“ (BWPLUS) am Forschungszentrum Karlsruhe mit Mitteln des Landes Baden-Württemberg gefördert.

Inhaltsverzeichnis

1	EINLEITUNG	1
	Bearbeitet von M. Dreher, M. Wietschel, O. Rentz, W. Bräuer, I. Kühn	
1.1	AUSGANGSLAGE	1
1.2	PROBLEMSTELLUNG.....	2
1.3	ZIELSETZUNG UND VORGEHENSWEISE	3
1.4	REGENERATIVE ENERGIETRÄGER UND GRÜNER STROM.....	5
1.5	CHARAKTERISIERUNG UMWELTPOLITISCHER INSTRUMENTE.....	6
2	HOHEITLICHE INSTRUMENTE ZUR FÖRDERUNG ERNEUERBARER ENERGIEN	9
	Bearbeitet von W. Bräuer, I. Kühn	
2.1	QUOTENHANDELSMODELLE	10
2.1.1	<i>Grundelemente einer Quotenhandelsregelung.....</i>	<i>10</i>
2.1.1.1	Quotenhöhe	12
2.1.1.2	Begünstigte einer Quotenregelung.....	13
2.1.2	<i>Ausgestaltungsvarianten einer Quotenregelung.....</i>	<i>14</i>
2.1.2.1	Verpflichtete (Adressatenebene).....	14
2.1.2.2	Erfüllungsmöglichkeiten	15
2.1.2.3	Netzzugang	16
2.1.2.4	Verhältnis von Service und Commodity.....	17
2.2	ORDNUNGSPOLITISCHE BEWERTUNG VON QUOTENMODELLEN	19
2.2.1	<i>Zielformulierung und –operationalisierung.....</i>	<i>21</i>
2.2.1.1	Problembeschreibung	21
2.2.1.2	Zieloperationalisierung	22
2.2.2	<i>Vertragstheoretische Legitimation des Maßnahmenziels.....</i>	<i>23</i>
2.2.3	<i>Wahl der Entscheidungsebene bzw. des Entscheidungsprozesses.....</i>	<i>23</i>
2.2.4	<i>Ökonomische Legitimation der Maßnahmengestaltung</i>	<i>25</i>
2.2.4.1	Effektivität (Zielkonformität).....	25
2.2.4.2	Erforderlichkeit (Systemkonformität)	28
2.2.4.3	Ökonomische Effizienz.....	30
2.2.4.4	Institutionelle Beherrschbarkeit	33
2.2.5	<i>Rechtliche Rahmenbedingungen.....</i>	<i>35</i>
2.3	ZWISCHENFAZIT.....	37
2.4	ORDNUNGSPOLITISCHER VERGLEICH ZWISCHEN EINSPEISEMODELLEN, AUSSCHREIBUNGSMODELLEN UND QUOTENHANDELSMODELLEN	40
2.4.1	<i>Verschiedene Ziele der Förderung erneuerbarer Energien</i>	<i>41</i>
2.4.2	<i>Entwicklung einer Instrumententypologie</i>	<i>42</i>
2.4.2.1	Einspeisemodelle	43
2.4.2.1.1	Tarifgestaltung.....	43
2.4.2.1.2	Regelung des Marktzugangs	44
2.4.2.1.3	Refinanzierung der Einspeisevergütungen.....	45
2.4.2.2	Ausschreibungsmodelle	46
2.4.2.3	Quotenmodelle	47
2.4.3	<i>Ordnungspolitische Bewertung der Förderinstrumente</i>	<i>48</i>
2.4.3.1	Zielformulierung und –operationalisierung	48
2.4.3.1.1	Problembeschreibung	48

2.4.3.1.2	Zieloperationalisierung	49
2.4.3.2	Vertragstheoretische Legitimation des Maßnahmenziels	50
2.4.3.3	Wahl der Entscheidungsebene	51
2.4.3.4	Zielkonformität	54
2.4.3.5	Systemkonformität	59
2.4.3.6	Ökonomische Effizienz	61
2.4.3.7	Institutionelle Beherrschbarkeit	65
2.4.4	<i>Empfehlungen für die zukünftige Förderpolitik</i>	67
3	GRÜNE ANGEBOTE	72
	Bearbeitet von M. Dreher, M. Wietschel, O. Rentz	
3.1	DIE AUSGANGSSITUATION	72
3.2	ZUSÄTZLICHKEIT GRÜNER ANGEBOTE	72
3.3	EMPIRISCHE ERHEBUNGEN ZU GRÜNEN ANGEBOTEN	75
3.4	FORMEN GRÜNER ANGEBOTE	76
3.5	ENTWICKLUNG DER ANGEBOTSAZHL DIFFERENZIERT NACH UNTERSCHIEDLICHEN ANGEBOTSFORMEN	80
3.6	SPENDEN- UND BETEILIGUNGSMODELLE	81
3.7	TARIFANGEBOTE	82
3.7.1	<i>Angebotsformen</i>	82
3.7.2	<i>Eingesetzte Anlagen</i>	83
3.7.3	<i>Kosten einer Teilnahme</i>	84
3.8	WETTBEWERBSSITUATION	86
3.9	ANGEBOTSERFOLG	86
3.10	MARKETING	88
3.11	GLAUBWÜRDIGKEIT UND TRANSPARENZ	89
4	KOMBINATIONSMÖGLICHKEITEN VON GRÜNEN ANGEBOTEN MIT HOHEITLICHEN FÖRDERINSTRUMENTEN	92
	Bearbeitet von W. Bräuer, M. Dreher, M. Wietschel, O. Rentz	
4.1	GRÜNE ANGEBOTE UND EINSPEISEMODELLE	92
4.2	GRÜNE ANGEBOTE IM RAHMEN VON AUSSCHREIBUNGSMODELLEN	94
4.3	QUOTENMODELLE UND GRÜNE ANGEBOTE	94
4.4	FUNKTIONEN UND MARKTVOLUMEN VON GRÜNEN ANGEBOTEN	95
5	METHODIK ZUR ANALYSE DER AUSWIRKUNGEN UMWELTPOLITISCHER INSTRUMENTE AUF EIN ENERGIESYSTEM	97
	Bearbeitet von M. Dreher, M. Wietschel, O. Rentz	
5.1	KURZDARSTELLUNG DES PERSEUS-MODELLSYSTEMS	97
5.2	DAS PERSEUS-REG ² MODELL	102
5.2.1	<i>Einleitung</i>	102
5.2.2	<i>Methodische Weiterentwicklung</i>	104
5.2.2.1	Integration verschiedener Unternehmenstypen	104
5.2.2.2	Abbildung von nicht-energetischen und nicht-stofflichen Flüssen	106
5.2.2.3	Berücksichtigung von Qualitätsmerkmalen bei Energieträgern	107
5.2.3	<i>Darstellung des PERSEUS-REG² Modellansatzes</i>	108
5.2.3.1	Einleitung	108
5.2.3.2	Zielfunktion	112

5.2.3.3	Nebenbedingungen zur Bilanzierung von Energie- und Stoffflüssen.....	114
5.2.3.4	Nebenbedingungen für Kapazitäten	116
5.2.3.5	Abbildung von Energiespeichern.....	117
5.2.3.6	Modellierung von Marktanteilen	118
5.2.3.7	Kumulierte Produktionsmengen	119
5.2.3.8	Abbildung von relativen Mengenvorgaben für Energieträger	119
5.2.3.9	Modellierung von handelbaren grünen Zertifikaten	120
5.2.4	<i>Kritische Würdigung des entwickelten Modellansatzes</i>	120
5.2.4.1	Der normative Ansatz.....	120
5.2.4.2	Kritik an Energie- und Stoffflussmodellen.....	121
5.2.4.3	Berücksichtigung von Preiselastizitäten der Energienachfrage.....	123
5.2.4.4	Lineare Programmierung.....	124
6	DAS PERSEUS-REG² MODELL FÜR DIE REGION BADEN-WÜRTTEMBERG	127
	Bearbeitet von M. Dreher, M. Wietschel, O. Rentz	
6.1	GRUNDLEGENDE RAHMENANNAHMEN DER MODELLIERUNG.....	127
6.1.1	<i>Zeitliche Differenzierung des Analysezeitraumes</i>	127
6.1.1.1	Periodeneinteilung.....	127
6.1.1.2	Intervalleinteilung	129
6.2	DAS BASISMODELL FÜR BADEN-WÜRTTEMBERG	130
6.2.1	<i>Grundstruktur des Modells</i>	130
6.2.1.1	Akteure auf dem baden-württembergischen Energiemarkt	130
6.2.1.1.1	Akteure der Energieangebotsseite	131
6.2.1.1.2	Energienachfrageseite.....	134
6.2.1.1.3	Handelsakteure	134
6.2.1.2	Modellierung einzelner Akteure.....	135
6.2.1.3	Beziehungen zwischen den Akteuren	137
6.2.2	<i>Exkurs: Stromnetz und Stromflüsse.....</i>	139
6.2.3	<i>Ankopplung eines regionalen Modells an den liberalisierten Strommarkt</i>	142
6.2.3.1	Modellrelevante Bereiche des liberalisierten Marktes	142
6.2.3.2	Möglichkeiten zur Integration des liberalisierten Strommarktes	143
6.2.3.2.1	Modellkopplung - Gesamtmodell und Dekomposition.....	143
6.2.3.2.2	Angebotsfunktion	144
6.2.3.2.3	Realisierung im Rahmen des entwickelten Modells für die Region Baden-Württemberg	145
6.2.4	<i>Stromhandel.....</i>	146
6.2.4.1	Der Strommarkt aus Sicht der Modellierung.....	146
6.2.4.2	Handelsmengen	147
6.2.4.3	Marktpreise und Durchleitungsentgelte.....	148
6.2.5	<i>Preisentwicklung bei fossilen Primärenergieträgern.....</i>	152
6.2.6	<i>Energienachfrage.....</i>	154
6.2.6.1	Nachfragegruppen.....	154
6.2.6.2	Nachfrageprognose.....	155
6.2.7	<i>Existierender Kraftwerkspark in Baden-Württemberg.....</i>	156
6.2.7.1	Anlagen auf Basis fossiler Energieträger	157
6.2.7.2	Kernkraftwerke und Kernenergieausstieg	158
6.2.7.3	Anlagen auf Basis regenerativer Energieträger.....	159
6.2.8	<i>Zukunftsoptionen für fossile Kraftwerke.....</i>	162

6.2.9	<i>Die Fernwärmeversorgung im Rahmen der Modellierung</i>	162
6.3	ERZEUGUNG VON GRÜNEM STROM	163
6.3.1	<i>Modellintegration regenerativer Stromerzeugungsanlagen</i>	163
6.3.2	<i>Der Potentialbegriff</i>	164
6.3.3	<i>Optionen in der Bundesrepublik Deutschland</i>	165
6.3.3.1	Wasserkraft	165
6.3.3.2	Windkraft	167
6.3.3.3	Biomassenutzung.....	171
6.3.3.3.1	Flüssige Biobrennstoffe.....	171
6.3.3.3.2	Biogene Festbrennstoffe.....	172
6.3.3.3.3	Gasförmige Biobrennstoffe	175
6.3.3.4	Solarstrahlung	176
6.3.3.5	Geothermie	178
6.3.4	<i>Die Angebotsfunktion für grünen Strom auf europäischer Ebene</i>	180
6.4	ABBILDUNG UMWELTPOLITISCHER INSTRUMENTE.....	181
6.4.1	<i>Modellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)</i>	181
6.4.2	<i>Quotenregelung und Ausschreibungsmodell aus Sicht der Modellierung</i>	184
6.4.3	<i>Modellierung einer Mengenvorgabe für grünen Strom</i>	185
7	INSTRUMENTENANALYSE MIT DEM PERSEUS-REG² MODELL	186
	Bearbeitet von M. Dreher, M. Wietschel, O. Rentz	
7.1	SZENARIODEFINITION.....	186
7.1.1	<i>Charakterisierung des Referenzfalls</i>	186
7.1.2	<i>Charakterisierung des Szenario einer Mengenvorgabe für grünen Strom</i>	187
7.2	ENTWICKLUNGEN IM REFERENZFALL.....	189
7.2.1	<i>Nicht-regenerative Stromerzeugung</i>	189
7.2.2	<i>Nutzung regenerativer Energiequellen</i>	191
7.2.3	<i>Import und Export</i>	193
7.2.4	<i>Der Anteil grünen Stroms</i>	194
7.2.5	<i>Erzeugungskosten für Strom</i>	195
7.2.6	<i>Emissionen</i>	196
7.3	ZU ERWARTENDE ENTWICKLUNG IM FALLE EINER MENGENVORGABE FÜR GRÜNEN STROM	197
7.3.1	<i>Mengenvorgabe für grünen Strom ohne Zertifikatehandel</i>	198
7.3.1.1	Einsatz fossiler Energieträger	198
7.3.1.2	Genutzte regenerative Energiequellen	198
7.3.1.3	Exkurs: Detailanalyse zur energetischen Nutzung von Holz	203
7.3.1.4	Entwicklung der Stromgestehungskosten	207
7.3.1.5	Einlastung von Anlagen auf Basis regenerativer Energieträger	208
7.3.1.6	Handel mit grünem Strom	210
7.3.1.7	Back-up für stark fluktuierende Energieträger	211
7.3.1.8	Emissionen.....	213
7.3.2	<i>Auswirkungen eines Zertifikatehandels</i>	217
7.3.2.1	Verteilung und Nutzung des regenerativ erzeugten Stroms	217
7.3.2.2	Die Rolle der Vergütung für Strom und Zertifikate.....	218
7.3.2.3	Nationale Ebene.....	220
7.3.2.4	Internationale Ebene	222
7.3.2.5	Zusammenhang zwischen Zertifikatehandel und Emissionsentwicklung	223

7.3.2.6	Problematik der „stranded Investments“.....	225
7.3.3	<i>Rolle der Fernwärmeversorgung im Rahmen einer Mengenvorgabe für grünen Strom</i>	227
8	SCHLUSSFOLGERUNGEN UND AUSBLICK	231
	Bearbeitet von M. Dreher, M. Wietschel, O. Rentz, W. Bräuer, I. Kühn	
8.1	EMPFEHLUNGEN HINSICHTLICH DER HOHEITLICHEN FÖRDERINSTRUMENTE	231
8.2	EMPFEHLUNGEN HINSICHTLICH DES FREIWILLIGEN INSTRUMENTS GRÜNER ANGEBOTE.....	231
8.3	SCHLUSSFOLGERUNGEN AUS DEN ÜBERLEGUNGEN ZUR KOMBINATION VON GRÜNEN ANGEBOTEN UND HOHEITLICHEN FÖRDERINSTRUMENTEN	233
8.4	SCHLUSSFOLGERUNGEN AUS DER ENERGIESYSTEMANALYSE BEZÜGLICH EINER MENGENVORGABE FÜR GRÜNEN STROM.....	234
8.4.1	<i>Förderung einzelner Technologien und regenerativer Energieträger</i>	234
8.4.2	<i>Ausgestaltung einer Mengenvorgabe für Grünen Strom</i>	237
8.5	AUSBLICK AUF DEN WEITEREN FORSCHUNGSBEDARF	239
9	ZUSAMMENFASSUNG	241
	Bearbeitet von M. Dreher, M. Wietschel, O. Rentz, W. Bräuer, I. Kühn	
10	LITERATUR	247

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Ordnungspolitisches Analyseraster	20
Abbildung 2: Ordnungspolitisches Ranking nach Kategorien	38
Abbildung 3: Gesamtbewertung der analysierten Quotenmodellvarianten	39
Abbildung 4: Charakterisierung Grüner Angebote.....	79
Abbildung 5: Markteinführung der erfassten grünen Angebote (ermittelt auf Grundlage der Umfrage im Frühjahr 2000)	80
Abbildung 6: Zusammenhang zwischen Teilnehmerquote und jährlichen Stromkosten bei einem Verbrauch von 3000 kWh/a (Ermittelt auf Grundlage der Umfrage im Frühjahr 2000)	87
Abbildung 7: Marketingaktivitäten für Grüne Angebote (Mehrfachnennungen möglich)	89
Abbildung 8: Zertifizierung Grüner Angebote	90
Abbildung 9: Struktureller Aufbau des PERSEUS-Modells	101
Abbildung 10: Hierarchischer Aufbau der Datenstruktur	103
Abbildung 11: Modellierungsebenen für Wertpapier- sowie Energie- und Stoffflüsse.....	107
Abbildung 12: Lastkurve für einen Werktag im Winter in Baden-Württemberg	130
Abbildung 13: Struktur des entwickelten PERSEUS-REG ² Modells für Baden-Württemberg.	139
Abbildung 14: Schematische Darstellung des Verbundsystems (nach [Pfaffenberger 1993, S. 28])	141
Abbildung 15: Entwicklung der Preise auf dem Strommarkt.....	150
Abbildung 16: Preisentwicklung fossiler Primärenergieträger (nach [Prognos 2000] und eigene Berechnungen).....	153
Abbildung 17: Kumulierte Angebotskurve für grünen Strom beziehungsweise grüne Zertifikate aus EU-Mitgliedsländern für 2010 (ohne Deutschland).....	181
Abbildung 18: Entwicklung der spezifischen Emissionen im Referenzfall.....	197
Abbildung 19: Stromgestehungskosten in Abhängigkeit vom Holzpreis	205
Abbildung 20: Entwicklung der Stromerzeugungskosten im Falle einer Quotenregelung ohne Zertifikatehandel	208
Abbildung 21: Entwicklung der erforderlichen Back-up Leistung	212
Abbildung 22: Entwicklung der spezifischen CO ₂ -Emissionen	214
Abbildung 23: Entwicklung der spezifischen SO ₂ -Emissionen.....	215
Abbildung 24: Entwicklung der spezifischen NO _x -Emissionen	216
Abbildung 25: Vergleich von Zertifikatekauf und Eigenerzeugung.....	220

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Typische Merkmale ordnungsrechtlicher, ökonomischer und freiwilliger Instrumente (siehe auch [Rentz et al. 1999b]).....	8
Tabelle 2: Kategorisierung von bislang implementierten oder konzipierten Quotenregelungen	18
Tabelle 3 Varianten von Einspeisemodellen	45
Tabelle 4: Verschiedene Ausschreibungsmodelle.....	46
Tabelle 5: Verschiedene Quotenmodelle	48
Tabelle 6: Bewertung nach dem Kriterium „Entscheidungsebene“	53
Tabelle 7: Bewertung nach dem Kriterium „Zielkonformität“	57
Tabelle 8: Bewertung nach dem Kriterium „Systemkonformität“.....	61
Tabelle 9: Bewertung nach dem Kriterium „Ökonomische Effizienz“	64
Tabelle 10: Bewertung nach dem Kriterium „Institutionelle Beherrschbarkeit“.....	66
Tabelle 11: Instrumentenbewertung bezüglich des Förderziels „Umweltschutz“	68
Tabelle 12: Instrumentenbewertung bezüglich der „Wirtschaftsförderung“	69
Tabelle 13: Instrumentenbewertung bezüglich der „Technologieförderung“	70
Tabelle 14: Überlegene Instrumenten-Designs für die Förderung von grünem Strom	70
Tabelle 15: Entwicklung der Angebotszahlen (absolute Häufigkeiten)	80
Tabelle 16: Geförderte Technologien (realisierte und geplante Angebote).....	82
Tabelle 17: Beteiligungs- und Spendenmodelle im Vergleich mit Tarifmodellen.....	82
Tabelle 18: Anteile der einzelnen Tarifformen bei der Gruppe der VDEW-Mitgliedsunternehmen.....	83
Tabelle 19: Vergleich der Stromkosten des Beispielhaushaltes bei verschiedenen Angeboten	85
Tabelle 20: Vergleich der durchschnittlichen Mehrkosten pro kWh für einen Privathaushalt bei einem Stromverbrauch von 3000 kWh/a.....	86
Tabelle 21: Methodische und anwendungsorientierte Module des PERSEUS-Modellsystems (in Anlehnung an [Göbelt et al. 2000]).....	99
Tabelle 22: Produzententypen	109
Tabelle 23: Zuordnung der Bilanzgleichungen zu Produzententypen.....	115
Tabelle 24: Kurzfristige Preiselastizitäten (Quellen nach [Wietschel 1995])	124
Tabelle 25: Aufteilung des Untersuchungszeitraumes	128
Tabelle 26: Intervalleinteilung	129
Tabelle 27: Aufteilung des baden-württembergischen Versorgungsgebiets auf die Unternehmensklassen	133
Tabelle 28: Maximale Exportmengen für Strom	147

Tabelle 29: Vergleich der zu erwartenden Stromerzeugungskosten als Abschätzung der zukünftigen Preisentwicklung auf dem Hochspannungsniveau	149
Tabelle 30: Netznutzungsentgelte für Industriekunden (Stand: 07.07.2000, ohne KWK-Förderung in Höhe von 0,53 Pf/kWh)	150
Tabelle 31: Entwicklung der Energienachfrage für die verschiedenen abgebildeten Unternehmenstypen in Baden-Württemberg	156
Tabelle 32: Elektrische Leistung der modellierten fossilen und nuklearen Kraftwerke in Baden-Württemberg im Basisjahr 1996.....	157
Tabelle 33: Im Jahr 1996 in Baden-Württemberg installierte Leistung regenerativer Stromerzeugungsanlagen	161
Tabelle 34: Technologiedaten von Kraftwerksoptionen zur Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen	162
Tabelle 35: Leistungsdaten zu Laufwasserkraftanlagen.....	166
Tabelle 36: Potentiale für Windkraftanlagen an Festlandsstandorten.....	169
Tabelle 37: Angenommene Zubaupotentiale für Offshore-Windkraftanlagen	169
Tabelle 38: Vollbenutzungsstunden bei Windkraftanlagen.....	170
Tabelle 39: Entwicklung der spezifischen Investitionen von Windkraftanlagen	170
Tabelle 40: Potentiale und Preisentwicklung fester biogener Brennstoffe	173
Tabelle 41: Daten zu Kraftwerksanlagen für biogene Festbrennstoffe	174
Tabelle 42: Potentialabschätzung für Solarstrahlung	177
Tabelle 43: Daten zu Photovoltaikanlagen.....	178
Tabelle 44: Modellierte Potentialklassen des internationalen Angebots an grünem Strom. 181	
Tabelle 45: Entwicklung der installierten Leistung von Windkraft- und Photovoltaikanlagen privater und unabhängiger Betreiber in Baden-Württemberg (eigene Berechnungen) 182	
Tabelle 46: Analysierte Quotenpfade und damit verbundene Mengen an grünem Strom... 188	
Tabelle 47: Anteil grünen Stroms im baden-württembergischen Versorgungssystem ^a 194	
Tabelle 48: Stromerzeugungskosten	196
Tabelle 49: Erzeugungskosten für grünen Strom einzelner Technologien.....	203
Tabelle 50: Preise und Potentiale für verschiedene Holzarten in Baden-Württemberg [Rentz et al. 2000].....	204
Tabelle 51: Entwicklung der Holznutzung bei einem Einsatz in Zufeuerungsanlagen	206
Tabelle 52: Anteil der in Baden-Württemberg erzeugten Zertifikate	220
Tabelle 53: Vergleich der Erzeugungsgrenzkosten für grünen Strom und Zertifikate	223

1 Einleitung

Bearbeitet von M. Dreher, M. Wietschel, O. Rentz, W. Bräuer, I. Kühn

1.1 Ausgangslage

Die vom Deutschen Bundestag mit dem Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts beschlossene Liberalisierung des bundesdeutschen Elektrizitätsmarktes, durch welche die Binnenmarktlinie Strom der Europäischen Union in nationales Recht umgesetzt wird, hat entscheidenden Einfluss auf die zukünftige Entwicklung der energiewirtschaftlichen Strukturen und somit auch auf die aus der Energienutzung resultierenden Umweltbelastungen. Aufgrund der durch die Liberalisierung entstandenen Wettbewerbssituation gewichten Versorgungsunternehmen ökonomische Unternehmensziele deutlich stärker als ökologischen Zielsetzungen, wie z. B. das Ziel einer Minderung der Emissionen der Stromproduktion.

Gleichzeitig gibt es auf nationaler wie internationaler Ebene zahlreiche Anstrengungen zur Erreichung von Klimaschutzziele. Im sogenannten Kyoto-Protokoll erfolgte 1997 auf Grundlage der Klimarahmenkonvention von Rio de Janeiro die Definition von Minderungsverpflichtungen für Treibhausgasemissionen auf der Ebene einzelner Staaten. Diese Verpflichtungen repräsentieren den Ausgangspunkt für die aktuellen und zukünftigen Anstrengungen zur Minderung von Treibhausgasemissionen wie z. B. des nationalen Klimaschutzprogramms der Bundesrepublik Deutschland oder der Klimaschutzaktivitäten der Europäischen Union.

Zur Erreichung der Klimaschutzziele ist der Einsatz regenerativer Energieträger besonders erfolgversprechend, da diese mit Blick auf das wichtigste Treibhausgas CO₂ während ihres Betriebs als emissionsfrei beziehungsweise emissionsneutral zu betrachten sind. Weitere Vorteile regenerativer Energieträger sind die verringerte Abhängigkeit von Energieimporten, die Schaffung von zukunftsfähigen Arbeitsplätzen sowie eine Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit der anlagenbauenden Industrie. Allerdings sind die Energieumwandlungstechnologien für regenerative Energieträger heutzutage häufig nicht konkurrenzfähig zu etablierten Kraftwerkstechnologien auf Basis fossiler Energieträger und können daher unter den Wettbewerbsbedingungen des liberalisierten Strommarktes kaum Marktanteile gewinnen. Vor diesem Hintergrund zeichnet sich ein Konflikt zwischen den ökonomisch orientierten Zielsetzungen der Versorgungswirtschaft und den ökologischen Zielen der Umwelt- und Klimapolitik ab. Zur Erreichung der Klimaschutzziele wird daher die Förderung regenerativer Energieträger in der Stromerzeugung durch umweltpolitische Instrumente diskutiert.

Die bisher eingesetzten Förderinstrumente müssen aufgrund der Liberalisierung neu überdacht und bewertet werden. Weiterhin erscheint auch die Einführung neuer umweltpolitischer Instrumente zur Förderung regenerativer Energieträger sinnvoll. Im liberalisierten Markt sind insbesondere solche Instrumente erfolgversprechend, die es den Energieversorgern ermöglichen, ihre wirtschaftlichen Interessen mit umweltpolitischen Zielen in Einklang zu bringen. Neben derartigen „unternehmensseitigen“ Instrumenten ist auch der Einsatz von hoheitlichen Instrumenten durch den Gesetzgeber denkbar, wobei jedoch darauf zu achten ist, dass sich dadurch keine Wettbe-

werbsverzerrungen zwischen den einzelnen Anbietern auf den Energiemärkten ergeben.

Mit dem Vorschlag einer Förderrichtlinie für regenerative Energieträger in der Stromproduktion [EC 2000] wurde auf europäischer Ebene ein wichtiger Schritt zur Erreichung der Klimaschutzziele durch den Einsatz umweltpolitischer Instrumente gemacht. Allerdings ist die in diesem Zusammenhang sehr wichtige Frage nach der Ausgestaltung des Förderinstruments noch nicht abschließend geklärt. Aufgrund des Umstandes, dass die Treibhausgasminderungsziele (z. B. des Kyoto-Protokolls) auf nationale Ziele heruntergebrochen werden, gibt es in den einzelnen Mitgliedsstaaten der Europäischen Union eine lebhafte Diskussion um die Ausgestaltung eines nationalen Förderinstruments. Dies hat dazu geführt, dass zahlreiche unterschiedliche Förderansätze beschlossen und teilweise bereits umgesetzt sind¹. Trotz der nationalen Verpflichtungen zur Treibhausgasminderung hat die Frage nach dem Förderinstrument auch eine europäische Dimension, da die Grundsätze des Europäischen Vertrages (z. B. freier Warenverkehr, Verbot staatlicher Beihilfen, usw.) eine Harmonisierung der nationalen Förderinstrumente erforderlich machen. Aufgrund dieser Situation wird trotz der Implementierung von Fördermechanismen auf nationaler Ebene die Instrumentendiskussion auch weiterhin eine erhebliche Rolle spielen. Im Zuge dieser Diskussion werden Garantiepreisregelungen, Quotenmodelle sowie Ausschreibungsregelungen als besonders erfolgversprechend angesehen. Weiterhin kommt aufgrund seiner sehr zahlreichen Umsetzung und der Befürwortung durch die Energiewirtschaft auch dem freiwilligen Instrument Grüner Angebote eine besondere Rolle in der Diskussion zu.

Für eine Region wie Baden-Württemberg, die vorhandene Potentiale regenerativer Energieträger bereits stark nutzt und die nur in eingeschränktem Umfang konkurrenzfähige Potentiale besitzt, ist die Diskussion um das Förderinstrument von besonderer Relevanz, weil sich aufgrund der beschränkten Potentiale aus einer weiteren Förderung regenerativer Energieträger Wettbewerbsnachteile ergeben können. Weiterhin ist im Rahmen einer Planung der zukünftigen Energiesystementwicklung auch der geplante Kernenergieausstieg zu berücksichtigen, der in Baden-Württemberg aufgrund des im Bundesdurchschnitt vergleichsweise hohen Anteils an Kernkraftwerken besondere Relevanz besitzt. Falls in diesem Zusammenhang fossile Kraftwerke als Ersatzanlagen errichtet werden, ist eine deutliche Emissionszunahme zu erwarten, was den Klima- und Umweltschutzzielen zuwider läuft.

1.2 Problemstellung

Im Rahmen der Diskussion um ein innerhalb der Europäischen Union harmonisiertes Förderverfahren für regenerative Energieträger in der Stromproduktion sind vor allem folgende Themenkomplexe von zentraler Bedeutung:

- Ausgestaltung der Instrumente: Es stellt sich die Frage nach den charakteristischen Eigenschaften der verschiedenen möglichen Ausgestaltungsvarianten der

¹ So gilt z. B. in der Bundesrepublik Deutschland mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz ähnlich wie in Spanien eine Garantiepreisregelung, während sich Italien, Dänemark, Teile Belgiens, England/Wales, Österreich sowie die Niederlande für ein Quotenmodell entschieden haben.

diskutierten Instrumente Quotenregelung, Ausschreibungsmodell, Garantipreisregelung und Grüne Angebote. In diesem Zusammenhang sind beispielsweise Fragen nach der ordnungspolitischen Wertigkeit der unterschiedlichen Varianten von Förderinstrumente zu beantworten. In diesem Zusammenhang werden die verschiedenen Instrumentendesigns beispielsweise nach ihrer ökonomischen Effizienz und ihrer Effektivität bezüglich der (umwelt)politischen Zielerreichung bewertet und verglichen.

- Auswirkungen eines Instrumenteneinsatzes auf bestehende Versorgungssysteme: Zunächst stellt sich die Frage, welche Technologien und Energieträger durch den Einsatz eines Instruments vorrangig gefördert und welche bestehenden Kraftwerksanlagen dadurch ersetzt werden. Die Analyse der zu erwartenden Entwicklung eines existierenden Versorgungssystems gibt Aufschlüsse über die Bedeutung und die zukünftige Entwicklung der unterschiedlichen verfügbaren regenerativen Stromerzeugungstechnologien. Eng verbunden mit diesem Problembereich ist auch die Fragestellung nach der Entwicklung der Emissionen. Vorrangiges Ziel der Förderung regenerativer Energieträger ist die Minderung der CO₂-Emissionen. Allerdings kann mit einer CO₂-Minderung auch eine Emissionszunahme beispielsweise säurebildender Stoffe verbunden sein (siehe z. B. [Deimling et al. 1999]). Dieser Umstand macht eine Betrachtung der sich ergebenden Emissionsbilanzen im Rahmen der Instrumentenanalyse erforderlich.

Vor dem Hintergrund, dass die Stromerzeugungstechnologien auf Basis regenerativer Energieträger unter heutigen Rahmenbedingungen nicht beziehungsweise nur eingeschränkt wettbewerbsfähig sind, ist auch die Frage nach dem Einfluss der Förderung regenerativer Energieträger auf die Strompreise von Bedeutung.

Des Weiteren ist die Frage zu beantworten, ob sich ein Instrumenteneinsatz regional unterschiedlich auswirkt und inwiefern daraus Vor- oder Nachteile für einzelne Regionen entstehen können. Diese Problematik ist vor allem aus der Sicht von Regionen wie z. B. Baden-Württemberg von Bedeutung, die vorhandene Potentiale regenerativer Energieträger bereits stark ausnutzen, die nur geringe Potentiale besitzen oder bei denen eine Potentialnutzung mit Gestehungskosten für den regenerativen Strom verbunden ist, die deutlich über den Kosten in anderen Regionen liegen.

1.3 Zielsetzung und Vorgehensweise

Ausgehend von der oben dargestellten Problemstellung ergibt sich folgende Zielsetzung für dieses Forschungsvorhaben:

- Untersuchung und Vergleich der verschiedenen Ausgestaltungsvarianten der diskutierten Instrumente zur Überprüfung der Förderwirkungen sowie der Konformität zum liberalisierten Strommarkt.
- Entwicklung einer Methodik zur Untersuchung der Auswirkungen der umweltpolitischen Instrumente auf ein bestehendes Versorgungssystem in Bezug auf die Struktur des Kraftwerksparks, die Emissionen sowie die Stromgestehungskosten. Die Analysemethodik soll neben regionalen Aspekten auch die Rahmenbedingungen des liberalisierten Strommarktes adäquat berücksichtigen.

- Analyse der Folgen eines Instrumenteneinsatzes auf das Energieversorgungssystem der Region Baden-Württemberg mit Hilfe der entwickelten Methodik. Die Untersuchung konzentriert sich auf die strukturelle Entwicklung des Versorgungssystems, die Stromgestehungskosten sowie die Emissionen.
- Erarbeitung von Empfehlungen für die Ausgestaltung der aktuell diskutierten umweltpolitischen Instrumente.

Zur Erreichung der Zielsetzung wird der im Folgenden skizzierte Lösungsweg eingeschlagen. Im Anschluss an die Definition der für diese Arbeit zentralen Begriffe „erneuerbare Energieträger“ und „grüner Strom“ sowie einer grundlegenden Charakterisierung umweltpolitischer Instrumente im ersten Kapitel erfolgt in Kapitel 2 eine Einzelanalyse hoheitlicher umweltpolitischer Instrumente. In diesem Rahmen wird ein ordnungspolitisches Prüfraster zur Bewertung unterschiedlicher Instrumentendesigns eingesetzt. Weiterhin erfolgt ein Vergleich der verschiedenen hoheitlichen Förderansätze auf Grundlage der Prüfkriterien.

In Kapitel 3 wird neben den hoheitlichen Förderinstrumenten das freiwillige Instrument Grüner Angebote, welches in der Bundesrepublik Deutschland aber auch in anderen Ländern wie den Niederlanden oder der Schweiz sehr zahlreich eingesetzt wird, näher untersucht. Da die bestehenden Erfahrungen bisher noch nicht systematisch erfasst wurden, erfolgt hier zunächst die Durchführung empirischer Erhebungen. Aufbauend auf dieser Datenbasis werden detaillierte Analysen zur aktuellen Situation bei Grünen Angeboten aber auch zur derzeitigen sowie zur zukünftigen Lage auf dem Markt für grünen Strom durchgeführt. Das sich ergebende Bild zur freiwilligen Förderung grünen Stroms erlaubt Rückschlüsse auf die Förderwirkung und die umweltrelevanten Wirkungen Grüner Angebote und gibt Hinweise auf zukünftige Handlungsfelder im Bereich freiwilliger umweltpolitischer Instrumente. Im anschließenden vierten Kapitel erfolgt eine Betrachtung von Kombinationsmöglichkeiten des freiwilligen Instruments Grüner Angebote mit den diskutierten hoheitlichen Förderinstrumenten.

In Kapitel 5 wird die entwickelte Methodik zur Untersuchung der Auswirkungen umweltpolitischer Instrumente auf ein existierendes Versorgungssystem vorgestellt. Zur Analyse wird ein Energie- und Stoffflussmodell gewählt. Die mathematische Modellformulierung sowie die zur Abbildung der diskutierten umweltpolitischen Instrumente erforderlichen methodischen Erweiterungen werden hier dargestellt. Darauf aufbauend erfolgt in Kapitel 6 die Entwicklung des Energie- und Stoffflussmodells für die zu untersuchende Region Baden-Württemberg. In diesem Rahmen wird sehr detailliert auf den Modellaufbau sowie auf die abgebildeten Optionen zur Stromerzeugung aus regenerativen Energieträgern eingegangen.

Aufbauend auf der entwickelten methodischen Grundlage des Energie- und Stoffflussmodells für die Region Baden-Württemberg können im anschließenden Arbeitsschritt die Auswirkungen eines Einsatzes der verschiedenen umweltpolitischen Instrumente auf das existierende Versorgungssystem sowie auf die Entwicklung der Treibhausgas- und Schadstoffemissionen untersucht werden. Dazu werden im Rahmen einer Szenarioanalyse verschiedene Instrumentenausprägungen der zu erwartenden Referenzentwicklung unter dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) gegenübergestellt. Die Auswirkungen eines Instrumenteneinsatzes im Hinblick auf

die eingesetzten Stromerzeugungstechnologien, die Emissionsentwicklung sowie die Entwicklung der Erzeugungskosten für grünen und normalen Strom werden in Kapitel 7 detailliert erläutert. Weiterhin wird die Rolle einer Ankopplung an einen internationalen Markt für grünen Strom diskutiert.

Die sich aus der vorliegenden Arbeit ergebenden Schlussfolgerungen für die zukünftige Ausgestaltung der diskutierten umweltpolitischen Instrumente unter den Rahmenbedingungen eines liberalisierten Strommarktes werden in Kapitel 8 herausgearbeitet. Weiterhin erfolgt an dieser Stelle ein Ausblick auf den zukünftigen Forschungsbedarf. Im abschließenden neunten Kapitel wird die gesamte Arbeit zusammenfassend dargestellt.

1.4 Regenerative Energieträger und grüner Strom

Energieträger können grundsätzlich in regenerative und erschöpfliche Energieträger unterschieden werden. Die Gruppe der erschöpflichen Energieträger umfasst alle die Energieträger, welche nur in endlichen Mengen zur Verfügung stehen und daher durch eine Nutzung verbraucht werden können². Dies trifft vor allem für fossile Energieträger wie z. B. Kohle oder Erdöl zu. Im Gegensatz dazu können regenerative oder erneuerbare Energieträger „- gemessen in menschlichen Dimensionen – als unerschöpflich angesehen werden“ [Kaltschmitt et al. 1993, S. 4]. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit werden die folgenden regenerativen Energieträger näher betrachtet:

- Solarstrahlung,
- feste, flüssige und gasförmige Biobrennstoffe,
- Windkraft,
- Wasserkraft,
- geothermische Energie.

Die aus diesen Energieträgern produzierte Elektrizität kann als „regenerativ erzeugt“ bezeichnet werden. An dieser Stelle ist allerdings eine Abgrenzung zum häufig in diesem Zusammenhang verwendeten Begriff „grüner Strom“ erforderlich. Für grünen Strom gibt es keine einheitliche Definition. So wird beispielsweise im Rahmen Grüner Angebote auch Strom aus nicht regenerativen, fossil befeuerten Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK-Anlagen) als grüner Strom bezeichnet. Unter dem Blickwinkel eines Einsatzes erneuerbarer Energieträger ist diese Bezeichnung nicht gerechtfertigt.

Die für die vorliegende Arbeit gewählte Definition für grünen Strom lehnt sich an die im Rahmen des EEG genutzte Einteilung sowie an die in [EC 2000] und [EC 1997] gewählte Argumentation zur Förderung regenerativer Energieträger in der Stromerzeugung an. Demnach umfasst der Begriff „grüner Strom“ solche Elektrizität, die aus Windkraft, Solarstrahlung, geothermischer Energie, Biomasse und Wasserkraft erzeugt wird. Dabei sind unter dem Oberbegriff Biomasse Deponiegas,

² Im Gegensatz dazu wird die im Energieträger enthaltene Energie nicht verbraucht, sondern nur in andere Energieformen umgewandelt.

Klärgas, Biogas aus der Vergärung organischer Reststoffe sowie feste und flüssige Biobrennstoffe zusammengefasst. Als zusätzliche Einschränkung wird bei Wasserkraft die Größe der Erzeugungsanlage berücksichtigt. Die gewählte Einschränkung der Nutzung von Wasserkraft auf kleine Anlagen lehnt sich an die Argumentation in [EC 2000, Kap. 2.5 des Teils „Begründung“] sowie an die aktuell in der Bundesrepublik Deutschland geltende Abgrenzung aus dem EEG an. Wesentliche Grundlage für den Ausschluss großer Wasserkraftanlagen ist die Ansicht, dass diese Anlagentypen auch ohne Förderung wirtschaftlich betrieben werden können. Als Leistungsgrenze für die Unterscheidung in Groß- und Kleinanlagen wird die im EEG genannte Grenze von 5 MW elektrischer Leistung verwendet. Allerdings ist in diesem Zusammenhang auch anzuführen, dass - trotz dieser Ausgrenzung - Elektrizität aus großen Wasserkraftanlagen grundsätzlich als regenerativ erzeugt anzusehen ist und damit auch einen Beitrag zur Erreichung von Umweltzielen leisten kann. Durch diesen Ausschluss wird der Fördergedanke umweltpolitischer Instrumente in die Definition für grünen Strom eingebracht. Aus Sicht der vorliegenden Arbeit ist dies sinnvoll, da im Weiteren auf Grundlage dieses Begriffs entsprechende Förderinstrumente zur Erhöhung des Anteils regenerativ erzeugten Stroms untersucht werden sollen.

Bei der Einordnung der thermischen Müllverwertung als Quelle regenerativen Stroms gibt es derzeit auf europäischer Ebene unterschiedliche Standpunkte. Während beispielsweise in Italien in Müllkraftwerken erzeugter Strom als grüner Strom angesehen wird [Drillisch 2000], ist dies in der Bundesrepublik Deutschland sowie im Richtlinienentwurf zur Förderung regenerativer Stromerzeugung der Europäischen Kommission nicht der Fall [EC 2000]. Unabhängig von möglichen zukünftigen Lösungen wird die thermische Müllverwertung im Rahmen dieser Arbeit nicht als Quelle für grünen Strom zugelassen.

Als komplementärer Begriff zu grünem Strom werden häufig Bezeichnungen wie normaler, grauer, konventionell erzeugter oder fossiler Strom verwendet. Da nach der gewählten Definition unter dem Komplement zu grünem Strom auch Elektrizität aus großen Wasserkraftanlagen subsummiert wird, ist die Bezeichnung fossiler Strom nicht uneingeschränkt zutreffend.

1.5 Charakterisierung umweltpolitischer Instrumente

Umweltpolitische Instrumente können in die drei Klassen ordnungsrechtliche, ökonomische und freiwillige Instrumente unterschieden werden³. Als wesentliches Unterscheidungsmerkmal dient die Verbindlichkeit der Regelung für die betroffenen Akteure sowie die instrumentenspezifischen Wirkmechanismen. Alternativ zu dieser Dreiteilung ist auch eine Zusammenfassung zu den zwei Klassen hoheitliche und freiwillige Instrumente möglich. Dabei erfolgt die Differenzierung zwischen den Klassen aufgrund der freiwilligen oder gesetzlichen Implementierung des Instruments. Dementsprechend können ökonomische und ordnungsrechtliche Instrumente unter der Klasse hoheitlicher Instrumente subsummiert werden. Der Vorteil dieser Aggre-

³ Siehe [Enquête Kommission 1994, S. 638 – 641] sowie [Rennings et al. 1996, S. 80].

gation liegt darin, dass die nicht in allen Fällen eindeutige Unterscheidung zwischen ordnungsrechtlichen und ökonomischen Instrumenten entfällt⁴.

Im Rahmen **ordnungsrechtlicher Instrumente** werden den Wirtschaftssubjekten strikte Vorgaben in Form von Ge- und Verboten gemacht. Eine Nicht-Einhaltung wird mit Sanktionen geahndet. Aufgrund der klaren Vorgaben, die z. B. in Form von Grenzwerten oder Mengenvorgaben definiert werden, weisen diese Instrumente eine hohe Effektivität bei der Zielerreichung auf. Die Wirkungsweise besteht in einer künstlichen Eingrenzung der Handlungsmöglichkeiten der betroffenen Akteure, so dass nur noch entsprechend der Instrumentenzielsetzung wünschenswerte Alternativen zugelassen sind⁵.

Ökonomische Instrumente verändern die ökonomischen Rahmenbedingungen verschiedener Optionen, um auf diese Weise die Vorteilhaftigkeit der zur Verfügung stehenden Alternativen zu beeinflussen. Im Gegensatz zu ordnungsrechtlichen Instrumenten erfolgt hier die Steuerung des Verhaltens der betroffenen Akteure nicht über Zwangsmaßnahmen sondern über monetäre Anreize. Da dieser Ansatz davon ausgeht, dass durch die Verteuerung unerwünschter Maßnahmen die Wirtschaftssubjekte dazu bewegt werden können, ihre Handlungsweisen gemäß den Zielsetzungen des umweltpolitischen Instruments zu verändern, wird implizit rationales Verhalten der betroffenen Akteure unterstellt.

Ökonomische Instrumente können gemäß der durch das Instrument beeinflussten Größe in Preis- und Mengenansätze unterschieden werden. Im Fall von Preisansätzen wird versucht, über die Änderung des Preises für bestimmte Güter eine Anpassung der Gütermenge an die Zielvorgaben zu erreichen. Bei Mengenansätzen wird entsprechend die Gütermenge vorgegeben während der Preis variieren kann. An dieser Stelle tritt auch die bereits erwähnte Abgrenzungsproblematik zwischen ordnungsrechtlichen und ökonomischen Instrumenten zutage. Eine staatlich festgelegte Mengenvorgabe kann nicht nur im Sinne des dargestellten Mengenansatzes als Vorgabe für eine Preisfindung interpretiert werden sondern auch als erzwungener Konsum eines Gutes. In diesem Falle kann die entsprechende Maßnahme auch als ordnungspolitisches Instrument angesehen werden. Als Beispiel kann eine Mengenvorgabe für grünen Strom im Zuge einer Quotenregelung genannt werden.

Herausragendes Merkmal **freiwilliger umweltpolitischer Instrumente** ist das Eigenengagement der jeweiligen Akteure. Für die freiwillige Implementierung eines umweltpolitischen Instruments, dessen Einhaltung üblicherweise mit zusätzlichen Kosten für die betroffenen Akteure verbunden ist, sprechen folgende Aspekte. Zum einen kann durch die freiwillige Implementierung eines Instruments staatlichem Handeln und damit einem hoheitlichen Instrument vorgegriffen werden. Der Vorteil für die betroffenen Akteure besteht darin, dass im Allgemeinen bei einer freiwilligen Lösung die eigenen Interessen besser umgesetzt werden können, als dies im Falle staatlichen Handelns möglich wäre. Zum anderen kann der Impuls für das Eingehen einer freiwilligen Verpflichtung von anderen Wirtschaftssubjekten ausgehen. So kann z. B. ein gesteigertes Umweltbewusstsein bei Kunden dazu beitragen, dass die Industrie

⁴ Ein Beispiel hierfür ist die weiter unten in diesem Kapitel beschriebene Quotenregelung.

⁵ Siehe auch [Dorn 1996, S. 25].

ein entsprechendes Instrument implementiert, um die (positiven) Umweltauswirkungen des eigenen Handelns gegenüber den Kunden herauszustreichen und die eigene Glaubwürdigkeit zu erhöhen. Neben diesen unternehmensexternen Motivationsfaktoren für die freiwillige Einführung eines umweltpolitischen Instruments kann es auch unternehmensinterne Aspekte geben, wie z. B. Unternehmensethik oder das Ziel, Erfahrungen mit neuen (Umwelt-) Technologien zu sammeln.

Tabelle 1: Typische Merkmale ordnungsrechtlicher, ökonomischer und freiwilliger Instrumente (siehe auch [Rentz et al. 1999b])

	Hoheitliche Instrumente		Freiwillige Instrumente (Unternehmen)
	Ordnungsrechtliche Instrumente (Staat)	Ökonomische Instrumente (Staat)	
Ursprung	Polizeirecht: Auflagen / Ge- / Verbote / Sanktionen	Ökonomische Theorie / Marktgesetze	Unternehmensstrategie / Unternehmensethik
Ziel	Gefahrenabwehr	Steuerung einer Entwick- lung über Marktmechanis- men	Nutzung von Marktchan- cen, Vermeidung erwar- teter, staatlicher Eingriffe
Motivation	Zwang	Anreiz	Eigeninitiative
Ansatz	Beschränkung der zulässigen Handlungs- alternativen	Beeinflussung der Vorteil- haftigkeit einzelner Hand- lungsalternativen	Gezielte Verfolgung für das Unternehmen vorteil- hafter Handlungsalterna- tiven
Kriterium	Effektivität	Effizienz / Effektivität	Effizienz
Beispiele	Grenzwerte, Mindestwir- kungsgrade, Sicherheits- auflagen, Bauvorschriften	Steuern, Abgaben, Ver- gabe von Umweltnut- zungsrechten, Subventi- onen	„Grüne“ Produkte, Selbst- verpflichtungen

2 Hoheitliche Instrumente zur Förderung erneuerbarer Energien

Bearbeitet von W. Bräuer, I. Kühn

Bei Grünen Angeboten von Energieversorgungsunternehmen handelt es sich um einzelwirtschaftliche Maßnahmen zur Förderung erneuerbarer Energien im Stromsektor. Die bisherige Erfahrung zeigt, dass solche einzelwirtschaftlichen Angebote alleine nicht ausreichen, um ehrgeizige Ausbauziele für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (grüner Strom) zu erfüllen.

Die internationalen Entwicklungen bestätigen, dass in jenen Ländern, die vergleichsweise hohe Zuwachsraten bei der Produktion von grünem Strom aufweisen, zumeist ein zentrales hoheitliches Förderinstrument dafür sorgt, das Angebot von grünem Strom zu stimulieren. In Deutschland war dies seit den neunziger Jahren das Stromspeisungsgesetz und das seit April 2000 gültige Erneuerbare-Energien-Gesetz. Darüber hinaus wurde grüner Strom in Großbritannien beispielsweise im Rahmen technologiespezifischen Ausschreibungswettbewerben um Erzeugungskapazitäten von grünem Strom gefördert. In den Niederlanden ist für Tarifikundenversorger bis Ende 2001 eine feste Quote für grünen Strom am Stromabsatz vorgeschrieben, welche diese durch den Zukauf sogenannter grüner Zertifikate erfüllen können. Diese grünen Zertifikate erhalten die Erzeuger von grünem Strom, um ihre Kosten durch deren Verkauf an die Tarifikundenversorger zu decken.

Über die Vor- und Nachteile der genannten Instrumententypen wird häufig sehr oberflächlich diskutiert. Oft werden zugebaute Grüne-Strommengen in den Ländern mit Einspeisemodellen mit jener Produktionsmenge von grünem Strom in Ländern mit Ausschreibungsmodellen verglichen und aufgrund dieses absoluten Mengenvergleichs ein Urteil über die Güte der Förderinstrumente getroffen. Ein solches Vorgehen greift zu kurz, weil die Ausgestaltungsbesonderheiten der Instrumente, die besonderen nationalen Bedingungen der Produktion von grünem Strom und das Kosten-Nutzen-Verhältnis der Förderung weitgehend unberücksichtigt bleiben. Nachfolgend sollen daher verschiedene Ausgestaltungsvarianten von Einspeise-, Ausschreibungs- und Quotenmodellen ordnungspolitisch ohne die verzerrenden Einflüsse nationaler Gegebenheiten bewertet werden. Es wird gezeigt, welche Ausgestaltungsformen dieser Modelltypen das Erreichen (umwelt)politischer Zielvorgaben im Rahmen einer sozialen Marktwirtschaft grundsätzlich am Besten ermöglicht. Daraufhin wird diskutiert, wie ordnungspolitisch sinnvolle hoheitliche Förderinstrumente mit den einzelwirtschaftlichen grünen Angebote von Versorgungsunternehmen in Einklang zu bringen sind.¹

Die ordnungspolitische Analyse von Quotenmodellen erhält einen besonderen Stellenwert, da es sich hier um ein vergleichsweise neues Instrument zur Förderung von erneuerbaren Energien im Stromsektor handelt, das im Allgemeinen als konform mit den Rahmenbedingungen liberalisierter Strommärkte gilt. Es werden zunächst verschiedene Varianten von Quotenmodellen ordnungspolitisch bewertet. Jene Varianten

¹ Eine ordnungspolitische Bewertung von Grünen Angeboten wird nicht vorgenommen, da es sich dabei nicht um ein Förderinstrument des Staates, sondern um einzelwirtschaftliche Initiativen handelt, die daher nicht in den Rahmen der Ordnungspolitik fallen.

ten, welche für das Erreichen von nationalen Ausbauzielen von grünem Strom in einer soziale Marktwirtschaft als geeignet erscheinen, werden daraufhin verschiedenen Ausgestaltungsvarianten von Einspeise- und Ausschreibungsmodellen gegenübergestellt. Bei dem darauf folgenden Modellvergleich werden neben umweltpolitischen Zielen auch das Erreichen von wirtschafts- und technologiepolitischen Vorgaben berücksichtigt.

2.1 Quotenhandelsmodelle

2.1.1 Grundelemente einer Quotenhandelsregelung

Quotenregelungen basieren auf der Idee einer Mengensteuerung. Ausgangspunkt ist das gesetzlich festgelegte, aus umwelt- und klimapolitischen Überlegungen heraus abgeleitete Ziel, über einen bestimmten Zeitraum die Menge an Strom aus erneuerbaren Energien auf einen Mindestanteil zu erhöhen. Eine bestimmte Gruppe von Akteuren entlang der Wertschöpfungskette wird auf dieses Ziel verpflichtet. Als Bezugsgröße eignen sich an der Wertschöpfungskette von Elektrizität orientierte Aggregate wie beispielsweise die Stromerzeugungs-, Stromtransport-, Strombereitstellungs- oder Stromverbrauchsmenge.

In der wissenschaftlichen wie politischen Diskussion befinden sich hauptsächlich verschiedene Varianten sogenannter Quotenhandelsregelungen; dort werden die Mengenverpflichtungen mit einem System handelbarer 'grüner' Zertifikate kombiniert. Jeder Stromerzeuger, der elektrische Energie auf der Basis definierter Energieträger gewinnt, erhält ein 'grünes' Zertifikat für eine bestimmte Menge von ihm regenerativ gewonnenen Strom, beispielsweise pro 1000 kWh. Das Zertifikat ist zum einen Nachweisinstrument, zum anderen steht es für den Umweltnutzen der eingesetzten Energieträger. Es ist am Markt getrennt vom erzeugten Strom handelbar, so dass zwei Produkte entstehen, die Ware Strom (Commodity) und die Dienstleistung 'Grünheit' (Service). Der Erzeuger muss einerseits versuchen, den von ihm produzierten Strom am Elektrizitätsmarkt abzusetzen, idealerweise in direkter Konkurrenz zu anderen im Wettbewerb stehenden Anbietern, die Strom größtenteils mit Hilfe konventioneller Energieträger und Technologien gewinnen. Es besteht dann keine Abnahmegarantie. Außerdem konkurriert er mit anderen Betreibern von Erneuerbare-Energien-Anlagen (EEA) auf dem Zertifikatemarkt. Der Preis, den das Zertifikat am Markt erzielt, dient zur Deckung der Mehrkosten gegenüber herkömmlicher Stromgewinnung. Er kann als Vergütung für den Umweltbonus der erzeugten Elektrizitätsmenge interpretiert werden. Gleichzeitig werden die Zusatzkosten des Förder-system transparent gemacht.

Auch auf der Nachfrageseite existiert ein hohes Maß an Freiheitsgraden. Der Quotenadressat hat mehrere Möglichkeiten, seine Verpflichtung zu erfüllen:

- er kann selbst zum Stromerzeuger und damit zum Zertifikateproduzent werden,
- er kann regenerativ erzeugten Strom gemeinsam mit der entsprechenden Menge an grünen Zertifikaten von Dritten beziehen,
- er kann aber auch nur grüne Zertifikate am Markt erwerben.

Der Verpflichtete wird bestrebt sein, die Quote auf die für ihn günstigste Art und Weise zu erfüllen. Zum Erfüllungszeitpunkt muss er die entsprechende Menge an Zertifikaten vorlegen können, denn über sie wird die Quotenerfüllung nachgewiesen. Bei dieser Vorgehensweise (Verwendung der Zertifikate als Nachweisinstrument) ist sichergestellt, dass jeder Verpflichtete zur Finanzierung des Mehr an Umwelt- und Klimaschutz beiträgt. Im theoretischen Idealfall wird das staatlich festgelegte Ziel durch das Spiel der Marktkräfte (von Angebot und Nachfrage) mit dem gesamtwirtschaftlich kostenminimalen Technologiemark erreicht.

Der gerade beschriebene Mechanismus kann als Grundidee einer Quotenhandelsregelung bezeichnet werden. Bei der Konzeption und Umsetzung eines Quotenmodells zur Markteinführung erneuerbarer Energien müssen aber über eine Vielzahl von Parametern Entscheidungen getroffen werden, die im politischen Prozess zu einer Reihe von Modifikationen der Grundidee und zu Unterschieden in der Ausgestaltung führen können. Denkbar sind Quotenmodelle beispielsweise auch ohne die Möglichkeit des Zertifikatehandels. Ein solches Modell wurde von PreussenElektra als Handelsplatzmodell vorgeschlagen (vgl. [Höpner 1999]) und erlangt in der politischen Diskussion immer dann wieder Bedeutung, wenn es um grenzüberschreitenden Stromhandel geht. Die Beibehaltung der Abnahmegarantie für regenerativen Strom wird als Übergangsregelung oder zum dauernden Schutz von Kleinanlagen ebenfalls erwogen. Diese und weitere Ausgestaltungsvarianten werden in der folgenden Analyse berücksichtigt.

Ein Blick auf internationale Entwicklungen zeigt zum einen, dass sich die Idee des Quotenhandelsmodells in den letzten drei Jahren sehr schnell verbreitet hat, zum anderen, dass sich die bestehenden Konzepte in vielen weiteren Ausgestaltungsdetails unterscheiden. Lediglich in den Niederlanden und in den US-Bundesstaaten Maine und Connecticut sind seit 1998 bzw. Mitte 2000 Quotensystemvarianten implementiert. Das niederländische Quotensystem beruht auf einer freiwilligen Verpflichtung der lizenzierten Tarifkundenversorger zur Erfüllung individueller Quoten für Strom aus erneuerbaren Energien.² In den USA werden Quotenhandelsregelungen unter dem Begriff Renewable Portfolio Standard (RPS) diskutiert. In 7 Bundesstaaten ist eine Einführung beschlossen, in weiteren wird über eine Implementierung nachgedacht (vgl. z. B. [Wiser 1999]).³ Innerhalb der Europäischen Union befinden sich 6 Staaten auf dem Weg zu einem Quotenmodell mit handelbaren grünen Zertifikaten. In Dänemark, Flandern (Belgien), Italien, Österreich (Wasserkraft < 10 MW) und in England/ Wales sind entsprechende Gesetzesvorlagen verabschiedet; der Start des Zertifikatehandels ist zwischen 2001 und 2003 geplant. Unterschiede in der Ausgestaltung beginnen allerdings schon bei den gewählten Quotenadressaten. In Italien sind es die Stromerzeuger, in Flandern die Stromlieferanten und in Dänemark die Endverbraucher. Die ersten Erfüllungstermine liegen in den Jahren 2001 (Flandern), 2002 (Italien) und 2003 (Dänemark). Im englischen System sind die Stromlieferanten

² Ausführlicher zum niederländischen Modell bei [Drillisch 1999a], [Drillisch 1998] oder [Kühn et al. 1999].

³ Als weitere außereuropäischen Länder, die eine Quotenhandelsregelung zur Förderung regenerativer Stromerzeugung einführen, sind Australien und Japan zu nennen. Auch China denkt über ein solches Instrument nach.

die Verpflichteten, die 2003 eine 5% Quote nachweisen müssen. In Österreich soll dieses Förderinstrument ab Herbst 2001 für Kleinwasserkraftanlagen eingesetzt werden. Schließlich wurde im Sommer 2000 auch in Schweden eine Kommission eingesetzt, um ein Quotenhandelsmodell auszuarbeiten, das 2003 starten soll.

Großes Interesse an einem grenzüberschreitenden Handelssystem zeigen insbesondere auch Unternehmensvertreter. Sie haben Anfang 1999 eine europäische Initiative (RECS - Renewable Energy Certificate System) gestartet, die inzwischen über 40 Mitglieder aus Wirtschaft, Verwaltung, Politik und Wissenschaft aus 10 EU-Mitgliedstaaten und Norwegen zählt. Anfang 2001 beginnt eine einjährige Testphase des RECS-Systems, einem System zum internationalen Handel mit grünen Zertifikaten.⁴ Teilnehmerländer sind Deutschland, Finnland, Norwegen und Schweden.

Was Deutschland betrifft, so sind im Laufe des Jahres 1999 mehrere konkrete Vorschläge für Quotenregelungen zur Förderung erneuerbarer Energien erarbeitet worden (u.a. [Bergmann 1999], [Drillisch 1999a], [Groscurth 1999]). Das Umwelt- und Verkehrsministerium Baden-Württemberg (UVM)⁵ schlägt das Verpflichten der Endkundenversorger vor, wohingegen sich Unternehmensvertreter eher für eine Verpflichtung der Endkunden aussprechen. Die Regierung hat sich bei EEA für eine modifizierte Fortsetzung des bisherigen Fördersystem einer Festpreisregelung entschieden, denkt aber jetzt über eine Erprobung des Quotenmechanismus bei der Förderung von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen nach.

Im Folgenden werden Vor- und Nachteile der unterschiedlichen Adressatenebenen sowie weitere essentielle Elemente eines Quotenmodells ausführlich diskutiert.

2.1.1.1 Quotenhöhe

Die Motivation, ein Ausbauziel für regenerative Stromerzeugung festzulegen, folgt aus dem Vorsorgeprinzip. Es wird versucht, Umwelt- und Klimaschäden zu vermindern und dem vorzeitigen Verbrauch erschöpfbarer Ressourcen entgegenzuwirken.

In der traditionellen Umweltökonomik geht man davon aus, dass Märkte bei der Bewertung von Umweltschäden und Ressourcenknappheit im allgemeinen versagen. Marktpreise für die öffentlichen Güter Umwelt- und Ressourcenschutz sind häufig nicht existent und aus volkswirtschaftlicher Sicht zu gering. Da first-best Lösungen an Informationsproblemen scheitern, muss sich der Staat (aus ökonomischer Sicht) bei der Internalisierung der externen Kosten mit second-best Lösungen, sogenannten Preis-Standard-Ansätzen, begnügen.

Bei der Wahl der Ziel- bzw. Quotenhöhe sollte das gegenwärtige Wissen beachtet werden über:

- die Knappheit der erschöpfbaren Ressourcen;
- das Ausmaß der Umwelt- und Gesundheitsschädigung durch die Nutzung konventioneller Energiequellen;

⁴ Weitere Informationen unter www.recs.org und recert.energyprojects.net.

⁵ Vgl. Handelsblatt, 15.6.99, S. 27.

- mögliche Klimaänderungen und deren Folgen, die durch die Struktur der heutigen Stromversorgungssysteme verursacht werden.

Als Bemessungsgrundlage für Quotenmodelle zur Förderung der regenerativen Stromerzeugung kommen grundsätzlich folgende Aggregate (in kWh) in Frage:

1. die erzeugte Strommenge am Kraftwerksausgang;
2. der Stromtransport durch das Transport- und/oder Verteilungsnetz;
3. die Stromverkaufsmenge;
4. die Stromverbrauchsmenge.

2.1.1.2 Begünstigte einer Quotenregelung

Weitere Fragen, die unabhängig vom gewählten Förderinstrument zu beantworten sind, betreffen die Definition von erneuerbaren Energiequellen oder grünem Strom sowie die Festlegung, welche Energieträger und Technologien (Begünstigte der Quotenregelung) in welchem Ausmaß (Festlegung von Technologiebändern) in das Fördersystem einbezogen werden sollen. In Deutschland kann man sich bei diesen Punkten beispielsweise am Stromeinspeisungsgesetz (StrEG) bzw. am EEG orientieren.

Die Diskussion um die Förderwürdigkeit einzelner Technologien konzentriert sich gleichwohl auf folgende Faktoren:

- die Wirtschaftlichkeit der Anlagen (Vermeidung von Mitnahmeeffekten),
- ihr Umweltschutzbeitrag,
- die technologische Vielfalt (marktnahe versus marktferne Technologien) und
- die Gewährleistung von Vertrauensschutz (Übergangsregelungen).

Je nach Gewichtung kommt man zu unterschiedlichen Antworten. Aus unserer Perspektive geht es darum, weitere EEA zu möglichst geringen Kosten an den Markt zu bringen. Es geht also um zusätzlichen Umweltschutz und zusätzliche Anlagen zu volkswirtschaftlich minimalen Kosten. Eine Untergliederung der Quote für verschiedenen Techniken ist natürlich möglich, wird jedoch nicht als sinnvoll erachtet, da der Markt dadurch segmentiert wird, seine Effizienz eingeschränkt und die Transaktionskosten erhöht werden. Nur marktnahen, technisch gut entwickelten und bereits eingesetzten Technologien wird es in dem anvisierten Zeitraum gelingen können, mit Hilfe eines Quotenmodells wettbewerbsfähig zu werden. Die Notwendigkeit einer Weiterentwicklung marktferner und kostenintensiver Techniken oder anders ausgedrückt, die Notwendigkeit ihrer Heranführung an die Marktnähe, wird dabei nicht in Frage gestellt. Hierfür bedarf es allerdings separater Maßnahmen. Beispielsweise ließen sich Ausschreibungswettbewerbe für Demonstrationsanlagen⁶ gut mit Quotenhandelsregelungen zur weiteren Markteinführung marktnaher Erzeugungstechniken kombinieren. Es sollte bei der Wahl des Förderinstruments klar zwischen den

⁶ Ein solches zusätzliches Instrument könnte sich an das in [Voss et al. 2000] angeregte Modell anlehnen.

Phasen der Forschung und Entwicklung, Demonstration und Markteinführung bzw. Invention, Adaption und Diffusion von neuen Technologien unterschieden werden. Außerdem sollte bei nationalen Maßnahmen nicht der Blick über die Grenzen fehlen. Potenziale und komparative Vorteile von Technologien und Energieträgern, wie z. B. von Photovoltaikanlagen und solarthermischen Kraftwerken, hängen von geographischen Gegebenheiten ab. Mengeneffekte können sinnvollerweise zunächst nur dort erzielt werden (vgl. auch [Erdmann 1999]).

Eine Berücksichtigung des Umweltbeitrags der begünstigten Technologien wäre wünschenswert, da teilweise nicht unerhebliche Unterschiede in den spezifischen Emissionswerten und in der Energieeffizienz existieren. [Drillisch 1999b] schlägt deswegen eine Differenzierung über Wertigkeitsfaktoren oder Teilquoten vor. Die Bestimmung und Gewichtung der vermiedenen Schadstoff- und Klimagasemissionen ist jedoch nicht trivial und mit ein Grund, weshalb die Politik unter Berücksichtigung des heutigen Wissenstandes sowie der erwarteten gesellschaftlichen Kosten und Nutzen ein allgemeines Mengenziel für den Anteil erneuerbarer Energien am Strommix abgeleitet hat. Die Infrastruktur zur Zertifizierung von Regenerativstrom entsprechend seinem Beitrag zur Reduktion von Klimagasen – dem nach heutigem Wissensstand größten Umweltproblem – wird in den nächsten Jahren aufgebaut werden, sodass hier eine differenziertere Herangehensweise sicherlich möglich wird. Bei der Bestimmung von Kriterien für die Vergabe eines Ökostrom-Labels schließen [Fritsche et al. 1999b] solche Anlagen aus, deren Erstellung erhebliche Eingriffe in die Natur erfordern (z. B. Wasserkraftwerke, welche die Errichtung eines Staudamms erforderlich machen). Vereinfachend könnte man auch davon ausgehen, dass Bedenken bezüglich der Umweltwirkungen einer EEA im Rahmen des Genehmigungsverfahrens abgehandelt werden.

Im Falle der Einführung eines alternativen Förderregimes müssen den bislang Begünstigten mit angemessenen Übergangslösungen und -fristen Vertrauensschutz und Rechtssicherheit gewährleistet werden (vgl. [Bergmann 1999]). Vorschläge für den Übergang von einem Festpreismodell à la StrEG zu einer Quotenhandlungsregelung findet man beispielsweise bei [Groscurth 1999]. Dänemark hat jedoch gerade demonstriert, dass bei einem derartigen Systemwechsel erhebliche Interessenkonflikte auftreten können und dass die Funktionsweise und Vorteile eines Zertifikatehandelssystems stark eingeschränkt werden, wenn man im Zuge dessen zu viele Sonder- und Ausnahmeregelungen zulässt.

2.1.2 Ausgestaltungsvarianten einer Quotenregelung

2.1.2.1 Verpflichtete (Adressatenebene)

Für eine Quotenverpflichtung kommen zunächst alle Wirtschaftssubjekte entlang der Wertschöpfungskette von Strom in Frage. Es erscheint sinnvoll, Bemessungsgrundlage und die Adressatenebene der Quotenverpflichtung aneinander anzupassen. Werden also die Stromerzeuger als Adressaten bestimmt, sollte deren Stromerzeugung als Bemessungsgrundlage dienen. Die Messung der erzeugten Strommenge erfolgt dann, wie auch unter dem EEG, am Einspeisepunkt in das öffentliche Strom-

netz.⁷ Da die Umweltwirkungen und der Verbrauch erschöpfbarer Rohstoffe an diesem Glied der Wertschöpfungskette von Strom erfolgt, erscheint es zudem gerechtfertigt, die Stromerzeuger zur Quotenerfüllung zu verpflichten.

Wird der Stromnetzbetreiber zur Quotenerfüllung verpflichtet, kann als Bemessungsgrundlage entweder die Aufnahme von Strom in das Netz oder die Abgabe von Strom an Endkunden als Bemessungsgrundlage herangezogen werden. Dabei gilt es zwischen Übertragungs- (Transport) und Verteilernetzen (Endkundenbelieferung) zu unterscheiden. Denkbar wäre, dass der Netzbetreiber Strom oder Zertifikate in der gewünschten Menge kauft und auf die Netznutzungsgebühr umlegt. Allerdings muss der Netzbetreiber dann im liberalisierten Markt auch als Verkäufer von Strom agieren, was im Widerspruch zu der in der Strombinnenmarkt-Richtlinie verlangten funktionalen Trennung des Übertragungsnetzbetriebs von anderen Aktivitäten entlang der Wertschöpfungskette steht. Deswegen wird im folgenden ein Quotenmodell mit Netzbetreiberpflichtung nicht weiter analysiert (vgl. auch [Menges et al. 1999]).

Ein Quotenziel für den Endverbraucher würde sich auf die gekaufte Strommenge beziehen. Grundsätzlich eignet sich eine so ausgestaltete Verpflichtung ebenfalls zur Erfassung der industriellen Eigenstromerzeugung. Stellt man in liberalisierten Strommärkten auf das Verursacherprinzip ab, erscheint es gerechtfertigt, den Endverbraucher zum Adressaten einer Quotenverpflichtung zu machen, da für seinen Strombedarf Energierohstoffe benötigt und Schadstoffe in die Umwelt ausgestoßen werden.

Der Endverbraucher kauft seinen Strom üblicherweise nicht direkt beim Kraftwerksbetreiber, sondern bezieht seine elektrische Energie über einen Stromhändler. Bislang waren in Deutschland vor allem Stadtwerke und regionale Versorgungsunternehmen als Stromhändler tätig. Diese haben gleichzeitig die Mittel- und Niederspannungsnetze betrieben. Durch die Liberalisierung treten nun zusätzliche Händler auf, die dem Endverbraucher Strom zu Marktpreisen verkaufen (Stromeinzelhändler). Den idealtypischen Vertragspartner des Endverbrauchers bezeichnen wir im folgenden vereinfachend meist als Händler. Da der Einzelhändler Strom am Markt ein- und verkauft, kann er sein Produktportfolio, also auch den Energieträger-Mix seines Stromangebots, frei wählen. Aufgrund dieser Funktion und Freiheitsgrade ist der Stromeinzelhändler ein natürlicher Kandidat für eine Quotenverpflichtung.

Bei der ordnungspolitischen Bewertung von Quotenmodellen im folgenden Kapitel wird zwischen den Betreibern von konventionellen Kraftwerken (Erzeuger), den Stromeinzelhändlern (Händler) sowie den Endverbrauchern von Strom (Verbraucher) als möglichen Adressaten einer Quotenregelung unterschieden.

2.1.2.2 Erfüllungsmöglichkeiten

Im Rahmen von Quotenmodellen haben die Adressaten mehrere Möglichkeiten, ihrer Verpflichtung nachzukommen. Drei Optionen wurden weiter oben bereits erwähnt:

1. Die Eigenerzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien,
2. der Zukauf von Strom und grünen Zertifikaten aus EEA,

⁷ Es bleibt unklar, wie industrielle Eigenerzeugung erfasst werden kann.

3. der Zukauf von Zertifikaten für Strom aus erneuerbaren Energien.

Grundsätzlich kommen zwei weitere Handlungsoptionen in Frage:

4. Die Abtretung der Quotenverpflichtung an Dritte und

5. die Nichterfüllung.

Von den genannten Adressaten steht die Eigenerzeugung prinzipiell nur Stromerzeugern und Endverbrauchern offen. Von Stromeinzelhändlern wird angenommen, dass sie ausschließlich mit Strom handeln. Allerdings sind sie in Deutschland rechtlich in vielen Fällen mit Stromerzeugern in ein Unternehmen zusammengefaßt, da lediglich eine buchhalterische Trennung der Handels- und Erzeugungsaktivitäten gesetzlich vorgeschrieben ist. Option 2 – der Zukauf von Strom und grünen Zertifikaten – bietet sich definitionsgemäß wiederum nur für Endverbraucher und Einzelhändler an. Der Zukauf von grünen Zertifikaten ist für alle potenzielle Adressaten einer Quotenregelung möglich. Dasselbe gilt für die Abtretung der Quotenverpflichtung, bei der beispielsweise ein Quotenverpflichteter die Erfüllungspflicht eines anderen Quotenverpflichteten (gegen Entgelt) noch zusätzlich übernimmt. Es gibt Überlegungen, die Abtretung auch über Adressatenebenen hinweg zuzulassen. Beispielsweise könnte ein verpflichteter Endverbraucher aufgrund seiner geringen Marktkenntnis seine Erfüllungspflicht dann an einen Stromlieferanten (Händler) abtreten. Schließlich kann auf allen Adressatenebenen auch eine Entscheidung zur Nichterfüllung fallen.

Um zu gewährleisten, dass das anvisierte Ausbauziel auch dann erreicht wird, wenn sich einige Verpflichtete trotz wirksamer Kontroll- und Sanktionsmechanismen zur Nichterfüllung entschließen, könnte der Staat beispielsweise garantieren, dass er die Einnahmen aus Strafzahlungen zum Aufkauf entsprechender Zertifikatsmengen einsetzt. Bei Ausgestaltungsvarianten mit Zertifikatehandel werden die Zertifikate aus dem Markt genommen, wenn sie als Erfüllungsnachweis der zuständigen Kontrollbehörde vorgelegt wurden.

Für die zeitliche Dimension der Quotenerfüllung erscheint es sinnvoll, sich an den Abrechnungszeiten für Strom zu orientieren. Beim Endverbraucher könnte dies entsprechend seiner Stromabrechnung eine Einjahresfrist sein. Im Sinne einer zeitlichen Flexibilisierung ist denkbar, dass überschüssiger Zukauf von Strom aus EEA oder grünen Zertifikaten in den Folgeperioden angerechnet werden können. Im Sinne der umweltpolitischen Zielsetzung wirft dieses 'Banking' weniger Probleme auf als ein 'Borrowing', bei welchem ein Teil der Quotenerfüllung auf einen späteren Zeitpunkt verschoben werden kann. Im Falle der Insolvenz oder des Abwanderns eines Akteurs im Borrowing-Status wäre die Erfüllung des Umweltziels nicht mehr gewährleistet.

2.1.2.3 Netzzugang

In einem idealtypischen Quotenhandelsmodell geht man davon aus, dass Strom aus EEA diskriminierungsfreien Netzzugang erhält und keine Abnahmepflicht für die Netzbetreiber besteht, sondern eine Selbstvermarktungspflicht für die Anlagenbetreiber. Da sich die Strommärkte noch in einer Übergangsphase zu Wettbewerbsmärkten befinden und der nicht diskriminierende Netzzugang nicht voll gewährleistet

wird, hat sich dieses Konzept in der Praxis bislang nicht durchsetzen können. Beim niederländischen Modell beispielsweise gibt es für Anlagen bis zu einer bestimmten Größe eine Abnahmegarantie und zusätzlich auch noch eine Vergütungspflicht des abnehmenden Netzbetreibers zu vermiedenen Kosten. Theoretisch sollten sich die hoheitlich bestimmten vermiedenen Kosten an der marginalen Zahlungsbereitschaft des Netzbetreibers für Strom zu einem bestimmten Zeitpunkt oder an dem auf einem Spotmarkt erzielbaren Preis für grünen Strom orientieren. Da die Verfügbarkeit von Strom aus manchen EEA (z. B. aus Sonnen- und Windkraftanlagen) zufälligen zeitlichen Schwankungen unterliegt und daher nicht sicher vorhergesagt werden kann, fällt der Spotmarktpreis für Strom aus solchen Anlagen geringer aus. Biomasseanlagen können dagegen nach Wunsch geregelt werden und können damit auf eine höhere Zahlungsbereitschaft treffen bzw. einen höheren Spotmarktpreis erzielen. Die vermiedenen Kosten können somit stark variieren. Eine ständige Anpassung der Abnahmevergütung an die aktuell gültigen vermiedenen Kosten ist aber wenig praktikabel.

Abnahme- und Vergütungsgarantie widersprechen zunächst der Grundidee des Quotenhandelsmodells, wonach Wettbewerb zwischen den Betreibern von Elektrizitätswerken über den Marktzutritt entscheidet. Sie können aber dazu beitragen, die Transaktionskosten des Marktzutritts für die Betreiber von kleinen Anlagen zu senken. Ziel des Liberalisierungsprozesses sollte sein, dass EEA-Betreiber ihren Strom zukünftig unter diskriminierungsfreien Bedingungen vermarkten können. Insbesondere für große EEA sollte es dann möglich sein, neben konventionellen Erzeugungsanlagen am Markt zu agieren. Bei einem ehrgeizigen staatlichen Ausbauziel für Regenerativstrom, also ab einer bestimmten Größe des Marktes für grünen Strom, ist es wahrscheinlich, dass Aggregatoren und Zwischenhändler am Markt auftreten, die das Angebot an grünen Zertifikaten bündeln und gerade für Kleinanlagenbetreiber die Vermarktung des Stroms übernehmen können. Gegenüber einer Abnahmegarantie hat die Selbstvermarktung des erzeugten Stroms ferner den Vorteil, dass der Preis der physikalischen Eigenschaft des Stroms (Commodity) für jede Technologie zur Stromerzeugung mit erneuerbaren Energien transparent wird.

Da die Regelung des Netzzugangs eine wichtige Komponente von Förderinstrumenten für grünen Strom ist, werden wir Modellvarianten mit und ohne Abnahmegarantie für Regenerativstrom in Kapitel 3 noch eingehender untersuchen.

2.1.2.4 Verhältnis von Service und Commodity

Als Unterscheidungsmerkmal für Ausgestaltungsvarianten von Quotenmodellen wird im folgenden auch die Handelbarkeit von Zertifikaten herangezogen. In einem Modell mit handelbaren grünen Zertifikaten wird die getrennte Vermarktung der physikalischen Eigenschaft des Stroms (Commodity) und seiner 'Grünheit' als Service ermöglicht. Ohne diese Trennungsmöglichkeit (Einheit von Service und Commodity) basieren Quotenmodelle auf einem reinen Ökostromhandel, bei dem Zertifikate nur noch als Nachweisinstrument für Erzeugung und Quotenerfüllung eine Rolle spielen kön-

nen. Solche Modelle ohne Zertifikatehandel sind in verschiedenen Bundesstaaten der USA vorgesehen.⁸

Im diesem Zusammenhang wird diskutiert, dass eine Trennung von Service und Commodity insbesondere in Verbindung mit einer Abnahmegarantie für Strom aus EEA zu einzelwirtschaftlichen Nachteilen führen kann. Die Kritik an einer Trennung besteht darin, dass in diesem Fall konventionelle Erzeuger in Gebieten mit großen Potenzialen für die Nutzung erneuerbarer Energie benachteiligt werden, da sie ihre Produktion stärker zurückfahren müssen als ihre Konkurrenten. Es kann hier also zu Verteilungskonflikten kommen (vgl. [Drillisch 1999a, S. 45 f.]). Vor diesem Hintergrund ist es ordnungspolitisch relevant, ob Service und Commodity (S&C) für Strom aus EEA eine Einheit darstellen oder getrennt gehandelt werden können.

Tabelle 2: Kategorisierung von bislang implementierten oder konzipierten Quotenregelungen

Adressat Ausgestaltung	Erzeuger (E)	Einzelhändler (H)	Endverbraucher (V)
Zertifikatehandel + Abnahmegarantie (ZA)	<ul style="list-style-type: none"> • Italien 	<ul style="list-style-type: none"> • Die Niederlande; • Flandern (Belgien); • US (Arizona, Connecticut, Nevada, New Jersey) 	<ul style="list-style-type: none"> • Dänemark
Einheit von S&C + Abnahmegarantie (PA)		<ul style="list-style-type: none"> • US (Maine, Massachusetts) 	<ul style="list-style-type: none"> • Handelsplatzmodell (PreussenElektra)
Zertifikatehandel + Selbstvermarktung (ZS)		<ul style="list-style-type: none"> • Umwelt- und Verkehrsministerium Baden-Württemberg (UVM); • Österreich (Kleinwasserkraft); • England / Wales 	
Einheit von S&C + Selbstvermarktung (PS)			

In Tabelle 1 werden den gerade herausgearbeiteten wesentlichen Ausgestaltungsvarianten die in verschiedenen Ländern angedachten und umgesetzten Quotenmodelle sowie einige in Gutachten erarbeitete Vorschläge zugeordnet. Z.B. orientiert sich ein Vorschlag des Umwelt- und Verkehrsministeriums (UVM) in Baden-Württemberg in den Grundzügen an der heute in den Niederlanden implementierten Lösung, sieht aber keine Abnahmegarantie für kleinere Anlagen vor. Das von PreussenElektra in die Diskussion gebrachte Handelsplatzmodell präferiert eine einfache Mengenregelung ohne die Möglichkeit des Zertifikatehandels. Es fällt auf, dass in den meisten Modellen die Einzelhändler verpflichtet werden. Häufig soll eine Abnahmegarantie für Strom aus EEA erhalten bleiben. Mit wenigen Ausnahmen wird eine Flexibilisierung des System durch handelbare Zertifikate zugelassen.

⁸ Vgl. [Wiser 1999]. Grundsätzliche Aspekte von Renewable Portfolio Standards (RPS) werden in [Rader et al. 1996] diskutiert.

2.2 Ordnungspolitische Bewertung von Quotenmodellen

Aufgrund der vorangegangenen Abwägungen werden im Folgenden 7 Ausgestaltungsmöglichkeiten von Quotenmodellen einer ordnungspolitischen Bewertung unterzogen. Zum einen unterscheiden wir nach der Adressatenebene 3 Varianten:

1. Quotenmodelle mit Erzeugerverpflichtung (E)
2. Quotenmodelle mit Händlerverpflichtung (H)
3. Quotenmodelle mit Endverbraucherverpflichtung (V)

Zum anderen unterscheiden wir bei der Regelung des Netzzugangs Fälle mit Abnahmegarantie für Strom aus EEA (A) und Fälle mit Selbstvermarktung durch den EEA-Betreiber (S). Als drittes Unterscheidungsmerkmal dient die Einführung handelbarer Zertifikate (Z) bzw. die physikalische Quotenerfüllung (P), also die Nicht-Trennung von Service und Commodity. Aus diesen Unterscheidungskriterien ergeben sich 12 Kombinationsmöglichkeiten, die nun mit Hilfe eines ordnungspolitischen Analyserasters aus [Rennings et al. 1996] (mit leichten Modifikationen) untersucht werden (vgl. Abbildung 1).

Die Bewertung von politischen Instrumenten erfolgt demnach in fünf Schritten. Im ersten Schritt werden die Zielformulierung und –operationalisierung, im zweiten Schritt die vertragstheoretische Legitimation des Maßnahmenziels analysiert. Beide Kriterien beziehen sich allgemein auf Förderinstrumente für regenerative Stromerzeugung bzw. allgemein auf Quotenmodelle. Sie fließen in die Gesamtbewertung der einzelnen Modellvarianten, die in Kapitel 4 erfolgt, nicht mit ein, werden aber zur Vollständigkeit der Analyse hier kurz behandelt. Dagegen kann in den Schritten drei bis fünf nach den unterschiedlichen Ausgestaltungsformen unterschieden werden, wenn die Wahl der Entscheidungsebene (Schritt 3), die Ziel- und Systemkonformität, die ökonomische Effizienz sowie die institutionelle Beherrschbarkeit der Maßnahmengestaltung (Schritt 4) und die gesetzliche Implementierbarkeit (Schritt 5) überprüft werden. Anhand dieser 6 Kriterien werden die 12 gewählten Modellvarianten nun miteinander verglichen.

Abbildung 1: Ordnungspolitisches Analyseraster

1. Schritt: Zielformulierung und -operationalisierung:

- Formulierung des angestrebten Zielsystems
- Indikatoren
- Ziel-Mittel-Träger-Zuordnung

2. Schritt: Vertragstheoretische Legitimation des Maßnahmenziels:

- Hypothetische Rechtfertigung
- Verweis auf konkludentes Handeln

3. Schritt: Wahl der Entscheidungsebene bzw. des Entscheidungsprozesses:

- Subsidiaritätsprinzip
- Kongruenzprinzip:
 - Äquivalenz: Übereinstimmung des Kreises der Nutzer und des Kreises der Zahler eines Kollektivguts
 - Demokratische Kontrolle: Übereinstimmung des Kreises der Entscheidungsunterworfenen in einem Verband mit dem Kreis der Kontrollberechtigten

4. Schritt: Ökonomische Legitimation der Maßnahmengestaltung:

- **Instrumentenwahl:** Auswahl denkbarer Instrumente zur Zielrealisation
- **Effektivität (Zielkonformität):**
 - Grad der Zielerreichung (Richtung und Dosierung)
 - Geschwindigkeit der Zielerreichung
 - Invarianz gegenüber Änderungen in den makroökonomischen Rahmenbedingungen
- **Erforderlichkeit (Systemkonformität):**
 - Marktkonformität:
 - Instrumentelle Subsidiarität: Maßnahmengestaltung, die möglichst gering in die Entscheidungskompetenzen der Individuen eingreift (zentral/dezentral)
 - Schaffung funktionsfähiger Märkte (freie Preisbildung, Wettbewerb)
 - Minimierung des Eingriffs in das Funktionieren bestehender Märkte
 - Vorrang der Ordnungs- vor der Prozesspolitik: Erstellen eines langfristigen Orientierungsrahmens und Vermeiden von stop-and-go Maßnahmen
 - Minimierung erkennbarer unerwünschter Nebenwirkungen auf:
 - stabilitätspolitische Ziele (Ökonomieverträglichkeit)
 - verteilungspolitische Ziele (Sozialverträglichkeit)
- **Ökonomische Effizienz:**
 - Statische ökonomische Effizienz (Kosteneffizienz):
 - Allokative Effizienz,
 - Transaktionskosten.
 - Dynamische ökonomische Effizienz (Innovationseffizienz)
- **Institutionelle Beherrschbarkeit:** Durchsetzbarkeit im politischen Prozess und Berücksichtigung der Missbrauchsmöglichkeiten des politisch-administrativen Apparats

5. Schritt: Rechtliche Rahmenbedingungen

Quelle: [Rennings et al. 1996, S. 20] in Anlehnung an [Grossekketter 1991]

2.2.1 Zielformulierung und –operationalisierung

2.2.1.1 Problembeschreibung

Die Emissionen, die bei den in der Energiewirtschaft ablaufenden Umwandlungsprozessen entstehen, tragen erheblich zu Umweltproblemen wie der Klimaerwärmung, dem sauren Regen oder der Bildung von bodennahem Ozon bei. Der Anteil der deutschen Kraft- und Fernheizwerke an den wichtigsten Luftschadstoffen betrug 1998 für Kohlendioxid (CO₂) 38,3%, für Stickoxide (NO_x) 18,5% und für Schwefeldioxid (SO₂) 61,2% [BMW 1999]. Die Emissionen werden im wesentlichen durch die Verfeuerung fossiler Energieträger wie Kohle, Erdgas und Erdöl zur Stromerzeugung verursacht. Der Betrieb von Kernkraftwerken erfolgt weitgehend emissionsfrei. Mit dem Einsatz von fossilen und nuklearen Energieträgern wurden 1998 in Deutschland knapp 95% des Stroms erzeugt. Da es sich dabei zusätzlich um erschöpfbare Energieträger handelt, stellt die Ausbeutung der Vorkommen an Kohle, Erdgas, Erdöl und Uran mittel- bis langfristig ein Problem für die Stromwirtschaft dar. Bei der gegenwärtigen Förderleistung wird weltweit für Erdöl eine Reichweite von 42 Jahren, für Erdgas von 65 und für Kohle von 169 Jahren auf der Basis der sicher gewinnbaren Reserven prognostiziert [BMW 1999]. Bei der Kernenergie spielt der Anteil der Wiederaufbereitung eine wichtige Rolle für die Beurteilung der Ressourcenreichweite. In einer Reihe von Industrieländern wird über den Ausstieg aus der Kernenergienutzung nachgedacht bzw. mit dem Ausstieg bereits begonnen. Damit kann sich sowohl die Klimaproblematik verschärfen als auch die Knappheit der fossilen Energierohstoffe für den Stromsektor zunehmen.

Die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien kann einen Beitrag zur Lösung dieser Probleme leisten. Die Umwandlungsprozesse auf der Basis erneuerbarer Energien sind weitgehend emissionsfrei (Ausnahme: energetische Nutzung von Biomasseformen) und per Definition nicht erschöpfbar (aber begrenzt!). Die Begründung für die Formulierung von Ausbauzielen für die regenerativen Stromerzeugung fußt daher in den meisten Fällen auf den positiven Eigenschaften der Umwandlungstechnologien bezüglich Umwelt-, Klima- und Ressourcenschutz. Daneben werden auch industrie- und forschungspolitische Gründe für die Förderung erneuerbarer Energien genannt. Dazu gehört der Wunsch nach Förderung innovativer Industriezweige mit hohem Exportpotenzial. Das Ziel einer Erhöhung des Anteils an erneuerbaren Energien bei der Stromproduktion wird dann indirekt abgeleitet.

Wenn nachfolgend über Zieloperationalisierung und –legitimation sowie Effektivität gesprochen wird, beziehen sich diese Aussagen vorwiegend auf das politisch gesetzte Ziel, den Anteil erneuerbarer Energien an der nationalen Stromproduktion zu erhöhen und damit nur indirekt auf das primäre Interesse des Staates, Umwelt-, Klima- und Ressourcenschutz zu gewährleisten. Deshalb wird an dieser Stelle ausdrücklich darauf hingewiesen, dass es effizientere Maßnahmen zur unmittelbaren Erreichung der Einzelziele geben kann.⁹

⁹ Die Instrumentendiskussion in der Umweltökonomie befasst sich mit der Eignung verschiedener politischer Maßnahmen zur Erreichung von Umweltzielen (vgl. [Rennings et al. 1996, S. 78 ff.]). In dieser Arbeit sind Ziel und Instrument vorgegeben und die Diskussion rankt sich um die geeignete Ausgestaltung des Instruments.

2.2.1.2 Zieloperationalisierung

Die politischen Zielvorstellungen in bezug auf den Anteil erneuerbarer Energien blieben in der Vergangenheit oft unverbindlich und unpräzise. Nach §2 Abs.4 S.1 des deutschen Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG)¹⁰ kommt der Nutzung von Kraft-Wärme-Kopplung und von erneuerbaren Energien *besondere Bedeutung* zu. In der Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie¹¹ der Europäischen Gemeinschaft wird den Mitgliedstaaten in der rechtsverbindlichen Präambel mit der Vorrangklausel Nr. 28 ausdrücklich *erlaubt*, der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien aus Umweltschutzgründen *Vorrang einzuräumen*. Das Stromeinspeisungsgesetz aus dem Jahr 1990 wurde mit dem Ziel erlassen, den Anteil der erneuerbaren Energien an der Energieversorgung zu *stärken und weiter auszubauen*. Unverbindlicher von seinem Status, jedoch konkreter in seiner Zielformulierung ist das Weißbuch der Europäischen Kommission „Energie für die Zukunft: Erneuerbare Energieträger“. Dort wird für das Jahr 2010 das Ziel eines Anteils erneuerbarer Energien von 12% am Bruttoinlandsverbrauch bzw. von 23,5% an der Stromerzeugung der EU-Mitgliedstaaten vorgeschlagen. Der jüngste Richtlinien-Vorschlag der Europäischen Kommission zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt¹² nennt erstmals länderspezifische Ziele für den Anteil von grünem Strom im Jahr 2010 (z. B. 12,5% für Deutschland), die Ziele bleiben aber *unverbindlich*. Im deutschen EEG vom April 2000 und seiner Begründung wird mehrfach auf die EU-Politik hingewiesen und von einem Verdoppelungsziel auch für Deutschland gesprochen. Eine konkrete Zahl wird aber nicht angeführt. Andere Förderprogramme der Bundesregierung (z. B. 100.000-Dächer Programm) orientieren sich nicht an Strommengen, sondern an der installierten Stromerzeugungskapazität.

Neben Strommengen (z.B. in Megawattstunden, MWh) kommen grundsätzlich auch Stromerzeugungskapazitäten (z. B. in Megawatt, MW) als Zielindikatoren in Frage. Dabei besteht jedoch das Problem, dass der Zubau von Anlagen nicht gleichbedeutend ist mit ihrer Nutzung bzw. einem höheren Anteil der EEA an der Stromproduktion. Die absolut erzeugten Strommengen sind ein genauerer Indikator im Hinblick auf die Ziele Umwelt- und Ressourcenschutz. Entscheidend für diese Ziele ist aber eine Relativgröße, der Anteil von Regenerativstrom an den erzeugten oder verbrauchten Strommengen.

Für die folgenden Ausführungen wird es immer wieder wichtig sein, sich zu vergegenwärtigen, dass wir für die ordnungspolitische Analyse akzeptieren, dass ein Quotenmodell auf nationaler Ebene (Bundesebene in Deutschland) mit dem Ziel ein-

¹⁰ Gesetz über die Elektrizitäts- und Gaswirtschaft (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG), bekannt gemacht als Art. 1 des Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts vom 24.04.1998, BGBl. 1998 I, 730.

¹¹ Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt. Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften ABl. Nr. L 27 vom 30.01.1997.

¹² Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt, vgl. http://wind-energie.de/politik/richtlinie_de.html, 13.03.2001.

geführt werden soll, die Produktion bzw. den Verbrauch konventionell erzeugter Elektrizität im eigenen Land zu verdrängen.

2.2.2 Vertragstheoretische Legitimation des Maßnahmenziels

Grundsätzlich lässt sich der Eingriff des Staates in das energiewirtschaftliche Marktgeschehen rechtfertigen, wenn das unregulierte Marktgeschehen externe Effekte hervorruft oder die Bereitstellung von gesellschaftlich erwünschten öffentlichen Gütern gefährdet. [Mueller 1989, S. 35] leitet aus der Existenz externer Effekte und der Notwendigkeit der Bereitstellung öffentlicher Güter die grundsätzliche Legitimation für staatliches Handeln ab:

"Thus, our examination of both public goods and externalities has brought us to the same conclusion as to the reason why government exists. The government, as an institution for achieving a Pareto-optimal allocation of resources, exists to economize on the transactions and bargaining costs of obtaining information on individual preferences regarding public goods and externalities when the number of individuals is large."

Die Verbrennungs- und Kernspaltungsprozesse in der Elektrizitätswirtschaft beeinträchtigen die Bereitstellung der öffentlichen Güter 'Umweltqualität' und 'Versorgungssicherheit', was mit externen Effekten von beträchtlichem Ausmaß einhergeht (vgl. [Friedrich et al. 1997], [Kühn 1998]). Betroffen sind dadurch der Großteil der Bürger eines Landes und im Falle von Luftschadstoffen, klimarelevanten Gasen und radioaktiver Strahlung auch Individuen jenseits der Grenzen eines Staates. Im Falle der Ausbeutung erschöpfbarer Ressourcen treten zunächst keine externen Effekte auf. Kommt es durch die Ressourcenausbeutung jedoch zu einer Erschöpfung dieser Energierohstoffe bevor geeignete Back-stop-Technologien zur Verfügung stehen, wird die Versorgungssicherheit der Bevölkerung gefährdet. Wenn die Rohstoffmärkte diese Knappheitssignale nicht in Betracht ziehen (Marktversagen) lässt sich auch im Bereich des Ressourcenschutzes eine Berechtigung für staatliches Handeln ableiten. Aus der Summe dieser Faktoren kann die Festlegung eines Ausbauzieles für erneuerbare Energien durchaus rechtfertigt werden.

2.2.3 Wahl der Entscheidungsebene bzw. des Entscheidungsprozesses

Um die „*Entscheidungskompetenzen für die Beschaffung und Finanzierung von Kollektivgütern stets auf einer möglichst dezentralen, gleichwohl aber die Hauptnutzer umfassenden Ebene...*“ ([Grossekettler 1991, S. 117]) anzusiedeln, sollten aus ordnungspolitischer Sicht folgende Kriterien berücksichtigt werden:

- Aufgrund des Eigenwertes individueller Entscheidungsfreiheit und der damit einhergehenden Informations- und Motivationsvorteilen wird die Entscheidungskompetenz über Maßnahmen den Individuen zugeordnet. Nur bei Vorliegen von übergeordneten Zusammenhängen kann es sinnvoll sein, die Zuordnung zu einer dem Zentralstaat näherliegenden Instanz vorzunehmen (Subsidiarität).
- Darüber hinaus sollte das Kongruenzprinzip Anwendung finden. Es bedeutet einerseits, dass der Kreis der Nutzer und der Kreis der Zahler eines Kollektivguts übereinstimmen (Äquivalenzprinzip). Andererseits sollte der Unterworfenenkreis mit dem Kreis der Kontrollberechtigten übereinstimmen (Demokratieprinzip).

Die genannten Prinzipien beziehen sich dabei auf die Wahl des Instruments und nicht auf die Verhaltensmöglichkeiten nach der Implementierung eines Instruments.

Da die Ressourcen zur Stromproduktion mit erneuerbaren Energien im Allgemeinen ungleich über die Fläche eines Staatsgebiets verteilt sind und deren Bestimmung mit großen Unsicherheiten behaftet ist, erscheint es sinnvoll, das Erreichen eines nationalen Ausbauziels auf nationaler Ebene zu koordinieren. Dezentralere Entscheidungskompetenzen haben dann eine Berechtigung, wenn als Primärziel nicht überregionaler Umwelt- und Ressourcenschutz, sondern lokale bzw. regionale wirtschafts- und umweltpolitische Vorgaben im Vordergrund stehen. Es kommt hinzu, dass mit der Liberalisierung der Elektrizitätswirtschaft die Gebietsmonopole aufgehoben wurden und sich die bis dahin relativ isolierten regionalen Strommärkte deutschland- bzw. europaweit geöffnet haben. Ein Kunde an der dänischen Grenze kann seinen Strom nun auch aus einem bayrischen Wasserkraftwerk beziehen. Würde die Ausgestaltung des Quotenmodells nun jedem Bundesland oder gar jeder Gemeinde überlassen, käme es zu einem Flickenteppich unterschiedlicher Rahmenbedingungen, der beim bundesweiten Handel mit grünem Strom und grünen Zertifikaten zu Wettbewerbsverzerrungen führen würde. So erscheint es notwendig, die Entscheidung über die Ausgestaltung eines Quotenmodells für Deutschland auf Bundesebene zu treffen. Dies gilt unabhängig von den zur Wahl stehenden Ausgestaltungsvarianten.

Da mit der EU-Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie ein gemeinsamer europäischer Strommarkt ohne Handelshemmnisse und Wettbewerbsverzerrungen anvisiert wird, ist die adäquate Entscheidungsebene im Grunde bei der EU. Die über fast drei Jahre laufenden Versuche der Europäischen Kommission, die Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien in den Mitgliedsstaaten zu harmonisieren, ist aber nunmehr gescheitert. Erst in vier bis fünf Jahren soll wieder über eine Harmonisierung nachgedacht werden. Wird sie als notwendig erachtet, sind Übergangsfristen von weiteren fünf oder mehr Jahren angekündigt. Die Forderung vieler Mitgliedstaaten nach Subsidiarität hat sich am Ende durchgesetzt. Die Realität auf den nationalen Strommärkten sieht ähnlich aus. Der Stand und die Art der Liberalisierung sind je nach Mitgliedstaat sehr unterschiedlich; auch hier wird es noch viele Jahre dauern, bevor man von einem gemeinsamen Markt sprechen kann. Vor diesem Hintergrund betrachten wir in der vorliegenden Studie die nationale Ebene als die angebrachte Entscheidungsebene für die genaue Zielformulierung und Maßnahmengestaltung.

Die Gültigkeit des Kongruenzprinzips hängt vom Grad der Gültigkeit des Äquivalenzprinzips und des Demokratieprinzips ab. Nach dem Äquivalenzprinzip sollen Nutzer und Zahler eines Kollektivguts möglichst übereinstimmen. Nutzer einer Quotenregelung sind alle Bürger eines Landes, da alle von der gesteigerten Umweltqualität und der verlängerten Ressourcenreichweite profitieren. Die Einsparung von klimarelevanten Gasen wirkt sogar global. Einzelhändler und Erzeuger haben in dieser Rolle keinen direkten Nutzen aus der Bereitstellung der Kollektivgüter. Werden die Endverbraucher zur Quotenerfüllung verpflichtet, stimmt der Kreis der Zahler mit dem Kreis der Nutzer überein. Bei den Erzeugern und Einzelhändlern als Quotenverpflichteten stimmen Nutzer und Zahler eines Kollektivguts dann überein, wenn es gelingt, die zusätzlichen Kosten der Quotenerfüllung vollständig auf den Endverbraucher abzuwälzen. Das muss im Falle der Erzeuger als unsicher angesehen werden

(vgl. auch [Drillisch 1999a, S. 4]), und auch auf Verkäuferenebene ist eine Überwälzung nur bei 'gefangenen' Tarifkunden gesichert. Daher wird dem Äquivalenzprinzip im Falle der Endverbraucher als Adressaten am Besten und im Falle der Erzeuger am Wenigsten Rechnung getragen.

Das Demokratieprinzip ist dann gewahrt, wenn der Kreis der Quotenverpflichteten mit dem Kreis der Kontrollberechtigten übereinstimmt. Das Demokratieprinzip ist im Falle der Verpflichtung von Endverbrauchern auf sehr abstrakte Weise gewahrt, da die Bürger als Unterworfene des Quotensystems im Rahmen von politischen Wahlen über die Politik der Regierung bestimmen können. Ähnliches gilt für den Bereich der Einzelhändler, wobei hier die Kontrolle über Wahlen sicherlich weniger relevant ist als die Kontrolle über politisches Lobbying. Bei der Verpflichtung von Erzeugern spielt Lobbying ebenfalls eine größere Rolle als direkte demokratische Kontrolle.

Als Fazit kann festgehalten werden, dass bei der Überprüfung des Kongruenzprinzips die Endverbraucherebene besser abschneidet als die Händlerebene und diese wiederum aufgrund der besseren Überwälzbarkeit von Kosten auf den Verbraucher besser als die Erzeugerebene. Andere Unterscheidungsmerkmale von Quotenregelungen spielen bei der Bewertung der Entscheidungsebene keine Rolle.

2.2.4 Ökonomische Legitimation der Maßnahmengestaltung

Die Überprüfung der ökonomischen Legitimation der verschiedenen Varianten von Quotenmodellen erfolgt mit Hilfe der Kriterien Zielkonformität, Systemkonformität, ökonomische Effizienz und institutionelle Beherrschbarkeit.

2.2.4.1 Effektivität (Zielkonformität)

Für den Erfolg der Quotierung kommt es nicht darauf an, dass alle Verpflichteten die gleichen Anteile an erneuerbaren Energien tatsächlich (physikalisch) übernehmen. Entscheidend ist allein, dass die Gesamtquote tatsächlich erzeugt wird. Wer den Strom letztlich aufgenommen oder verbraucht hat, ist unbedeutend. Die Quote muss sich daher nicht auf den physikalischen Stromfluss beziehen, sondern kann als Bezugsgröße auch die Zertifikate nehmen. Die Möglichkeit des Handels bietet insoweit Vorteile sowohl für den Quotenverpflichteten (mehr Entscheidungsspielraum) als auch für den Schutz der Umwelt (größere Chance der Umsetzung des gewählten Mengenzieles).

Der Zubauerfolg des niederländischen Quotenhandelssystems blieb bislang hinter den Erwartungen zurück. Die Erfüllung der Quotenverpflichtung läuft eher zögerlich. Es erscheint zum jetzigen Zeitpunkt eher unwahrscheinlich, dass die teilnehmenden Unternehmen ihre freiwillig übernommenen Vereinbarungen einhalten können. Das Problem besteht dabei aber weniger in einer zu geringen Nachfrage nach grünem Strom. In erster Linie scheint es an einem entsprechenden Angebot an erneuerbaren Energien zu mangeln. Daher wird teilweise bereits versucht, auf ausländische Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen zurückzugreifen. Als Ursache für das geringe Angebot fällt zum einen ins Gewicht, dass die Erzeugungspotenziale in den Niederlande selbst eher beschränkt sind. Zum anderen erweist sich die Unsicherheit, die durch die Befristung des Systems auf zunächst 3 Jahre hervorgerufen wird, als Hemmnis für den weiteren Ausbau der regenerativen Energien. Dieser Umstand ist

vor allem auf die gewählte Form der Selbstverpflichtung zurückzuführen. Eine verbindliche, auf Dauer angelegte gesetzliche Regelung mit Sanktionsmechanismus würde für größere Sicherheit bei den Investoren sorgen.

Aus diesem Beispiel wird deutlich, wie wichtig allgemeine Ausgestaltungsaspekte von Förderinstrumenten für die Zielerreichung sind. Der Grad der Zielerreichung hängt insbesondere davon ab, ob ein genügend großes Angebot an grünem Strom vorhanden ist und ob es Anreize auf der Seite der Verpflichteten gibt, die Quotenverpflichtung zu umgehen bzw. nicht einzuhalten. Ohne Sanktionsmechanismus besteht für rational handelnde Quotenverpflichtete ein deutlicher Anreiz zum sogenannten „Trittbrettfahren“.

Dieser Anreiz gilt für alle Verpflichteten, daher ist ohne Sanktionsmechanismus zu erwarten, dass die Zielvorgabe nicht erreicht wird. Um die Zielerreichung zu gewährleisten, müssen die Pönalen so festgelegt werden, dass sie den Quotenverpflichteten deutlich teurer kommen als die Kosten des grünen Stroms zuzüglich seiner eigenen Transaktionskosten (z.B. Suche eines EEA-Betreibers) zur Erfüllung der Quotenverpflichtung. Mit den eingenommenen Pönalen kann der Staat dann beispielsweise selbst als Nachfrager auftreten, um die Einhaltung des Quotenziels zu gewährleisten.

Das niederländische Beispiel zeigt auch, dass das nationale Angebot möglicherweise nicht ausreicht, um die Nachfrage nach Strom aus EEA sofort zu decken. Die Gründe dafür können beispielsweise darin liegen, dass das Risiko der Investoren in EEA unter den gegebenen Rahmenbedingungen als zu groß eingeschätzt wird, dass die Sanktionen für Nichterfüllung zu gering sind oder dass der Zeitplan der Quotenerreichung zu straff gewählt wurde.

Insbesondere im Falle geringer nationaler Potenziale zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erscheint es im Sinne der Quotenerfüllung sinnvoll, den Import von grünem Strom möglichst reibungslos zu ermöglichen. Das erleichtert das Erreichen des Quotenziels. Die primären Ziele "Umwelt- und Ressourcenschutz" lassen sich bei Import von grünem Strom jedoch nur bedingt einhalten. In bezug auf Klimaschutz wird die Einhaltung des primären Ziels nur dann erreicht, wenn durch den zusätzlichen Import von grünem Strom oder grünen Zertifikaten konventioneller Strom mit ähnlichen oder höheren spezifischen CO₂-Emissionen als im Inland über den Status quo hinaus verdrängt wird.

Der reine Import von grünen Zertifikaten erhöht den Anteil erneuerbarer Energien an der heimischen Stromversorgung nicht und trägt damit auch nicht zur Erhöhung der nationalen Versorgungssicherheit bei. Eine Verbesserung in dieser Hinsicht wird dann erreicht, wenn die Quotenerfüllung durch Importe durch den physischen Fluss von grünem Strom erfolgt, welcher die nationale Nachfrage nach erschöpfbaren Ressourcen verdrängt. Grundsätzlich erscheint es im Sinne der Zielerreichung daher vorteilhaft, bei Importen von grünem Strom von außerhalb des "Quotengebiets" keine Trennung von Service und Commodity zuzulassen, d. h. reine Zertifikateimporte in das Quotengebiet auszuschließen. Anders verhält es sich bei Handelsaktivitäten zwischen zwei verschiedenen Quotengebieten mit vergleichbaren Zertifizierungsstandards und vergleichbaren konventionellen Erzeugungsstrukturen. In diesem Fall ist durch den Handel dann keine Zielverfehlung zu befürchten, wenn die beiden Län-

der ein gemeinsames Ziel verfolgen („Green-Bubble“, ähnlich dem europäischen Bubble-Konzept bei den Klimaverhandlungen). Ist dagegen zu erwarten, dass ein Land dauerhaft zum Nettoimporteure von grünen Zertifikaten wird ohne den primären Nutzen (Klima- und Ressourcenschutz) aus dem Zubau erneuerbarer Energien zu erlangen, gerät das System der handelbaren grünen Zertifikate unter politischen Druck. Dann wird zumindest ein Teil der am Handel von grünem Strom beteiligten Staaten darauf drängen, dass Import und Export von grünem Strom nicht auf der Basis eines Zertifikatehandels, sondern auf der Basis von Stromlieferungsverträgen erfolgt. Die Einführung eines Zertifikatehandels kann daher zu Unsicherheiten in Nettoimportländern von grünen Zertifikaten führen. In diesen Ländern ist die Zielerreichung durch ein Quotensystem mit Zertifikatehandel daher weniger sicher gegenüber Änderungen der makroökonomischen Rahmenbedingungen als die Zielerreichung in Quotensystemen mit reinem Ökostromhandel. In Bezug auf die nationale Zielerreichung ist daher die Trennung von Service und Commodity bezüglich des internationalen Handels schwächer zu bewerten als die physikalische Erfüllung.

Die unterschiedlichen Ausgestaltungsvarianten für Quotensysteme können im Hinblick auf die Zielerreichung danach bewertet werden, ob sie dazu beitragen den Anreiz zum Trittbrettfahren zu verringern und das Angebot von Strom aus EEA zu stimulieren. Grundsätzlich wird hier davon ausgegangen, dass der Anreiz zum Trittbrettfahren umso geringer ist, je niedriger sich die Transaktionskosten des Quotenverpflichteten darstellen. Für den einzelnen Verpflichteten wird angenommen, dass die Transaktionskosten der Quotenerfüllung am geringsten sind, wenn die Verpflichtung durch den Kauf von Zertifikaten erfüllt werden kann, da diese als handelbares Standardprodukt einfacher zu vermarkten sind als individuelle Verträge über die physikalische Lieferung von grünem Strom. Weiterhin erscheint es plausibel anzunehmen, dass auf der Einzelhändlerebene die geringsten zusätzlichen Transaktionskosten durch eine Quotenverpflichtung entstehen, da der Einzelhändler bei der Erfüllung durch Zukauf von Strom aus EEA seine ohnehin vorhandene Kenntnis des Marktes nutzen kann. Für unterschiedliche Transaktionskosten der Verpflichteten auf Erzeuger- und Endverbraucherebene gibt es dagegen keine naheliegenden Gründe. Beim Zukauf von Strom aus EEA ist zu erwarten, dass eine Selbstvermarktung der EEA-Betreiber dazu führt, dass der Quotenverpflichtete größere Markttransparenz hat, da er direkter Kunde des EEA-Betreibers ist und von diesem entsprechend umworben wird. Für die Bewertung der Zielerreichung auf der Nachfrageseite wird daher angenommen, dass die Trennung von Service und Commodity höher zu bewerten ist als die Wahl des Quotenadressaten und diese wiederum höher als die Wahl des Netzzugangs für EEA-Betreiber.

Auf der Angebotsseite wird bewertet, inwieweit die spezifische Ausgestaltung eines Quotensystems dazu beiträgt, das Angebot von Strom aus EEA zu stimulieren. In dieser Hinsicht ist eine Abnahmegarantie für Strom aus EEA insbesondere für Betreiber kleiner Anlagen sicherlich vorteilhaft gegenüber einer Selbstvermarktung, da die Kosten für die Suche eines Kunden und für einen Vertragsabschluss mit dem Kunden der Commodity entfallen. Allerdings kann das Zwischenschalten von Händlern die wettbewerbsorientierte Platzierung des Stromangebots der EEA-Betreiber auf dem Elektrizitätsmarkt (z. B. Strombörse) erleichtern. Daher ist auch hier die

Wahl des Einzelhändlers als Quotenverpflichteten als vorteilhaft anzusehen. Die Einführung von grünen Zertifikaten erhöht dagegen die Transaktionskosten des EEA-Betreibers, da er sowohl seinen Strom als auch seine Zertifikate absetzen muss. Aus der Sicht von EEA-Betreibern (Angebotsseite) ist sicherlich die Regelung des Netzzugangs am stärksten zu bewerten, da sie die Bedingungen für das Stromangebot aus EEA am direktesten beeinflusst, gefolgt von der Entscheidung über die Einführung eines Zertifikatehandels und der Wahl der Adressatenebene.

Für die Zielkonformität erscheint es insgesamt am wichtigsten zu sein, ob die Quotenerfüllung durch handelbare Zertifikate erleichtert wird. Bei einer solchen Trennung von Service und Commodity ist die Zielerreichung deshalb gefährdet, weil die nationale Zielerreichung durch internationalen Handel nicht gewährleistet werden kann und darüber hinaus den EEA-Betreibern durch das Einführen handelbarer Zertifikate zusätzliche Transaktionskosten entstehen. Die zweite Priorität der Bewertung erhält die Ausgestaltung des Netzzugangs. Im Sinne des Erreichens des Ausbauziels ist eine Abnahmegarantie als vorteilhaft einzustufen, wenngleich damit die Markttransparenz eingeschränkt wird. Die Wahl der Adressatenebene wird im Sinne der Effektivität nachrangig bewertet. Die Verpflichtung der Einzelhändler weist in dieser Kategorie aufgrund deren besserer Marktkennntnis Vorteile gegenüber der Erzeuger- und Verbraucherverpflichtung auf.

2.2.4.2 Erforderlichkeit (Systemkonformität)

Die Untersuchung der Systemkonformität erfolgt anhand der Bewertung der Marktkonformität, dem Ausmaß unerwünschter Nebenwirkungen sowie der Stabilität gegenüber sich ändernden politischen Rahmenbedingungen. Als marktkonform gelten Ausgestaltungsvarianten von Quotenmodellen dann, wenn sie möglichst gering in die Entscheidungskompetenz der Individuen eingreifen, wenn neue Märkte geschaffen werden und die Funktionsfähigkeit bestehender Märkte in möglichst geringem Maße beeinträchtigt wird. Als unerwünschte Nebenwirkungen gelten Beeinträchtigungen stabilitätspolitischer und verteilungspolitischer Ziele.

Der Eingriff in bestehende Märkte erfolgt durch ein Quotensystem zunächst allgemein durch die Verringerung des Marktvolumens. Bislang konnten konventionelle Erzeuger theoretisch 100% des Markts bedienen. Durch die Quote verringert sich dieser Anteil zwingend um diesen „geschützten“ Anteil. Akzeptiert man jedoch, dass die Einführung eines Mengenziels für erneuerbare Energien notwendig ist, kann der daraufhin einsetzende Prozess der Quotenerfüllung durchaus marktkonform ablaufen. Die Nähe zum Markt wird dabei um so größer sein, je geringer die Kosten zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage sind. In dieser Hinsicht schneiden die Ausgestaltungsformen mit Zertifikatehandel sicherlich am besten ab. Diese Systeme lassen dem Verpflichteten den größten Freiheitsgrad bei der Quotenerfüllung und greifen somit am wenigsten in seine Entscheidungskompetenz ein. Darüber hinaus kann die Quotenerfüllung unabhängig von Netzengpässen und anderen Hemmnissen des physikalischen Handels von Strom erfolgen. Allerdings besteht die Gefahr, dass genau dieser Ressourcenverzehr durch das Fördersystem nicht abgedeckt ist. Wird eine Quotenerfüllung als vertragliche Garantie des physikalischen Strombezugs konzipiert, bei der neben den Erzeugungskosten auch Netzbenutzungs- und Durchleitungsentgelte anfallen, entsteht neben dem konventionellen Strommarkt ein

zusätzlicher Markt für grünen Strom der bei den Quotenverpflichteten einen weitaus höheren Informationsbedarf generiert. Im Gegensatz zu der Trennung von Service und Commodity kommt es bei der physikalischen Erfüllung zu keiner Beeinträchtigung des regionalen konventionellen Strommarkts, da der Zu- und Abfluss des geförderten grünen Stroms vertraglich geregelt ist. Allerdings kann die damit einhergehende zusätzliche Verknappung der Übertragungsnetzkapazitäten eine effiziente Allokation des konventionellen Strommarkts negativ beeinträchtigen. In Gebieten mit einem hohem Potenzial für erneuerbare Energien könnten dagegen bei einer Trennung von Service und Commodity die vorhandenen (knappen) Netzkapazitäten zu einer größeren Einschränkung führen als dies in Gegenden mit geringem Potenzial der Fall wäre. Das kann zur Folge haben, dass konventionelle Kraftwerke heruntergefahren werden, obwohl sie zu günstigeren Konditionen Strom produzieren als konventionelle Kraftwerke in anderen Bereichen des Stromverbundes. Diese Gefahr besteht deshalb, weil bei Trennung von Service und Commodity der „Abfluss“ der Commodity aus dem Gebiet mit hohem Potenzial nicht geregelt ist.

Es ist also insgesamt zu erwarten, dass ein Grüne-Zertifikatemarkt besser funktioniert als ein grüner Strommarkt. Beide können jedoch zu Fehlallokationen auf dem konventionellen Strommarkt führen. Während der erste zu Verzerrungen auf regionalen Strommärkten führen kann, besteht bei letzterem (physikalische Erfüllung) die Gefahr, dass der überregionale Großhandel mit Strom gestört wird.

Insbesondere im Hinblick auf den internationalen Handel mit Zertifikaten wurde bereits erwähnt, dass die Akzeptanz handelbarer grüner Zertifikate vor allem bei Nettoimportländern sinken kann. Daher ist die Trennung von Service und Commodity im Sinne der Systemkonformität geringer einzuschätzen als die Notwendigkeit der vertraglich nachgewiesenen physikalischen Erfüllung.

Wichtiger als die Entscheidung über die Flexibilisierung der Quotenerfüllung ist jedoch die Ausgestaltung des Marktzutritts. Eine Abnahmegarantie könnte zwar zum Funktionieren des Marktes beitragen, da auf diese Weise besser sichergestellt wird, dass genügend grüner Strom angeboten wird. Damit aber auch für die Commodity des grünen Stroms eine freie Preisbildung im Rahmen des konventionellen Strommarkts möglichst verzerrungsfrei stattfindet, ist es zumindest bei großen EEA-Betreibern sinnvoll, zu verlangen, dass sie ihren Strom im freien Wettbewerb anbieten (inkl. Verhandlung des Netzzugangs). Damit würde ein Markt und ein transparenter Preis für die Commodity und ein Markt für den Service (die „Grünheit“) von grünem Strom geschaffen und somit dem unterschiedlichen Commodity-Wert der verschiedenen Stromerzeugungsarten aus erneuerbaren Energien Rechnung getragen. Das setzt allerdings voraus, dass genügend Großproduzenten von grünem Strom am Markt operieren (z.B. in einem Quotensystem innerhalb der EU-Staaten). Es ist jedoch auch denkbar, dass bei genügend hoher Quote (hohe Nachfrage) Zwischenhändler den Strom aus kleinen Erneuerbare-Energien-Anlagen bündeln und als Großanbieter am Markt platzieren. In diesem Falle wäre eine Abnahmegarantie zur Existenzsicherung von Kleinbetreibern weniger bedeutend. Da zudem eine Abnahmegarantie (zu vermiedenen Kosten) die Transparenz und Funktionsweise des bestehenden Strommarkts insbesondere bei ehrgeizigen Quotenvorgaben sehr stark beeinflusst, wird in den verschiedenen Ausgestaltungsvarianten die Selbstvermark-

tung im Sinne der Systemkonformität höher bewertet als die Gewährung einer Abnahmegarantie.

In bezug auf den Adressatenkreis einer Verpflichtung erscheint eine Belastung der Endverbraucher sowie der Einzelhändlerebene die geringsten Verzerrungswirkungen zu haben. Eine Belastung der Erzeuger kann deren internationale Wettbewerbsfähigkeit verschlechtern, da ausländischen Konkurrenten bei fehlender europaweiten Harmonisierung möglicherweise keine zusätzlichen bzw. geringere Belastungen durch eine Quote auferlegt würden. Theoretisch könnte der Importstrom entsprechend entlastet werden. Allerdings sind die Unsicherheiten und der Informationsbedarf für einen derartigen Ausgleich sehr hoch und die Gefahr der zusätzlichen Verzerrung durch einen entsprechenden Ausgleich nicht von der Hand zu weisen. Das Bestimmen der Quotenverpflichteten ist bei der Bewertung der Systemkonformität jedoch von geringerer Bedeutung.

Insgesamt ergibt sich daraus eine Bewertung, bei der eine Abnahmegarantie für Strom aus erneuerbaren Energien generell abzulehnen ist. Werden die Erzeuger zur Quotenerfüllung verpflichtet, ist die Trennung von Service und Commodity unumgänglich, da der Kauf von Strom auf dieser Wertschöpfungsebene genauso wenig sinnvoll ist wie die Erwartung, dass beispielsweise eine Kohlestromproduzent damit beginnen sollte, Windenergieanlagen zu betreiben. Ansonsten weist die Trennung von Service und Commodity sowohl Vor- als auch Nachteile für das marktwirtschaftliche System auf, da es einerseits zum Funktionieren eines Markts für Strom aus EEA einen erheblichen Beitrag leistet und andererseits kritisch in Bezug auf die Einhaltung anderer stabilitätspolitischer Ziele (insbesondere im Bereich des Außenhandels) zu bewerten ist.

2.2.4.3 *Ökonomische Effizienz*

In bezug auf die ökonomische Effizienz gilt es aus statischer Sicht zu bewerten, welche Ausgestaltungsform das anvisierte Quotenziel zu den geringsten Kosten erreicht (Standard-Preis-Ansatz). Neben den Erzeugungskosten von Erneuerbare-Energien-Anlagen spielen dabei auch die Transaktionskosten des betrachteten Quotensystems eine wichtige Rolle. Aus dynamischer Sicht ist zu bewerten, welches System am Besten dazu geeignet ist, kostengünstige Innovationen in diesem Bereich hervorzubringen, die im Zeitverlauf dazu beitragen, die Kosten der Quoteneinhaltung zu senken.

Statische Effizienz ist gegeben, wenn die Quote erfüllt wird und keine Option zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien existiert, deren Erzeugungskosten geringer sind als diejenigen der realisierten Anlagen.¹³ Das weiter oben angeregte Begrenzen von Stromimporten ist aus Effizienzgründen abzulehnen,¹⁴ weil dadurch die Möglichkeit beschnitten wird, günstige Erzeugungsanlagen im Ausland in das Quoten-Portfolio aufzunehmen.

¹³ Aus dieser Sicht ist die Einführung von technologiespezifischen Quoten abzulehnen, da dadurch nur zufällig die kostenminimale Allokation erreicht wird.

¹⁴ Das Problem der Zielverfehlung wird bei dieser Aussage ausgeblendet, weil es bereits bei der Bewertung der Zielkonformität berücksichtigt wurde.

Ob eine Abnahmegarantie für grünen Strom zu vermiedenen Kosten (in den Niederlanden z. Z. etwa 7 Pfennige je kWh) besser oder schlechter abschneidet als die Selbstvermarktung hängt von den Transaktionskosten der Selbstvermarktung ab. Wenn diese zu einem höherem Ressourcenverbrauch der Quotenerfüllung führen als eine einfacher zu regelnde aber verzerrende Abnahmegarantie, dann ist die Abnahmepflicht durch den Netzbetreiber zu vermiedenen Kosten vorzuziehen. Nachfolgend wird allerdings davon ausgegangen, dass bei Selbstvermarktung eine Bündelung des Angebots kleiner EEA-Betreiber erfolgt und damit die Verhandlungskosten für den Netzzugang erheblich reduziert werden, so dass die Selbstvermarktung im Sinne der statischen Effizienz höher beurteilt wird. Auch im Hinblick auf die dynamische Anreizwirkung hat die Selbstvermarktung Vorteile, da ein ständiger Anreiz zur Senkung der Netzzugangsverhandlungskosten gegeben ist.

Die Einführung eines Zertifikatesystems hat Vorteile bezüglich der allokativen Effizienz von EEA, da gegenüber einem reinen Ökostromhandel (ohne Trennung von Service und Commodity) eventuelle Netzengpässe und institutionelle Hemmnisse, die bei der Durchleitung von Strom auftreten können, nicht zum Tragen kommen. Da insbesondere im internationalen Handel mit Strom erhebliche Netzengpässe bestehen, die das Ausschöpfen günstiger Produktionsbedingungen für grünen Strom behindern können, ist die Einführung eines Zertifikatehandels aus statischer Sicht zumindest für eine Übergangszeit, in der entsprechende Netzkapazitäten aufgebaut werden können, zu begrüßen. Allerdings kann es durch die Trennung von Service und Commodity zu einem ineffizienten Verdrängen lokaler konventioneller Stromproduktion kommen.

In bezug auf den Adressatenkreis scheint die Einzelhändlerebene die beste Deckung von Nachfrage und Angebot zu ermöglichen, weil die Händler über die besten Marktinformationen verfügen und sich somit bei ihnen das optimale EEA-Portfolio mit den geringsten Informationskosten einstellt. Diese Einschätzung gilt auch dann noch, wenn man in Betracht zieht, dass auf der Händlerebene weniger Freiheitsgrade der Quotenerfüllung existieren als auf der Erzeuger- oder Endverbraucherebene. Denn es ist nicht zu erwarten, dass ein Eigenheimbesitzer oder ein Industrieunternehmen in der Lage ist, im Vergleich zu einem spezialisierten EEA-Betreiber zuzüglich Händlermarge EEA kostengünstiger zu installieren und zu betreiben. Weiterhin kann davon ausgegangen werden, dass auf der Erzeugerseite im Vergleich zur Verbraucherseite die besseren Informationen über die Preiswürdigkeit verschiedener Angebote von EEA-Betreibern vorliegen. Die Gefahr, dass es bei der Endverbraucherebene als Adressaten zu ineffizienten Allokationen aufgrund von unvollständiger Information kommt, ist im Vergleich zu den Erzeugern größer.

In punkto allokativer Effizienz ist die Einführung von handelbaren Zertifikaten am höchsten einzuschätzen. Die Wahl der Adressatenebene wird als zweitwichtigstes Kriterium angesehen. Die Regelung des Netzzugang ist in diesem Zusammenhang deshalb als relativ unbedeutend zu erachten, weil dadurch lediglich die Transparenz des Commodity-Preises gewährt wird. Da davon ausgegangen werden kann, dass dieser Preis heute zwischen 3 und 4,5 Pfennig je Kilowattstunde liegt¹⁵ und der Preis

¹⁵Vgl. [Dany et al. 2000b, S. 52].

für grüne Zertifikate ein vielfaches darüber, wird der Transparenz des Commodity-Preises hier nur wenig Bedeutung beigemessen. Geht man jedoch von einer Vergütung wie im niederländischen Beispiel von ca. 7 Pfennigen aus, kann eine Abnahmegarantie mit Vergütungspflicht im Zertifikatmodell sehr wohl zu bedeutenden Ineffizienzen bei der Quotenerfüllung führen.

Um die statische Effizienz insgesamt beurteilen zu können, wird neben der allokativen und dynamischen Effizienz der verschiedenen Quotensysteme auch die zu erwartenden Transaktionskosten bewertet. Über die Höhe der Transaktionskosten bestimmen (vgl. [Brockmann et al. 1999, S. 88f.]):

1. die Kosten zur Implementierung des Regulierungsmechanismus'. Sie hängen unter anderem davon ab, welcher Aufwand für die Schaffung einer Behörde, für die Schulung von Personal etc. zu erwarten sind. Die Kosten sind vermutlich geringer, wenn der Quotenadressat bereits einer Regulierung unterliegt, wenn die Anzahl der Quotenadressaten relativ gering ist und wenn es wenige und einfache Funktionsregeln des Quotensystems gibt. Bei der Zulassung von Zertifikatehandel entstehen darüber hinaus zusätzliche Kosten.
2. die Kosten der Durchführung der Regulierung. Hierunter fallen die notwendigen Tätigkeiten der Quotenerfüllung wie der Abschluss von Kaufverträgen für Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen, der Kauf von Zertifikaten, die Kosten der Zertifizierung, der Zertifikateausstellung und des Zertifikatehandels. Die Einführung eines Zertifikatehandels schafft zusätzliche Kosten während die Abnahmegarantie gegenüber der Selbstvermarktung sicherlich mit geringeren Kosten verbunden ist
3. die Kosten für die Kontrolle der Regulierung. Nach [Drillisch 1999a] gibt es bei Quotenmodellen zwei wesentliche Kontrollfunktionen, nämlich die Überwachung der ordnungsgemäßen Zertifizierung und die Kontrolle der Quotenerfüllung.¹⁶ Während die Überwachung der Zertifizierung als unabhängig von der Ausgestaltung des Quotensystems angesehen werden kann, hängen die Kosten der Überwachung der Quoteneinhaltung (inkl. Sanktionierung) sicherlich von der Anzahl der Quotenverpflichteten ab. Darüber hinaus ist sicherlich von Bedeutung wie groß der Informationsvorsprung der Adressaten gegenüber der Regulierungsbehörde ist.

Was die Anzahl der Quotenverpflichteten betrifft, kann davon ausgegangen werden, dass die Endverbraucher als Adressatenebene sicherlich die größte Anzahl (mehrere Millionen Haushalte und Unternehmen) Verpflichteter umfasst. Die Mächtigkeit der Erzeuger- und Einzelhändlerebene ist weitaus geringer (mehrere Hundert). Die Anzahl der Erzeuger und Einzelhändler wird in etwa gleich eingeschätzt.

Die beste Möglichkeit, bei einer bestehenden Regulierungsbehörde anzusetzen, bietet die Erzeugerebene, da die Erzeuger beispielsweise über das Bundesimmissionsschutzgesetz, die Großfeuerungsanlagenverordnung oder die Investitionsaufsicht bereits heute reguliert werden. Die Verkäufer unterliegen derzeit einer Preisaufsicht,

¹⁶ [Drillisch 1999a] nennt als dritte Kontrollfunktion die Überwachung der Funktionsfähigkeit des Zertifikatemarktes. Diese Aufgabe könnte jedoch auch von der Kartellbehörde übernommen werden.

die im Zuge der Liberalisierung jedoch zunehmend unbedeutender wird. Die Verbraucherebene wird in Bezug auf Strom nicht reguliert. Ein künstlicher gemeinsamer Nenner der Endverbraucher könnte in der „Regulierung“ durch das Finanzamt gesehen werden. Es erscheint jedoch unrealistisch die Regulierung der Quotenverpflichtung an die Finanzämter anzuhängen, da ansonsten eine sehr große Anzahl öffentlicher Angestellter in einem für sie völlig fremden Bereich geschult werden müssten.

Werden die Erzeuger zur Quotenerfüllung verpflichtet bedürfte es einer Reihe von Sonderregelungen. Dort gilt es beispielsweise zu unterscheiden, welcher Teil der Produktion innerhalb bzw. außerhalb des Quotengebiets abgesetzt wird. Dies ist insbesondere dann schwierig, wenn der Erzeuger an einen Stromhändler verkauft und erst auf dieser Ebene über den Zielort der Stromlieferung entschieden wird. Um diesen Sachverhalt bei den Erzeugern als Quotenverpflichtete abzufangen entsteht zusätzlicher Regulierungsaufwand. Insgesamt kann man davon ausgehen, dass sich in bezug auf die Adressatenebene die Regulierungskosten von Erzeuger- und Einzelhändlerebene nicht erheblich unterscheiden. Beim Endverbraucher als Quotenverpflichteten werden jedoch höhere Transaktionskosten erwartet.

Die Trennung von Service und Commodity zur Einrichtung eines Zertifikatehandels verursacht zusätzliche Transaktionskosten allein durch die Einrichtung einer Zertifikatebörse bzw. durch die Eingliederung einer Zertifikatebörse in die bestehenden Warenbörsen. Eine Abnahmegarantie (bei Zertifikatehandel: zu festgelegten vermiedenen Kosten) für Strom aus EEA stellt eine relativ einfache Netzzugangsregelung mit geringen Transaktionskosten dar. Die Selbstvermarktung der EEA-Erzeugung ist dagegen mit Anbahnungs- und Abschlusskosten von Transaktionen verbunden, deren Kosten höher einzuschätzen sind als die Kosten der Abnahmegarantieregelung.

Die Entscheidung bezüglich der Adressatenebene hat hinsichtlich der Transaktionskosten mehr Gewicht als die Entscheidung über die Trennung von Service und Commodity und diese wiegt wiederum schwerer als die Entscheidung des Netzzugangs. Für die Bewertung der statischen ökonomischen Effizienz wird die alloкатive Effizienz wiederum höher gewichtet als die Bewertung der Transaktionskosten, weil damit gerechnet werden kann, dass das finanzielle Volumen der Stromverkäufe das Volumen der Transaktionskosten bei weitem übersteigt und die Transaktionskosten durch Lerneffekte im Laufe der Zeit geringer werden.

2.2.4.4 Institutionelle Beherrschbarkeit

Die Diskussion zur institutionellen Beherrschbarkeit befasst sich einerseits mit der politischen Durchsetzbarkeit einer Quotenregelung und andererseits mit den Möglichkeiten ihres politischen Missbrauchs.

In bezug auf die politische Durchsetzbarkeit ist es zunächst wichtig, die „Verlierer“ und die „Gewinner“ einer Quotenregelung gegenüber dem Status quo zu ermitteln. Ob sich eine bestimmte Ausgestaltungsform durchsetzen lässt, hängt zudem von der Interessensorganisation der Gewinner und Verlierer ab. Der deutsche Status quo

wird durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)¹⁷ beschrieben, durch das den Erzeugern von grünem Strom eine Abnahmegarantie zu garantierten Preisen gewährt wird. Die Preisgarantie wird von den Stromeinzelhändlern übernommen. Das bedeutet, in Deutschland profitieren gegenwärtig die Hersteller (indirekt) und Betreiber (direkt) von Anlagen zur Erzeugung von grünem Strom gegenüber einem freien Strommarkt, bei dem alle Anlagenbetreiber miteinander konkurrieren müssen und es keine Abnahme- und Vergütungsgarantie für Strom gibt. Die Erzeuger von konventionellem Strom und die Verbraucher sind benachteiligt, da den konventionellen Stromerzeugern Marktanteile genommen und den Verbrauchern zusätzliche finanzielle Lasten aufgebürdet werden. Die relative inländische Wettbewerbssituation der Einzelhändler ändert sich nicht, da sie im Verhältnis zu ihrem Stromabsatz alle gleich belastet werden und diese Belastung an die Endverbraucher weitergeben.

Die Interessen der Stromerzeuger werden durch den VIK und den VDEW vertreten, welche sicherlich als einflussreiche Industrieverbände gelten können. Die Interessen der Hersteller und Betreiber von Anlagen zur Produktion von grünem Strom werden vom Bundesverband Erneuerbare Energie, dem Bundesverband Windenergie und teilweise vom VDMA wahrgenommen. Zudem können sie auch mit der Unterstützung der großen Umweltverbände in Deutschland (z.B. BUND) rechnen. Die Interessen der Endverbraucher (inkl. Unternehmen) werden durch Verbraucherverbände (private Konsumenten) und für die Industrie beispielsweise durch den BDI, den DIHT und den VCI vertreten. Die Verkäuferinteressen sind im VKU und teilweise im VDEW organisiert. Die Vertreter der Industrieendverbraucher sind dabei sicherlich als am Einflussreichsten einzustufen, da sie die größere Wirtschaftskraft und die größere Anzahl von Unternehmen bündeln. In der Diskussion um das Stromeinspeisungsgesetz hat sich gezeigt, dass die Verbände der Stromhändler und -erzeuger sowie die Verbände der EEA-Betreiber und -Hersteller in etwa ähnlichen Einfluss auf die Politik in bezug auf erneuerbare Energien haben, da bei der Formulierung des Gesetzes ihren Interessen sehr weitgehend entsprochen wurde.¹⁸ Im Gegensatz zu den Stromhändlern, welche eine gewisse Kundennähe bewahren müssen, können die konventionellen Stromerzeuger glaubhaft mit Abwanderung aus dem Quotengebiet drohen. Für die Durchsetzbarkeit einzelner Ausgestaltungsformen von Quotenmodellen bedeutet dies, dass es aufgrund der starken Interessenvertretung schwierig sein wird, die Endverbraucher als Adressatenebene zu wählen und durch die geringe Betroffenheit der Stromeinzelhändler auf dieser Ebene die Durchsetzung eher zu erwarten ist.

Da die Endverbraucherverbände großes Interesse an einer kostengünstigen Quotenerfüllung haben, werden sie für die größtmögliche Flexibilität der Erfüllung plädieren und die Einführung von grünen Zertifikaten befürworten. Auch auf der Einzelhändlerebene erscheint eine Befürwortung von Zertifikatehandel für den Service und Selbstvermarktung für die Commodity wahrscheinlich, da diese Form der Ausgestal-

¹⁷ Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz) sowie zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes und des Mineralölsteuergesetzes vom 29.3.2000, BGBl. 2000 I, 305.

¹⁸ Ähnliches gilt auch für das gegenwärtig diskutierte Erneuerbare-Energien-Gesetz, das deutlich die Handschrift der Erneuerbare-Energien-Verbände trägt.

tung sehr gut zu den Handelstätigkeiten in liberalisierten Strommärkten passt. Daher werden die Interessen der EEA-Betreiber und –Hersteller bei der Ausgestaltung eines Quotensystems wohl kaum gewahrt. Ihr größter Widerstand wird sich sicherlich gegen die Selbstvermarktung von Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen richten, so dass die Vereinbarung einer Abnahmegarantie als leichter durchsetzbar erscheint.

Die bedeutendste Frage bei der Bewertung der Durchsetzbarkeit ist sicherlich die Wahl der Adressatenebene, weil mit dieser Entscheidung die direkteste Betroffenheit von gesellschaftlichen Gruppen einhergeht. Die Entscheidungen bezüglich der Einführung eines Zertifikatehandels ist dahinter höher zu bewerten als die Entscheidung über die Art des Netzzugangs. Aufgrund dieser Überlegungen erscheint ein Quotensystem, das auf der Einzelhändlerebene ansetzt, Zertifikatehandel einführt und Abnahmegarantien für grünen Strom zu vermiedenen Kosten vorsieht, am leichtesten durchsetzbar. Dass dieses System dem einzigen bisher implementierten Quotensystem für erneuerbare Energien in den Niederlanden entspricht, zeigt, dass die hier vorgenommenen Abwägungen Relevanz besitzen.

Die Möglichkeiten des politischen Missbrauchs sind bei Quotenmodellen zunächst nicht offensichtlich. Missbrauch könnte bedeuten, dass ein Quotensystem zur Erreichung anderer politischer Zwecke verwendet wird oder zur Täuschung von Wählern oder gar zur persönlichen Bereicherung von Politikern. Im Sinne der persönlichen Bereicherung könnte man sich eine Situation konstruieren, bei der es aus politischer Sicht opportun wäre, zunächst eine Ausgestaltungsform zu propagieren, die den zahlungskräftigsten Interessengruppen am meisten schadet, um bei entsprechendem Einsatz von Lobbygeldern später die Variante zu verabschieden, welche die am wenigsten zahlungskräftigen Interessengruppen benachteiligt. Betrachtet man als Missbrauch die Täuschung von Wählern, so könnte eine Belastung der Großen und ein Verschonen der Kleinen hilfreich sein, die Kosten würden dann zwar auch auf die „Wähler“ überwältigt, dies würde sich jedoch erst später zeigen.

Insgesamt lässt sich jedoch keine Diskriminierung der einen oder anderen Ausgestaltungsform vornehmen. Ist die Quotenregelung einmal eingeführt, sind die politischen Missbrauchsmöglichkeiten ohnehin sehr begrenzt, da durch die Quotenregelung keine öffentlich verwalteten Finanzströme wie etwa Steuern induziert und damit in dieser Hinsicht keine Begehrlichkeiten von politischer Seite geweckt werden.

2.2.5 Rechtliche Rahmenbedingungen

Sowohl die Quotenmodelle als auch die Modelle mit garantierter Einspeisevergütung versuchen, den erneuerbaren Energien eine fördernde Hilfestellung zu geben. Das geltende Recht enthält dabei keinen Vorbehalt für einen Anreiz im Sinne des Strom-einspeisungsgesetzes. Sowohl die garantierte Einspeisevergütung als auch die Quotenverpflichtung stellen eine Form der – grundsätzlich erlaubten – Wirtschaftslenkung¹⁹ zur Förderung der erneuerbaren Energien dar: Durch eine staatliche Maßnahme (Verankerung einer Abnahme- und Vergütungspflicht bzw. einer verbindlichen Mengenpflicht) soll auf einen wirtschaftlichen Prozess eingewirkt werden (die Nachfrage nach Öko-Strom und letztlich die Energieerzeugung), um einen wirtschafts-

¹⁹ Zum Begriff vgl. BVerwGE 71, S. 183, 190.

sozial- bzw. gesellschaftspolitisch erwünschten Zustand (gesteigerter Anteil der erneuerbaren Energien am Energiemix) herzustellen.

Freiheits- und Gleichheitsrechte lassen sich über eine Quote mit Selbstvermarktung besser verwirklichen als im Rahmen einer Abnahme- und Vergütungspflicht.

Was die europarechtliche Seite der Förderung der erneuerbaren Energien betrifft, so stecken die Bestimmungen des EU-Vertrags über den freien Warenverkehr und über staatliche Beihilfen den Rahmen für das Handeln der Mitgliedstaaten ab. Die Europäische Kommission sieht Instrumente, welche die Förderung für erneuerbare Energien auf die innerstaatliche Ebene beschränken (wie z. B. das StrEG bzw. EEG) und nicht für importierte, unter gleichen Bedingungen erzeugte Elektrizität gelten, im Konflikt mit den Regeln des Binnenmarktes und den Beihilfebestimmungen. Es ist zwingend erforderlich, dass alle nationalen Förderungsmechanismen mit der Zeit die Möglichkeit des Zugangs importierter Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern zu innerstaatlichen Förderregelungen auf nichtdiskriminierender Grundlage vorsehen.²⁰ Die Mitgliedstaaten, die an der Einführung eines Quotenmodells interessiert sind, müssen ihr Konzept eines Mengenmechanismus an zwei Maximen ausrichten: Sie sollen für Wettbewerb unter den einzelnen Ökostrom-Erzeugern sorgen und den Handel zwischen den Mitgliedstaaten ermöglichen.

Die Idee einer Quote lässt Raum für eine Vielzahl von Gestaltungsmöglichkeiten, wobei die Frage nach der rechtlichen Zulässigkeit immer eine Einzelfallentscheidung sein wird.²¹ Stellt man auf die Situation der Quotenverpflichteten ab, kommt insbesondere dem Grundsatz der Verhältnismäßigkeit besondere Bedeutung zu.²² Bei der Überlegung, wer in welcher Weise für eine Quote in die Pflicht genommen werden soll, darf der Einzelne in seinem Freiheitsanspruch gegenüber dem Staat von der öffentlichen Gewalt jeweils nur insoweit beschränkt werden, als es zum Schutze öffentlicher Interessen unerlässlich ist. Es sei hier nochmals der Hinweis erlaubt, dass eine Politik der Mengensteuerung konzeptionell größere Freiräume gewährt als etwa Ge- oder Verbote (in Form einer Abnahme- und Vergütungspflicht). Innerhalb der verschiedenen Modellvarianten lässt sich konstatieren, dass eine Inanspruchnahme der Endverbraucher oder der Verkäufer regelmäßig weniger 'grundrechtsintensiv' wirkt, als etwa eine Quotenpflicht der Stromerzeuger. Ein Modell, das den Produzenten verpflichtet, in sein Stromangebot auch einen fixen Anteil an regenerativ erzeugten Strom aufzunehmen, wäre sicherlich ein starker Eingriff in die Berufsfreiheit der Erzeuger. Die Inanspruchnahme der Verbraucher oder der Händler führt letztlich zum gleichen (Mengen-) Ergebnis und beeinträchtigt die Betroffenen weniger stark als eine vergleichbare Erzeugerquote. Letztlich erweist sich eine Quote auf der Händler- oder Kundenebene als das mildere Mittel, das zur Zweckerreichung ebenso geeignet ist und zudem Dritte und die Allgemeinheit weniger belastet.

²⁰ [EC 1999, S. 15].

²¹ Im Hinblick auf die große Zahl möglicher Modellvariationen können die folgenden Überlegungen die auftretenden rechtlichen Fragen nur ansatzweise und zum Teil stark verkürzt skizzieren.

²² "Dem Grundsatz der Verhältnismäßigkeit [...] kommt eine die individuelle Rechts- und Freiheitssphäre verteidigende Funktion zu." BVerfGE 81, 310, 338.

Grundsätzlich realisierbar sind sowohl Quotenmodelle, die an der Verkäuferenebene (Händler) ansetzen als auch solche, welche die Käufer (Endkunden) in die Pflicht nehmen. Unter dem Aspekt der individuellen Freiheit mag eine Kundenquote vorzugswürdig erscheinen. Die Händler sind insoweit nämlich frei zu entscheiden, welche Art von Strom sie anbieten, möglich ist ein Agieren sowohl als reine 'Regenerativstromhändler' als auch als reine 'Konventionellstromhändler'.²³

Was die Gewährung einer Abnahmegarantie betrifft, muss die Frage gestellt werden, ob ein solcher Schutzmechanismus für die Erzeuger von Strom aus regenerativen Energien überhaupt notwendig ist. Die Sicherheit eines garantierten Abnehmers für die Begünstigten (Regenerativstromerzeuger) geht einher mit einer spürbaren Beschränkung der Handlungsfreiheit der Betroffenen (Netzbetreiber) und lässt sich nur solange und soweit rechtfertigen, als das Funktionieren des Fördersystems ohne eine solche Abnahmegarantie nicht möglich ist. Zudem sollte in Betracht gezogen werden, dass die zwangsweise Inanspruchnahme der Netzbetreiber dem Bestreben nach einem weitgehenden 'Unbundling' zuwiderläuft und daher als systemwidrig anzusehen ist. Die Verpflichtung der Netzbetreiber zur Abnahme des regenerativ erzeugten Stroms kann allenfalls 'Ultima ratio' sein – etwa für eine Anfangsphase – und muss immer unter dem Aspekt der Verhältnismäßigkeit geprüft werden. Es bestehen berechtigte Zweifel, ob die Freiheitsbeeinträchtigung der Netzbetreiber einer solchen Prüfung standhält; im Hinblick auf die tatsächlichen Möglichkeiten zur Vermarktung des Regenerativstromes scheint eine solche Zwangsregelung weder erforderlich zu sein noch in einer angemessenen Zweck-Mittel-Relation zu stehen.

Schließlich gilt es zu bedenken, dass bei einem 'Wechsel der Förderphilosophie' immer auch entsprechende Übergangsregelungen vorzusehen sind. Der Grundsatz des Vertrauensschutzes und der Rechtssicherheit verlangt gewisse Anpassungsfristen. Den derzeit Begünstigten einer Einspeisevergütung sollen weder geschützte Rechtspositionen entzogen noch Fördergarantien ad infinitum gegeben werden.

2.3 Zwischenfazit

Aus der ordnungspolitischen Diskussion lässt sich ein Ranking der verschiedenen Ausgestaltungsformen eines Quotenmodells erstellen. Wenn die erörterten Kriterien gleichgewichtet werden und die 12 möglichen Kombinationen aus Adressatenebene (3), Netzzugang (2) und Handelbarkeit von Zertifikaten (2) zugrunde gelegt werden, können 12 Punkte für jede der 6 Bewertungskategorien vergeben werden (maximal 72 Punkte pro Ausgestaltungsvariante) (vgl. Abb. 2 und 3).

²³ Zweifel an einem solchen Szenario scheinen aber schon dahingehend angebracht, als bei einer Kundenverpflichtung sichergestellt sein muss, dass der Kunde seine Verpflichtung erfüllen kann. Das heißt zum einen, dass eine entsprechende Menge an regenerativ erzeugtem Strom auf dem Markt sein muss und dass die Verkäufer den Verbrauchern bei der Erfüllung der Verpflichtung Hilfestellung leisten. Daher wird der Stromhändler auch immer als 'Sekundärverpflichteter' zu betrachten sein; der Freiraum einer Kundenquote relativiert sich.

Abbildung 2: Ordnungspolitisches Ranking nach Kategorien

	Entscheidungsebene	Zielkonformität	Systemkonformität	Ökonom. Effizienz	Institution. Beherrsch.	Rechtliche Aspekte
E-ZA	4	5	3	9	8	2
E-ZS	4	1	8	10	7	4
E-PA	4	11	1	3	6	1
E-PS	4	8	2	4	5	3
H-ZA	8	6	7	11	12	6
H-ZS	8	3	12	12	11	8
H-PA	8	12	7	5	10	5
H-PS	8	9	12	6	9	7
V-ZA	12	5	7	7	4	10
V-ZS	12	1	12	8	3	12
V-PA	12	11	7	1	2	9
V-PS	12	8	12	2	1	11

E = Erzeugerverpflichtung, H = Händlerverpflichtung; V = Verbraucherverpflichtung;

Z = Einführung von handelbaren Grüner Zertifikate und Trennung von Service und Commodity;

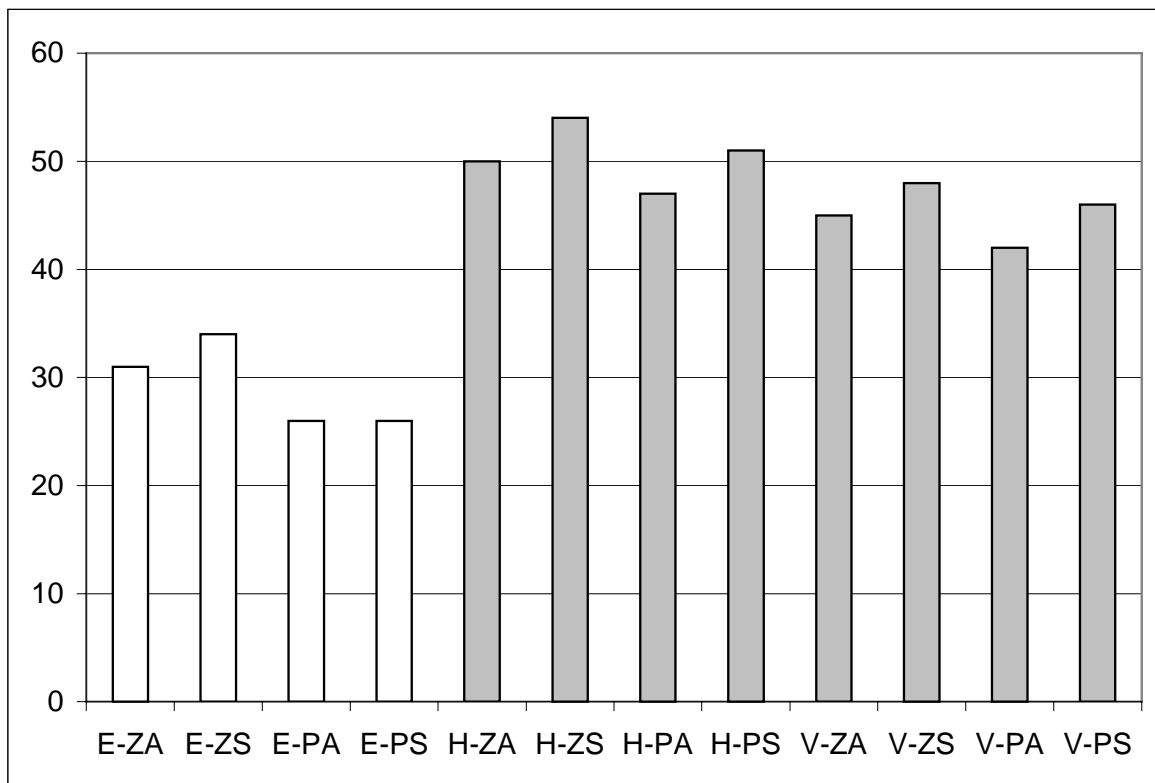
P = Physikalische Quotenerfüllung, d.h. Service und Commodity werden nicht getrennt;

S = Selbstvermarktung, d.h. es besteht keine Abnahmegarantie für die Commodity;

A = Abnahmegarantie, d.h. der Strom muss vom Netzbetreiber abgenommen und vergütet werden.

Für eine absolute Bewertung der Modelle müsste eine Gewichtung der einzelnen Bewertungskategorien vorgenommen werden. Dabei wird jedoch ein zusätzliches hohes Maß an Subjektivität in die Beurteilung eingebracht. Um dieses Problem der subjektiven Gewichtung einzelner Kategorien zu umgehen, kann man untersuchen, ob einzelne Ausgestaltungsvarianten von anderen dominiert werden. Die grau unterlegten Balken in Abbildung 3 markieren diejenige Modellvarianten, die zumindest in einer Kategorie besser abschneiden als jene Varianten, deren Bewertungsbalken nicht unterlegt sind (dominante Varianten). Das bedeutet umgekehrt, dass die nicht unterlegten Varianten (H-XX, V-XX) gegenüber einer der anderen Variante (E-XX) in keiner Kategorie besser und mindestens in einer Bewertungskategorie schlechter abschneiden.

Abbildung 3: Gesamtbewertung der analysierten Quotenmodellvarianten



E = Erzeugerverpflichtung, H = Händlerverpflichtung; V = Verbraucherverpflichtung;
 Z = Einführung von handelbaren Grüner Zertifikate und Trennung von Service und Commodity;
 P = Physikalische Quotenerfüllung, d.h. Service und Commodity werden nicht getrennt;
 S = Selbstvermarktung, d.h. es besteht keine Abnahmegarantie für die Commodity;
 A = Abnahmegarantie, d.h. der Strom muss vom Netzbetreiber abgenommen und vergütet werden.

Als Ergebnis kann somit festgehalten werden, dass Modellvarianten mit Erzeugerverpflichtung (E-XX) grundsätzlich schlechter abschneiden als solche mit Händler- oder Verbraucherverpflichtung (H-XX, V-XX). Die Endverbraucherverpflichtung hat gegenüber der Händlerverpflichtung in den Kategorien 'Entscheidungsebene' und 'rechtliche Rahmenbedingungen' Vorteile, während die Einzelhändlerverpflichtung den Kriterien 'Zielkonformität', 'ökonomische Effizienz' und 'institutionelle Beherrschbarkeit' besser genügt. Das bedeutet, dass aus ökonomischer Sicht (Schritt 4 im Analyseraster) eine Einzelhändlerverpflichtung vorzuziehen wäre. In Punkto 'ökonomische Effizienz', 'institutionelle Beherrschbarkeit' und 'rechtliche Rahmenbedingungen' ist eine Flexibilisierung durch handelbare Zertifikate (X-ZX) vorzuziehen. Bezüglich der 'Zielkonformität' hat eine Trennung von Service und Commodity aufgrund des nationalen Blickwinkels der Zielsetzung allerdings einige gravierende Nachteile. Es ist anzunehmen, dass die Zulassung von Zertifikatehandel den grenzüberschreitenden Handel erleichtert, einem Land, das ein vergleichsweise geringes Ressourcenpotenzial besitzt, aber die Erreichung seiner Umwelt- und sonstiger Ziele erschwert. Innerhalb einer Zielgemeinschaft („Green Bubble“), die neben dem Zertifikatehandel ein paralleles Bilanzierungssystem für den primären Umwelt- und Klimanutzen betreibt (z.B. Joint Implementation auf der Basis nationaler Baselines für Strom aus erneuerbaren Energien), können diese Probleme zum Teil behoben werden. Dann ist die Flexibilisierung der Quotenerfüllung durch Zertifikatehandel aus ökonomischer Sicht sicherlich zu empfehlen.

Eine Abnahmegarantie für grünen Strom (X-XA) weist bei den Kriterien 'Zielkonformität' und 'institutioneller Beherrschbarkeit' Vorteile auf. Aus Gründen der Systemkonformität hingegen ist die Selbstvermarktung der Commodity (X-XS) durch die EEA-Betreiber wünschenswert. Ob sie als insgesamt ordnungspolitisch vorteilhaft zu bewerten ist, hängt letztlich davon ab, wie schnell bei diesem Prozess durch Lerneffekte transparente und einfache Marktmechanismen (Minimierung der Transaktionskosten) geschaffen werden.

Die zu Anfang des Aufsatzes aufgezeigte Vorstellung eines idealen Quotenhandelsystems, das sich durch Trennung von Service und Commodity, einen verhandelten Netzzugang für die Ware Strom und – gemäß dem Verursacherprinzip – einer Verpflichtung der Endverbraucher zur Erfüllung der Quote auszeichnet, schneidet in der ordnungspolitischen Bewertung zwar relativ gut ab. Insbesondere in den Punkten 'Zielkonformität' und 'institutionelle Beherrschbarkeit' ist diese Ausgestaltungsvariante (V-ZS) jedoch mit Schwächen behaftet. Allerdings kann davon ausgegangen werden, dass nach einer Übergangsfrist mit Abnahmegarantie und im Laufe der Entwicklung zu einem gesamteuropäischen Strommarkt einige dieser Schwächen gemildert werden.

Als politische Handlungsempfehlung für die Einführung eines nationalen Quotenmodells ergeben sich aus der vorliegenden Analyse (und einem stärkeren ökonomischen Fokus) folgende Handlungsempfehlungen:

1. Den Nachweis zur Einhaltung einer politisch vorgegebenen Quote der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien am gesamten Stromaufkommen sollen die Verkäufer von Strom erbringen.
2. Die Quotenerfüllung soll auf nationaler Ebene durch die Einführung eines Systems handelbarer (grüner) Zertifikate flexibilisiert werden. Solange kein klarer Anrechnungsrahmen für Zertifikate und Umweltnutzen auf internationaler Ebene (insbesondere EU-Ebene) geschaffen ist, sollen ausländische grüne Zertifikate nur dann zum Quotennachweis zugelassen werden, wenn gleichzeitig ein entsprechender Stromzufluss aus dem Ausland gewährleistet ist.
3. Bei der Einführung der Quotenregulierung sollen nur Anlagen, welche eine gewisse Mindestkapazität (z.B. 10 MW) überschreiten ihre Commodity selbst vermarkten müssen. Kleineren Erzeugern wird eine Abnahmegarantie und eine Mindestvergütung zu vermiedenen Kosten gewährt, wie sie heute bereits in der Verbändevereinbarung II (VV II) vorgesehen ist. Mit zunehmender Etablierung des Quotenhandelssystems kann die Anlagengrenze für die Gewährung dieser Abnahmegarantie schrittweise verringert werden.

2.4 Ordnungspolitischer Vergleich zwischen Einspeisemodellen, Ausschreibungsmodellen und Quotenhandelsmodellen

Nach der ausführlichen ordnungspolitischen Diskussion verschiedener Quotenhandelsmodellen vor dem Hintergrund einer umweltpolitischen Motivation werden die als sinnvoll erachteten Quotenmodelle mit Händler- und Endverbraucherpflichtung nun alternativen Typen von Förderinstrumenten gegenübergestellt. Anhand des oben eingeführten ordnungspolitischen Analyserasters werden nachfolgend Einspeisemodelle, Ausschreibungsmodelle und Quotenmodelle zur Förderung erneuerbarer

Energien im Stromsektor miteinander verglichen. Neben der umweltpolitischen Zielsetzung, die durch den Zubau erneuerbarer Energien verfolgt wird, sollen nachfolgend auch wirtschafts- und technologiepolitische Ziele berücksichtigt werden.

2.4.1 Verschiedene Ziele der Förderung erneuerbarer Energien

Es besteht kein Zweifel, dass ohne eine gezielte Förderung sogenannter „neuer erneuerbaren Energien“ bzw. ohne eine Internalisierung der Umweltkosten (externe Kosten) von konventionellen Energien die Stromerzeugung in großen Wasserkraftwerken auch heute noch die einzige wesentliche erneuerbare Energiequelle in der Stromwirtschaft wäre. Die Ausbaupotenziale für Großwasserkraftwerke in Deutschland und anderen europäischen Staaten sind jedoch begrenzt und die erzielbaren Stromgestehungskosten bei Neuanlagen nur in wenigen Fällen wettbewerbsfähig. Zudem ist der Neubau entsprechender Staudämme und Staustufen aus Gründen des Landschafts- und Artenschutzes umstritten.

Dennoch gibt es eine gewisse – wenn auch vergleichsweise geringe – Nachfrage nach Strom aus neuen erneuerbaren Energien (Photovoltaik, Windkraft, Wasserkraft, Biomasse, Geothermie etc.). Die Stromversorger und Ökostromhändler versuchen diese Nachfrage mit sogenannten „grünen Angeboten“ zu befriedigen (vgl. [Markard 1998], [Dreher et al. 2000a], [Dreher et al. 1999a]). Um jedoch Zubauziele, wie sie von den europäischen Regierungen oder der Europäischen Kommission formuliert wurden (vgl. [Bräuer et al. 2000]), zu erreichen, bedarf es eines hoheitlichen Regulierungsrahmens, der ein entsprechendes Angebot und/oder eine entsprechende Nachfrage nach „grünem Strom“ gewährleistet.

Für die Einführung einer staatlichen Regulierung zur Förderung erneuerbarer Energien werden verschiedene politische Motive geltend gemacht, die den Ressorts Umwelt, Wirtschaft und Forschung zugeordnet werden können. Aus umweltpolitischer Sicht trägt die vermehrte Produktion von grünem Strom sowohl zur Vermeidung von Klimagasen als auch zur Schonung erschöpfbarer Ressourcen bei. Vor diesem Hintergrund haben die meisten europäischen Staaten konkrete Ausbauquoten, bezogen auf das Stromaufkommen der heimischen Wirtschaft, als Zielgröße für die Förderung von grünem Strom formuliert. In dieser Arbeit wird dieses Ziel als die Produktion von grünem Strom bzw. das Verdrängen einer bestimmten Menge Strom aus konventioneller Produktion in Deutschland verstanden.

Aus wirtschaftspolitischer Sicht steht auch die heimische Fertigung von Windkraftanlagen, Biomasseanlagen etc. mit der entsprechenden Schaffung von Arbeitsplätzen und zukünftigen Exportchancen im Vordergrund der Förderpolitik für erneuerbare Energien. In diesem Zusammenhang wird häufig argumentiert, dass ein inländischer Markt die Voraussetzung für erfolgreiche Exporte von Anlagen zur Stromproduktion aus erneuerbaren Energien sei. Vor diesem Hintergrund wird häufig die Schaffung von Investitionssicherheit bei der Förderung erneuerbarer Energien als sekundäre Zielsetzung in den Vordergrund gerückt.

Aus forschungspolitischer Sicht werden solche Innovationen gefördert, die dem Ziel der Senkung von Stromgestehungskosten aus erneuerbaren Energien auf ein wettbewerbsfähiges Niveau dienen. Dahinter steht die Grundidee, dass es im Sinne des Umweltschutzes ausreicht, kostensenkende Innovationen zu fördern. Haben diese

Technologien zur Grüne-Stromerzeugung einmal eine gewisse Barriere der Stromgestehungskosten unterschritten – so die Idee – dann regelt der Markt den aus umweltpolitischen Erwägungen gewünschten Zubau dieser Technologien automatisch.

In den Begründungen für den Erlass nationaler Regulierungen zur Förderung erneuerbarer Energien finden sich zumeist mehrere dieser Ziele gleichzeitig wieder (z.B. Begründung zum EEG oder im Zusammenhang mit den Ausschreibungsmodellen in England und Wales, vgl. [DTI 1994] sowie [Drillisch et al. 1997, S. 138]). Zur Begründung des EEG²⁴ heißt es:

„Das Gesetz verfolgt aus Gründen des Klima- und Umweltschutzes das Ziel der Verdopplung des Anteils erneuerbarer Energien an der Elektrizitätserzeugung bis zum Jahr 2010. Erneuerbare Energien sollen mittelfristig zu einem wesentlichen Standbein der Energieversorgung ausgebaut werden. Notwendig dafür ist eine dynamische Entwicklung der verschiedenen Technologien zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen. Mittel- und langfristig sollen dadurch die Wettbewerbsfähigkeit mit konventionellen Energieträgern ermöglicht und die Position der deutschen Industrie und Technologie auf dem Weltmarkt gestärkt werden.“

Aus diesem Grund werden in dieser Arbeit verschiedene Förderinstrumente für jedes der genannten Ziele einzeln bewertet.

2.4.2 Entwicklung einer Instrumententypologie

Generell lassen sich zwei Instrumententypen zur Förderung erneuerbarer Energien unterscheiden, die über eine projektspezifische F&E-Förderung bzw. über pauschale Investitionsbeihilfen hinausgehen.

Zum einen handelt es sich um Modelle des Preis-Standard-Ansatzes, bei dem die Vergütung für Strom aus erneuerbaren Energien festgeschrieben wird und der Zuwachs an Strom aus erneuerbaren Energien sich daraus ergibt. Der zweite Instrumententypus folgt dem Standard-Preis-Ansatz, bei dem die gewünschte Menge grünen Stroms oder eine bestimmte Erzeugungskapazität festgeschrieben wird. Die dazu notwendige Vergütung stellt sich entsprechend der Grenzerzeugungskosten bei der vorgegebenen Mengengrenze für grünen Strom ein.

Das Einspeisemodell soll im folgenden als typischer Vertreter für den Preis-Standard-Ansatz gelten. Dagegen sind Quotenmodelle und das Ausschreibungsmodelle typische Beispiele für die Umsetzung eines Standard-Preis-Ansatzes. Alle drei genannten Modelle sind in verschiedenen Staaten Europas bereits als konkrete gesetzliche Regulierungen umgesetzt. Abstrahierend von diesen konkreten Umsetzungen werden nachfolgend ordnungspolitisch relevante Grundvarianten von Einspeisemodellen, Quotenmodellen und Ausschreibungsmodellen vorgestellt.

²⁴Vgl. Problembeschreibung in Drucksache des Deutschen Bundestages Nr. 14/2341 vom 13. 12. 1999 und in Drucksache Nr. 14/2776 vom 23.02.2000.

2.4.2.1 Einspeisemodelle

Bei der Ausgestaltung von Einspeisemodellen müssen folgende grundsätzliche Aspekte in Betracht gezogen werden:

1. Welchen Technologien sollen welche Tarife garantiert werden?
2. Wie wird der produzierte Strom abgenommen?
3. Wer finanziert die Einspeiseentgelte?

Diese Aspekte werden in den nachfolgenden Abschnitten vertieft. Am Ende der Diskussion werden die für die ordnungspolitische Bewertung relevanten Ausgestaltungsvarianten von Einspeisemodellen identifiziert.

2.4.2.1.1 Tarifgestaltung

Während die Auswahl der begünstigten Technologien per se keine ordnungspolitische Relevanz hat, ist die Tarifgestaltung – je nachdem welches Ziel mit der Förderung verfolgt wird – ordnungspolitisch unterschiedlich zu bewerten. Während beispielsweise die Tarife für Strom aus einer Windenergieanlage im Stromeinspeisungsgesetz (StrEG) als prozentualer Anteil der Durchschnittserlöse der Stromlieferanten je Kilowattstunde für die Lebenszeit der Anlage festgelegt wurden, sind im Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) fixe Pfennigbeträge je Kilowattstunde festgeschrieben. Die Vergütung wird im EEG ebenfalls für die Lebenszeit einer Anlage festgelegt. Im Gegensatz zum StrEG erhalten in der Zukunft errichtete Anlagen jedoch geringere Vergütungssätze (degressive Komponente). Grundsätzlich denkbar ist auch eine zeitlich befristete Gewährung von Einspeisevergütungen.

Bezogen auf das Umweltschutzziel ist es aus ordnungspolitischer Sicht irrelevant, welche Tarifgestaltung letztlich verankert wird. Für die Sicherheit der Investoren ist ein fester Vergütungssatz gegenüber einem relativen Vergütungssatz dagegen vorzuziehen, da bei letzterem eine Unsicherheit bezüglich der Erlöse eines Projekts auftritt, wenn der Einspeisetarif an die Preisentwicklung im konventionellen Strommarkt gekoppelt wird. Mit Hilfe einer degressiven Komponente, nach der zukünftige Anlagen mit geringeren Vergütungen zu rechnen haben, können Kostensenkungen und technologischer Fortschritt möglicherweise herbeigeführt werden, wenn die Innovationstätigkeit der Anlagenhersteller mit der festgeschriebenen Tarifdegression Schritt halten kann. Wenn der Gesetzgeber eine zu forsche Degression festschreibt, besteht die Gefahr, dass das Angebot an Erneuerbare-Energie-Anlagen abgewürgt wird.

In Bezug auf die Ziele Umweltschutz, Investitionssicherheit und Kostensenkung durch die Förderung erneuerbarer Energien stehen die genannten Aspekte der Tarifgestaltung jedoch in keinem Zielkonflikt. Daher konnte bei der Tarifgestaltung zum EEG mit festen Vergütungssätzen und degressiver Komponente auf alle drei Ziele Rücksicht genommen werden. Im Vergleich zu den untersuchten Mengenregulierungen (Ausschreibungs- und Quotenmodell) sind diese Aspekte jedoch als vergleichsweise unbedeutend einzuordnen. Sie sind Nuancen der Tatsache, dass sich die Einspeisemodelle durch garantierte Einspeisevergütungen auszeichnen und aufgrund dieser Tatsache von den anderen Modelltypen unterscheiden.

Aufgrund ihrer ordnungspolitisch vergleichsweise geringen Differenzen wird auf die unterschiedlichen Formen der Tarifgestaltung in Einspeisemodellen daher nachfolgend nicht weiter eingegangen.

2.4.2.1.2 Regelung des Marktzugangs

Die Regelung der Aufnahme von grünem Strom in das Netz spielt im Vergleich zur Tarifgestaltung eine ordnungspolitisch weitaus bedeutendere Rolle für das Instrumentendesign. Es sind grundsätzlich zwei Varianten des Marktzugangs von grünem Strom denkbar:

1. Abnahmepflicht durch den Netzbetreiber
2. Selbstvermarktung durch die Produzenten von grünem Strom und verhandelter Netzzugang.

Die Abnahmeverpflichtung ist ein auch bei den anderen Instrumententypen gängiger Automatismus, mit dem gewährleistet wird, dass Strom aus erneuerbaren Energien in das Stromnetz aufgenommen wird. Es ist jedoch ebenfalls vorstellbar, dass bei allen untersuchten Instrumenten die Begünstigten den Netzzugang aushandeln und sich ihren Stromabnehmer (Kunden) selbst suchen (Selbstvermarktung).

Aus dem Blickwinkel des Umweltschutzziels ist die Abnahmegarantie insofern vorteilhaft als gewährleistet wird, dass wenn die Sonne scheint oder der Wind weht, in jedem Fall Strom in das Netz abgegeben werden kann. Dieser Umstand trägt auch zur Erhöhung der Investitionssicherheit bei. Dagegen werden solche technologischen Weiterentwicklungen nicht gefördert, welche die Kompatibilität der Erneuerbare-Energieanlagen (EEA) mit den Erfordernissen des Netzbetriebs fördern und somit zum Verringern der Systemkosten von grünem Strom beitragen.

Bei der Selbstvermarktung müssen die EEA-Betreiber im Wettbewerb mit anderen Anbietern ihren Strom an einen Zwischenhändler oder direkt an den Endkunden zu einem vertraglich fixierten Preis verkaufen. Die Summe aus diesem Preis und der gesetzlich garantierten Vergütung muss genügen, um die Stromgestehungs- und Vermarktungskosten sowie die Netznutzungsgebühr zu decken. Wenn die Produzenten von grünem Strom einen Käufer nachweisen müssen, um in den Genuss der Förderung zu gelangen, ist im Gegensatz zur Abnahmegarantie gewährleistet, dass der Netzbetreiber für jede Strommenge, die in sein Netz geliefert wird, auch ein Abnehmer vorhanden ist. Bei dieser Regelung kann man davon ausgehen, dass die Innovationstätigkeit bei der EEA-Entwicklung auch eine Verbesserung der „Netzverträglichkeit“ des produzierten Stroms zum Ziel hat. Für die Investoren erhöht sich jedoch durch den verhandelten Netzzugang das Investitionsrisiko.

Aufgrund dieser Überlegungen scheint es keine eindeutige Antwort auf die Frage zu geben, welche Form des Marktzugangs aus ordnungspolitischer Sicht generell –für alle Förderziele – zu bevorzugen ist. Daher wird nachfolgend unterschieden, ob das Design eines Förderinstruments eine Abnahmepflicht der Netzbetreiber oder die Selbstvermarktung durch die Produzenten von grünem Strom vorsieht.

2.4.2.1.3 Refinanzierung der Einspeisevergütungen

Sowohl bei Einspeisemodellen als auch bei Ausschreibungsmodellen ist eine Regelung erforderlich, die das Aufkommen der zu verteilenden Mittel sicherstellt. Wenn man davon ausgeht, dass das Erreichen von umwelt-, wirtschafts- und forschungspolitischen Zielen allen Bürgern eines Landes zugute kommt, gibt es keinen Grund, die Belastungen durch entsprechende Förderinstrumente regional unterschiedlich zu verteilen. Hier lag ein Problem des StrEG, das dadurch zu regional unterschiedlichen Belastungen geführt hat, dass den regionalen Netzbetreiber eine Abnahme und Vergütungspflicht für grünen Strom vorgeschrieben wurde. Im EEG wurde ein überregionaler Ausgleichsmechanismus geschaffen, der gewährleisten soll, dass jede Kilowattstunde Strom auf der Ebene der Stromlieferanten gleich belastet wird. Das EEG führt also eine Stromumlage ein. Alternativ dazu ist eine Finanzierung aus dem allgemeinen Haushalt denkbar. Da die Ziele der Förderung erneuerbarer Energien von allgemeiner Bedeutung sind, erscheint die Haushaltsfinanzierung durchaus adäquat.

Der Nachteil der Umlage liegt in ihrer Ähnlichkeit zu einer Abgabe und muss sich folglich in sehr engen gesetzlichen Grenzen bewegen. Im Vergleich zur Haushaltsfinanzierung ist jedoch ein Missbrauch der Stromumlage durch die beteiligten Akteure weitgehend ausgeschlossen, da die begünstigten EEA-Betreiber und die zur Finanzierung verpflichteten Stromlieferanten gegensätzliche Interessen verfolgen und sich daher gegenseitig kontrollieren. Die Haushaltsfinanzierung gewährleistet diese Selbstkontrolle nicht, da sowohl Stromlieferanten als auch EEA-Betreiber daran interessiert sind, möglichst große Teile der vom Staat ausgeschütteten Förderung zu erhalten. Bei der Haushaltsfinanzierung bedarf es also einer behördlichen Kontrolle.

Aufgrund dieser Überlegungen wird bereits deutlich, dass die Art der Refinanzierung von Einspeisevergütungen ein ordnungspolitisch relevantes Designmerkmal von Förderinstrumenten für erneuerbare Energien im Stromsektor ist. Insgesamt ergeben sich daher vier grundsätzlich diskussionswürdige Ausgestaltungsvarianten von Einspeisungsmodellen, je nach dem welcher Marktzugang und welcher Finanzierungsmechanismus gewählt wird.

Tabelle 3 Varianten von Einspeisemodellen

Finanzierung Marktzugang	Staatshaushalt	Stromumlage
Abnahmepflicht	E-AP-HF	E-AP-UF
Selbstvermarktung	E-SV-HF	E-SV-UF

Tabelle 3 stellt diese vier Möglichkeiten dar und weist den einzelnen Varianten Kurzbezeichnungen zu. Mit „E-AP-HF“ wird dabei ein Einspeisemodell (E) mit Abnahmepflicht (AP) und Haushaltsfinanzierung (HF) bezeichnet. Der Marktzugang per Selbstvermarktung ist mit „SV“ bezeichnet während „UF“ für eine gesetzlich verordnete Umlagefinanzierung der Unternehmen in der Stromwirtschaft steht. Das EEG und das abgelöste StrEG sind in dieser Systematik unter „E-AP-UF“ einzuordnen. Das frühere dänische System, das neben der Vereinbarung einer Einspeisevergütung mit der Stromwirtschaft eine CO₂-Steuer Rückvergütung als Komponente des Fördersystems für erneuerbare Energien beinhaltete, wäre in der Tabelle als

Abnahmepflichtvariante zwischen Finanzierung durch den Staatshaushalt und Finanzierung über eine Stromumlage angesiedelt.

Ein System mit Selbstvermarktung und Stromumlage könnte so funktionieren, dass der EEA-Betreiber einen Liefervertrag mit einem Endkunden oder Zwischenhändler vereinbart. Die aufgenommene Strommenge wird nach gesetzlich geregelter Tarif gegen Vorweis der Lieferverträge und entsprechend der am Einspeisepunkt zum Stromnetz gemessenen Energiemengen vergütet. Die Vergütungen werden am Ende einer vorher bestimmten Abrechnungsperiode auf alle Stromlieferungen umverteilt. Der Netzbetreiber, der den grünen Strom aufnimmt, darf die dadurch anfallenden Netznutzungskosten in Rechnung stellen und weist die entsprechend eingespeisten Strommengen nach. Für Einspeisungen die nicht vertraglich gedeckt sind, muss keine Vergütung nach Tarif gezahlt werden. Bei Selbstvermarktung und Haushaltsfinanzierung könnte die Ausschüttung der Einspeiseentgelte durch eine Behörde geregelt werden, die bei Vorlage von Einspeisezahlungen und Lieferverträgen direkt an die EEA-Betreiber die gesetzlich festgelegten Tarife bezahlt oder an die Netzbetreiber, falls diese zur Vorfinanzierung der Einspeisetarife verpflichtet werden.

2.4.2.2 Ausschreibungsmodelle

Ausschreibungsmodelle zeichnen sich gegenüber Einspeisemodellen durch eine Mengenregulierung aus. In regelmäßig stattfindenden Auktionen werden bestimmte Erzeugungskapazitäten für grünen Strom ausgeschrieben. An die Gewinner dieser Ausschreibungsrunden werden entweder Betriebskostenzuschüsse oder Investitionszuschüsse ausgezahlt. Je nachdem, welche Form des Zuschusses gewählt wird, entstehen unterschiedliche Verhaltensanreize für Investoren in Erneuerbare-Energie-Anlagen, die sich beispielsweise auf das Erreichen des Umweltziels auswirken.

Die Fragen des Marktzugangs (Abnahmepflicht oder Selbstvermarktung) und der Refinanzierung (Stromumlage oder Staatshaushalt) stellen sich hier in ähnlicher Weise wie sie bereits bei den Einspeisemodellen diskutiert wurden.

Insgesamt wird die nachfolgende Instrumentendiskussion daher acht unterschiedliche Ausgestaltungsvarianten für Ausschreibungsmodelle berücksichtigen.

Tabelle 4: Verschiedene Ausschreibungsmodelle

	Abnahmepflicht		Selbstvermarktung	
	Staatshaushalt	Stromumlage	Staatshaushalt	Stromumlage
Betriebskostenförderung	A-AP-HF-BK	A-AP-UF-BK	A-SV-HF-BK	A-SV-UF-BK
Investitionszuschuss	A-AP-HF-IZ	A-AP-UF-IZ	A-SV-HF-IZ	A-SV-UF-IZ

In Tabelle 4 sind die verschiedenen Design-Möglichkeiten von Ausschreibungsmodellen aufgeführt und mit Kurzbezeichnungen versehen. Gegenüber der Einspeisemodelltypologie kommt die Unterscheidung in Betriebskostenzuschuss (BK) und Investitionszuschuss (IZ) hinzu.

Die englische *Non-Fossil Fuel Obligation* (NFFO) ist ein Förderinstrument, bei dem der Staat über eine Abgabe (*fuel levy*) Einnahmen erzielt, welche das Industrie-

ministerium unter anderem als Betriebskostenzuschüsse an diejenigen EEA-Betreiber ausbezahlt, welche bei einer Ausschreibungsrunde berücksichtigt wurden. Insofern handelt es sich um eine Finanzierung aus dem Staatshaushalt (wenngleich durch zweckgebundene Einnahmen). Die erfolgreichen Bieter erhalten für den Strom aus ihren Anlagen eine Abnahmegarantie. Das englische Modell ist somit unter „A-AP-HF-BK“ einzuordnen.²⁵ Der Vorschlag in [Voss et al. 2000] für ein sogenanntes „Marktintegrationsmodell“ sieht ebenfalls eine Anlagenfinanzierung aus dem Staatshaushalt vor. Bei diesem Modell ist jedoch vorgesehen, dass die Gewinner eines Ausschreibungswettbewerbs um EEA-Kapazitäten ihren Strom in Konkurrenz zu konventionellen Stromerzeugungsarten selbst vermarkten müssen. Die Wettbewerbsfähigkeit der EEA soll über einen Investitionszuschuss an die erfolgreichen Bieter erreicht werden. Daher handelt es sich bei diesem Modell um eine Variante der Kategorie „A-SV-HF-IZ“.

2.4.2.3 Quotenmodelle

Bei Quotenmodellen werden die Produzenten, die Verkäufer oder die Endverbraucher von Strom dazu verpflichtet, einen gewissen Anteil ihres Stromaggregats mit grünem Strom zu decken. Die Festlegung des Kreises der Verpflichteten ist dabei von ordnungspolitischer Relevanz.

Darüber hinaus spielt eine Rolle, ob die Quotenerfüllung durch einen Handel mit sogenannten „grünen Zertifikaten“ erleichtert wird. In diesem Fall wird die umweltfreundliche Eigenschaft – „die Grünheit“ bzw. der Service – von der physikalischen Eigenschaft des Stroms (Commodity) getrennt, indem auf einem Zertifikat verbrieft wird, dass eine bestimmte an das Netz abgegebene Menge Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wurde. Die Verpflichteten müssen zur Quotenerfüllung dann nicht mehr Strom aus Windkraftanlagen kaufen und durch das Stromnetz leiten. Die Quotenerfüllung wird bei der Trennung von Service und Commodity durch den Nachweis von grünen Zertifikaten erbracht.

Für den Verkauf der Commodity kann wiederum unterschieden werden, ob für diese eine Abnahmegarantie festgeschrieben wird oder ob der Strom aus EEA in Selbstvermarktung abgesetzt werden muss.

Es hat sich weiter oben gezeigt, dass die Verpflichtung der Stromproduzenten zur Quotenerfüllung ordnungspolitisch gegenüber Stromverkäufern und Endverbrauchern als Verpflichteten grundsätzlich unterlegen ist. Aus diesem Grund werden für die nachfolgende Instrumentenbewertung die in Tabelle 5 dargestellten acht Ausgestaltungsvarianten für Quotenmodelle untersucht. Dabei ist zu beachten, dass sich die Abkürzungen gegenüber der weiter oben vorgenommenen Bewertung verschiedener Quotenmodelle ändert.

²⁵ Ausführlicher zu NFFO: [Drillisch et al. 1997] sowie [Kühn et al. 1999].

Tabelle 5: Verschiedene Quotenmodelle

	Abnahmepflicht		Selbstvermarktung	
	Trennung Service & Commodity	Einheit Service & Commodity	Trennung Service & Commodity	Einheit Service & Commodity
Endverbraucher- verpflichtung	Q-AP-EP-GZ	Q-AP-EP-GS	Q-SV-EP-GZ	Q-SV-EP-GS
Verkäufer- verpflichtung	Q-AP-VP-GZ	Q-AP-VP-GS	Q-SV-VP-GZ	Q-SV-VP-GS

Das gegenwärtig implementierte niederländische Grüne-Zertifikate-System ist durch eine Abnahmegarantie für Strom aus EEA (AP) mit einer geringen Grundvergütung gekennzeichnet. Die Wirtschaftlichkeit der Anlagen wird durch den Verkauf von grünen Zertifikaten (GZ) erreicht. Diejenigen Versorger, welche Strom an Tarifkunden verkaufen, sind dazu verpflichtet, einen bestimmten Anteil grüner Zertifikate zu kaufen (Verkäuferverpflichtung – VP). Damit ist gemäß Tabelle 5 die niederländische Regulierung als Quotenmodell vom Typ „Q-AP-VP-GZ“ zu interpretieren.

2.4.3 Ordnungspolitische Bewertung der Förderinstrumente

Insgesamt ergaben sich aus der beschriebenen Typologie 20 verschiedene Förderinstrumente. Diese werden nachfolgend einer vergleichenden ordnungspolitischen Bewertung unterzogen, die gemäß dem Analyseraster aus [Rennings et al. 1996] erfolgt. Die Bewertung umfasst dabei vier Schritte. Im ersten Schritt werden die Zielformulierung und die Zieloperationalisierung analysiert. Im zweiten Schritt wird die vertragstheoretische Legitimation des Maßnahmenziels thematisiert. In den Schritten drei und vier wird bewertet, ob die Entscheidungsebene und der Entscheidungsprozess gut gewählt sind (Schritt 3) und inwieweit die Maßnahmengestaltung aus ökonomischer Sicht legitimiert ist (vierter Schritt).

Der Instrumentenvergleich wird dabei für jedes der eingangs diskutierten Ziele Verdrängung nationaler konventioneller Stromerzeugung (Umweltschutz), Investitionssicherheit bei Erneuerbaren-Energie-Projekten (Wirtschaftsförderung) und Kostensenkungen bei Technologien zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (Technologieförderung) getrennt anhand der im Anhang dargestellte Kriterienliste durchgeführt. Die Bewertung erfolgt so, dass für jedes Bewertungskriterium Rangplätze von eins bis 20 an die unterschiedlichen Instrumentenvarianten vergeben werden. Die Bewertung erfolgt im Wesentlichen aufgrund von Plausibilitätsüberlegungen.

2.4.3.1 Zielformulierung und –operationalisierung

2.4.3.1.1 Problembeschreibung

Die Problembeschreibung aus Umweltsicht wurde bereits weiter oben vorgenommen. Für die Zielsetzungen „Wirtschaftsförderung“ und „Technologieförderung“ können ebenfalls politische Ziele formuliert werden. Bei der Technologieförderung kann für einen bestimmten zukünftigen Zeitpunkt eine Reduktion der Stromgestehungskosten um einen bestimmten Prozentsatz oder einen absoluten Wert angestrebt werden. Eine Zielsetzung in Bezug auf die Wirtschaftsförderung durch den Zubau erneuerba-

rere Energien kann sich auf die Anzahl der Arbeitsplätze in der „Erneuerbaren-Branche“ oder auf das Exportvolumen von EEA beziehen.

Im Sinne der umweltpolitischen Zielsetzung gibt es eine klare Verbindung zwischen dem abgeleiteten Ziel einer Erhöhung des Anteils an erneuerbaren Energien bei der Stromproduktion und dem primären Ziel in Bezug auf Umwelt- und Ressourcenschutz, da durch die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromproduktion konventionelle Energieträger per Definition verdrängt werden. Wenn im Zusammenhang mit umweltpolitischen Zielsetzungen nachfolgend über Zieloperationalisierung und -legitimation, Effizienz, Effektivität und ähnliches gesprochen wird, beziehen sich diese Aussagen auf die Zielsetzung, den Anteil an erneuerbaren Energien an der Stromproduktion zu erhöhen und nicht direkt auf die Zielsetzung, Umwelt- und Ressourcenschutz zu gewährleisten.

Während der Zusammenhang zwischen Ausbauziel sowie Umwelt- und Ressourcenschutz leicht nachvollziehbar ist, erscheint dieser Zusammenhang bei den Zielen Wirtschaftsförderung und Technologieförderung weniger klar. Die ordnungspolitische Bewertung im Hinblick auf die wirtschaftspolitische Zielsetzung wird sich nicht an einem Mengenziel für die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien orientieren, sondern an dem abgeleiteten Ziel der „Investitionssicherheit“. Dabei handelt es sich zwar um ein weniger klares, in der politischen Diskussion jedoch sehr häufig verwendetes Ziel im Hinblick auf die Wirtschaftsförderung durch den Ausbau erneuerbarer Energien in der Stromwirtschaft. Mit der Schaffung von Investitionssicherheit, so die übergeordnete Überlegung, soll ein nationaler Markt geschaffen werden, der es nationalen Anbietern ermöglicht, auf dem heimischen Markt Technologien zu erproben, die dann auch für den Export geeignet sind.

Die ordnungspolitische Bewertung im Sinne forschungspolitischer Ziele wird ebenfalls nicht danach bewertet, ob ein bestimmtes Mengenziel der Stromproduktion aus EEA erreicht wird. Vielmehr werden die unterschiedlichen Instrumentendesigns danach bewertet, inwieweit sie zur Senkung der Stromgestehungskosten aus EEA beitragen. Die übergeordnete politische Zielsetzung folgt hier der Überlegung, dass, wenn es gelingt, die Stromgestehungskosten aus EEA in den Bereich der Produktionskosten aus konventionellen Energieträgern zu reduzieren, keine weitere Förderung für erneuerbare Energien mehr nötig wäre.

2.4.3.1.2 Zieloperationalisierung

Als Zielindikatoren im Sinne des Umweltschutzziels wurden bereits Stromerzeugungskapazitäten oder Strommengen identifiziert.

Aus forschungspolitischer Sicht steht zunächst das Ziel der technologiespezifischen Kostensenkung im Vordergrund. Die Zieloperationalisierung kann hier über leistungsspezifische Anlagenkosten (z. B. EUR/kW) oder über die spezifischen Stromgestehungskosten (EUR/MWh) erfolgen. Mit Hilfe der staatlichen Förderung könnte hier versucht werden, einen vorgegebenen Entwicklungspfad dieser spezifischen Kostengrößen einzuhalten.

Die Operationalisierung des abgeleiteten wirtschaftspolitischen Ziels der Investitionssicherheit lässt sich dagegen nur schwer erreichen. Zwar gibt es Indikatoren für die primären wirtschaftspolitischen Ziele wie beispielsweise die Zahl der Arbeitsplätze in

der Erneuerbaren-Energien-Industrie, Weltmarktanteile deutscher EEA-Hersteller und Exportquoten. Diese lassen sich jedoch schwer als Steuerungsgrößen einsetzen. Im Sinne der Investitionssicherheit sind vielmehr qualitative Indikatoren entscheidend wie die Verlässlichkeit und Vorhersehbarkeit der Förderbedingungen bzw. die Sicherheit bezüglich des Absatzes von Strom aus erneuerbaren Energien.

Insgesamt zeigt sich in Bezug auf die Zielebene der Förderinstrumente für erneuerbare Energien im Stromsektor, dass die umweltpolitisch motivierten Ausbauziele und die technologisch motivierten Kostensenkungsziele recht gut beherrscht werden können, weil es sich um eng eingegrenzte, quantifizierbare Größen handelt. Die Umsetzung von wirtschaftspolitischen Zielen gestaltet sich dagegen schwieriger. Die im Vordergrund der politischen Diskussion diskutierte Investitionssicherheit lässt sich nur schwer messen und primäre Zielgrößen wie das Schaffen von Arbeitsplätzen sowie das Exportieren heimischer Produkte aus der EEA-Industrie lassen sich kaum operationalisieren.

2.4.3.2 Vertragstheoretische Legitimation des Maßnahmenziels

Die vertragstheoretische Legitimation des Umweltschutzziels wurde bereits oben abgeleitet. Nachfolgend wird eine entsprechende Diskussion für die beiden anderen Ziele vorgenommen.

Staatliche Eingriffe in das Wirtschaftsgeschehen werden häufig aufgrund von stabilitätspolitischen Erwägungen legitimiert (vgl. [Cassel et al. 1995]). Um eine dauerhafte Vollbeschäftigung oder internationale Wettbewerbsfähigkeit trotz konjunktureller Schwankungen zu erreichen, versuchen Regierungen mit nachfrage- bzw. angebotseitigen Maßnahmen den konjunkturellen Schwankungen zu begegnen. In diesem Falle sollte die staatliche Wirtschaftsförderung möglichst effizient sein, d.h. ein gegebener Förderbetrag soll zur nachhaltigen Schaffung möglichst vieler Arbeitsplätze führen bzw. ein möglichst hohes Exportvolumen dauerhaft generieren. Ob diese Bedingungen gerade mit der Förderung erneuerbarer Energien erfüllt sind, bleibt offen. Insofern bleibt die vertragstheoretische Legitimation der Förderung erneuerbarer Energien im Stromsektor im Sinne der Wirtschaftsförderung fraglich.

Staatliche Technologieförderung wird unter anderem damit begründet, dass die F&E-Ausgaben der Privatwirtschaft aufgrund von positiven externen Effekten aus volkswirtschaftlicher Sicht zu gering ausfallen²⁶ oder dass bestimmte technologische Entwicklungen aufgrund hoher Fixkosten bzw. hoher Anfangsinvestitionen bei hohem Erfolgsrisiko von der Privatwirtschaft nicht forciert werden (z. B. Transrapid). Ähnlich wie bei der allgemeinen Wirtschaftsförderung zielen diese Argumente auf die dauerhafte Erhaltung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit einer Volkswirtschaft ab. Auf die Förderung von Technologien zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Sinne der Senkung spezifischer Stromgestehungskosten treffen diese Argumente nicht zu. Eine bessere Argumentation im Hinblick auf die Legitimation staatlicher Förderung zur spezifischen Kostensenkung bei erneuerbaren Energien ergibt sich indirekt aus der Bereitstellung des öffentlichen Guts „Umwelt- und Ressourcenschutz“. Hier wird häufig argumentiert, dass mit der staatlichen Förderung die Wett-

²⁶Diese Argumentationsstrang geht im Wesentlichen auf [Arrow 1962] zurück.

bewerbsfähigkeit umweltfreundlicher Technologien auf dem Strommarkt verbessert werden soll (s. beispielsweise [Voss et al. 2000]). Bei Erreichen der Wettbewerbsfähigkeit erfolgt der Umweltschutz dann über den normalen Marktmechanismus. Auf diese Weise lässt sich im Zusammenhang mit Förderinstrumenten für erneuerbare Energien das Ziel der Technologieförderung besser legitimieren als das der Wirtschaftsförderung. Dennoch bleibt unklar, ob sich mit der Technologieförderung Umwelt- und Ressourcenschutz in dem gewünschten Ausmaß einstellt.

Insgesamt kann man festhalten, dass sich aus vertragstheoretischer Sicht die Förderung erneuerbarer Energien durch die umweltpolitische Zielsetzung am besten und aus Sicht der allgemeinen Wirtschaftsförderung am schlechtesten legitimieren lässt.

2.4.3.3 Wahl der Entscheidungsebene

Die Wahl des Instrumentariums zur Förderung erneuerbarer Energien wird nach einem Richtlinien-Entwurf der EU auf der Ebene der Mitgliedstaaten getroffen ([EWWWE 1999, S. 3]). Erst nach Ablauf einer bestimmten Frist wird die Kommission entscheiden, inwiefern eine Harmonisierung der nationalen Fördermechanismen erforderlich ist. Aufgrund dessen, dass die Europäische Kommission von einer internationalen Harmonisierung zunächst absieht, ist es erforderlich, dass über die Ausgestaltung des Vergütungsmechanismus (im Gegensatz zur Refinanzierung) auf Bundesebene entschieden wird. Im Sinne der Ressourcenallokation ist es ebenfalls sinnvoll, Einspeisetarife, Ausschreibungskapazitäten und Quotenhöhen bundesweit einheitlich festzulegen. Dadurch ist gewährleistet, dass an den günstigsten Standorten für die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien Erzeugungskapazitäten zugebaut werden. Lediglich bei Quotenmodellen ohne Zertifikatehandel ist es denkbar, dass aufgrund knapper Durchleitungskapazitäten zwischen Regionen mit vielen günstigen Standorten und solchen ohne lukrativem Erzeugungspotenzial für grünen Strom nicht alle kostengünstigen Standorte zum Zuge kommen. In diesem Fall ist es sinnvoll, die verschiedenen Regionen darüber verhandeln zu lassen, welche Quotenverpflichtung sie bereit sind einzugehen. Das Gesamtziel kann weiterhin vom Bund vorgegeben werden. Insgesamt scheinen jedoch alle Förderinstrumente dem Subsidiaritätsprinzip bezüglich des **Umweltschutzes** zu genügen.

Das Schaffen neuer Arbeitsplätze, das Erschließen neuer Exportmärkte oder das Senken von Produktionskosten durch Innovationen im Sinne der **Wirtschafts- und Technologieförderung** geschieht für gewöhnlich auf Unternehmensebene. Hersteller und Dienstleister im Bereich der (neuen) erneuerbaren Energien sind jedoch von staatlicher Regulierung abhängig, ohne die es im allgemeinen keinen Markt für ihre Produkte gibt. Wenn entsprechende Regulierungen im Ausland nicht ausreichen, um eine heimische rein exportorientierte Erneuerbare-Energien-Industrie zu schaffen, kann es sinnvoll sein, einen nationalen Fördermechanismus zu etablieren. Die Verfolgung stabilitätspolitischer Ziele ist in jedem Falle eine Angelegenheit des Bundes. Das Überwinden von Anreizproblemen im F&E-Bereich muss nicht zwangsläufig durch den Bund erfolgen, es sei denn, dass finanzielle Mittel in großem Umfang aufgebracht werden müssen, um die unternehmerischen Risiken zu begrenzen. Wenn mit den hier diskutierten Instrumenten das Ziel der Kostensenkung verschiedener Technologien zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien verfolgt wird, ist damit zu rechnen, dass die damit einhergehenden finanziellen Lasten den Etat eines ein-

zelen Bundeslandes übersteigen und sich somit die Bundesebene als die geeignetere Entscheidungsebene erweist.

Nach dem Subsidiaritätsprinzip lassen sich daher für keines der verfolgten Ziele gravierende Unterschiede in der Bewertung der unterschiedlichen Instrumententypen finden. Anders verhält es sich in Bezug auf das Kongruenzprinzip, nachdem Nutzer und Zahler (Äquivalenzprinzip) sowie Unterworfenen und Kontrollberechtigte einer Regulierung (demokratische Kontrolle) möglichst übereinstimmen sollten.

Wenn als **Umweltschutzziel** vor allem der Klimaschutz und die Ressourcenschonung im Vordergrund stehen, können alle Bewohner eines Landes zu den Nutzern einer entsprechenden Regulierung gezählt werden. Das gilt unabhängig davon, ob zur Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien ein Ausschreibungsmodell, eine Einspeiseregulierung oder eine Quotenverpflichtung gewählt wird.

Die direkten Zahler unterscheiden sich jedoch, je nachdem welche Ausgestaltungsvariante gewählt wird. Bei der Quotenregelung hängt dies davon ab, wer zur Einhaltung der Quote verpflichtet wird. Die Übereinstimmung ist am besten gewährleistet, wenn die privaten Haushalte verpflichtet werden. Sind dagegen die Stromverkäufer verpflichtet, hängt die Übereinstimmung von Nutzern und Zahlern der Regelung davon ab, inwieweit die Verkäufer in der Lage sind, die Mehrkosten auf die Endverbraucher zu überwälzen. [Drillisch 1999b] bezweifelt, dass dies vollständig gelingt.

Geht man davon aus, dass eine Quotenregelung möglichst den gesamten nationalen Stromverbrauch erfassen soll, müssen stromintensive industrielle Verbraucher eine stärkere Last tragen als die restlichen Akteure in einer Gesellschaft. Insofern sind Einspeiseregulierungen und Ausschreibungsmodelle, die sich aus dem allgemeinen Staatshaushalt refinanzieren, höher zu bewerten. Bei einem Umlageverfahren wie es im derzeitigen EEG festgeschrieben ist, müssen diejenigen, die einen höheren Stromverbrauch haben, ebenfalls eine höhere Last tragen, was zwar verursachungsgerecht ist, jedoch nicht dem Äquivalenzprinzip entspricht.

Es wurde bereits argumentiert, dass bei einer Aufnahmeverpflichtung für Strom aus erneuerbaren Energien durch die Netzbetreiber für diese das Problem entsteht, dass dem eingespeisten grünen Strom kein Käufer gegenübersteht. Insofern entsteht bei dieser Ausgestaltungsvariante eine Sonderlast für die Netzbetreiber mit entsprechenden Anreizen, das effiziente Ausführen des Förderinstruments zu behindern (vgl. [Menges et al. 1999]).

Die Kombination von Quotenmodellen mit handelbaren Zertifikaten erleichtert die gleichmäßige Verteilung der Kosten auf den Stromverbrauch. Wird dagegen die Einheit von Strom- und Zertifikatefluss verlangt, kann es – je nach der Verteilung des Erzeugungspotenzials von grünem Strom – regional zu unterschiedlichen Belastungen durch die Quotenregelung kommen und damit zu einem Auseinanderfallen von Nutzern und Zahlern der Regelung (vgl. [Drillisch 1999a], S. 45 f.).

Bei Einspeise- und Ausschreibungsmodellen ist durch das Fördern mit Betriebskostenzuschüssen ein direkter Zusammenhang zwischen Auszahlung der Fördermittel und Umweltnutzen gegeben, da nur bei umweltfreundlicher Stromproduktion Fördermittel ausgeschüttet werden. Das ist bei Investitionszuschüssen per se nicht

der Fall, da die Investitionsbeihilfen unabhängig von der grünen Stromproduktion ausbezahlt werden.

Die Übereinstimmung von den Unterworfenen einer Regelung und den Kontrollberechtigten ist sicherlich beim Quotenmodell mit Endverbraucherpflichtung am unmittelbarsten, da die Unterworfenen direkt zur Kasse gebeten werden und bei der nächsten Bundestagswahl von ihrem Kontrollrecht Gebrauch machen können. Abstrakter ist dieser Zusammenhang bei Ausgestaltungsvarianten mit Haushaltsfinanzierung. Bei Verkäuferpflichtung im Quotenmodell und bei Stromumlagevarianten muss die Kontrolle des Staates indirekt über die entsprechenden Interessenvertretungen der betroffenen Akteure erfolgen. Im letzteren Fall ist das Demokratieprinzip daher am schlechtesten gewahrt. Ein Vorteil der Einspeiseregulierung gegenüber Ausschreibungsmodellen liegt hier in der vergleichsweise höheren Transparenz von Einspeiseregulungen, die es den Kontrollberechtigten erleichtert, den Fördermechanismus zu verstehen und seine Funktionsweise entsprechend zu bewerten.

Tabelle 6: Bewertung nach dem Kriterium „Entscheidungsebene“

Politisches Ziel Förderinstrument	Umweltschutz (3)	Wirtschaftsförderung (2)	Technologieförderung (1)
E-AP-HF	14	keine Wertung	keine Wertung
E-AP-UF	4	keine Wertung	keine Wertung
E-SV-HF	19	keine Wertung	keine Wertung
E-SV-UF	9	keine Wertung	keine Wertung
A-AP-HF-BK	13	keine Wertung	keine Wertung
A-AP-HF-IZ	12	keine Wertung	keine Wertung
A-AP-UF-BK	3	keine Wertung	keine Wertung
A-AP-UF-IZ	2	keine Wertung	keine Wertung
A-SV-HF-BK	18	keine Wertung	keine Wertung
A-SV-HF-IZ	17	keine Wertung	keine Wertung
A-SV-UF-BK	8	keine Wertung	keine Wertung
A-SV-UF-IZ	7	keine Wertung	keine Wertung
Q-AP-EP-GZ	15	keine Wertung	keine Wertung
Q-AP-EP-GS	11	keine Wertung	keine Wertung
Q-AP-VP-GZ	5	keine Wertung	keine Wertung
Q-AP-VP-GS	1	keine Wertung	keine Wertung
Q-SV-EP-GZ	20	keine Wertung	keine Wertung
Q-SV-EP-GS	16	keine Wertung	keine Wertung
Q-SV-VP-GZ	10	keine Wertung	keine Wertung
Q-SV-VP-GS	6	keine Wertung	keine Wertung

Bewertungsreihenfolge: 1. HF,EP > UF,VP 2. SV > AP 3. GZ > GS 4. BK > IZ 5. Q > E > A

Zusammenfassend werden vor dem Hintergrund des Umweltschutzziels und dem Bewertungskriterium „Entscheidungsebene“ jene Modellvarianten hoch bewertet, bei denen die Belastungen des Fördermodells möglichst breit auf die Bürger des Landes verteilt werden. Das soll bei Modellen mit Haushaltsfinanzierung (HF) bzw. End-

verbraucherverpflichtung (EP) der Fall sein. Die Ränge 20 bis 11 werden daher auf diese Modelltypen verteilt. Modelltypen mit Umlagefinanzierung und Verkäuferverpflichtung werden aufgrund der unsicheren Überwälzbarkeit der Kosten schlechter bewertet (Rang 10 bis Rang 1). Die Regelung des Marktzutritts wird als zweitwichtigstes Kriterium aufgefasst („SV > AP“, siehe Lesehilfe in der Tabelle). Damit werden die Ränge 20 bis 16 innerhalb der HF/EP-Modelle an solche Varianten vergeben, die eine Selbstvermarktung der EEA-Betreiber vorsehen. Aufgrund der unmittelbaren Verpflichtung der Endverbraucher und der Vorteile des Zertifikatehandels („GZ > GS“) im Hinblick auf den Ausgleich regionaler Belastungsunterschiede wird das Quotenmodell mit Endverbraucherverpflichtung, Selbstvermarktung und handelbaren Zertifikaten (Q-SV-EP-GZ) am höchsten bewertet (20 Rangpunkte). Hier ist das Subsidiaritätsprinzip und das Kongruenzprinzip am besten verwirklicht. Innerhalb der höchsten fünf Ränge wird der Verzicht auf eine Zertifikateregelung bei Quotenmodellen als gravierendster Nachteil empfunden. Daher erhält die Modellvariante Q-SV-EP-GS nur 16 Rangpunkte. Der besprochene Nachteil von Investitionszuschüssen („BK > IZ“) bei Ausschreibungsmodellen führt dazu, dass die Variante A-SV-HF-IZ nur 17 Punkte erhält. Zwischen dem Einspeisemodell mit Selbstvermarktung und Haushaltsfinanzierung (E-SV-HF) und dem Ausschreibungsmodell mit Selbstvermarktung, Haushaltsfinanzierung und Betriebskostenzuschuss (A-SV-HF-BK) gibt letztlich die höhere Transparenz des Einspeisemodells („Q > E > A“) den Ausschlag (19 Rangpunkte). Entsprechend dieser Prioritätensetzung, die als Lesehilfe unterhalb der Tabelle dargestellt ist, werden auch die Rangpunkte 15 bis 1 vergeben.

In Bezug auf das Ziel der **Wirtschaftsförderung** und der **Technologieförderung** stellt sich ebenfalls die Frage nach der Verwirklichung des Kongruenzprinzips. Die Nutzer der Wirtschaftsförderung sind in erster Linie EEA-Hersteller, EEA-Betreiber und die Beschäftigten in den entsprechenden Unternehmen. Im Vergleich zum Umweltschutzziel gibt es bei den zu bewertenden Instrumenten hier weitaus größere Unterschiede zwischen den Gruppen der Nutzer und der Zahler des öffentlichen Guts. Innerhalb der einzelnen Ausgestaltungsvarianten lassen sich hier jedoch keine Unterschiede herausarbeiten, so dass in Tabelle 6 bezüglich der Ziele „Wirtschaftsförderung“ und „Technologieförderung“ keine Wertung vorgenommen wird.

Wenn man allerdings die unterschiedlichen Zielkategorien in Bezug auf das Kriterium „Entscheidungsebene“ bewertet, ist die Entscheidungsebene bei den untersuchten Modellen bezüglich des Umweltschutzziels am besten getroffen, gefolgt von der „Wirtschaftsförderung“ und der „Technologieförderung“.

2.4.3.4 Zielkonformität

Mit Zielkonformität wird die Effektivität der Förderinstrumente bewertet. Als Bewertungskriterium dient dabei der Grad der Zielerreichung (Richtung und Dosierung), die Geschwindigkeit der Zielerreichung und die Invarianz der Zielerreichung gegenüber sich ändernden makroökonomischen Rahmenbedingungen.

In Bezug auf das **Umweltschutzziel** ist es sicherlich gerechtfertigt davon auszugehen, dass Quotenregelungen im Allgemeinen bei all diesen Kriterien sehr gut abschneiden, da das in der Quotenregelung vorgegebene Produktionsziel für Strom aus erneuerbaren Energien nur unter Inkaufnahme von Strafzahlungen verfehlt wird. Wenn diese Strafzahlung sehr hoch gewählt wird und gleichzeitig die Quotenverfeh-

lung als Forderung gegenüber dem säumigen Verpflichteten bestehen bleibt, kann davon ausgegangen werden, dass ein vorgegebenes Umweltziel mit der Quotenregelung sehr gut erreicht wird. Die Geschwindigkeit der Zielerreichung liegt ebenfalls in der Hand des Gesetzgebers, der die Fristen für die Einhaltung von Quotenvorgaben und die Höhe des Strafmaßes bestimmt. Die Invarianz gegenüber sich ändernden makroökonomischen Rahmenbedingungen ist insofern gegeben, als Quotenmodelle unabhängig von der Kassenlage des Staates funktionieren. Bei Ausschreibungsmodellen werden Anlagenkapazitäten versteigert. Diese können ebenfalls treffsicher erreicht werden. Ob damit ein bestimmtes Produktionsziel für grünen Strom erreicht wird, ist jedoch unsicher, da die Auslastung der versteigerten Anlagenkapazitäten schwanken können. Zudem kann nicht gewährleistet werden, dass die Gewinner der Ausschreibung die von Ihnen angebotenen Projekte auch tatsächlich durchführen. Da die Ausschreibungsrunden in mehr oder weniger regelmäßigen Abständen erfolgen, ist es durchaus wahrscheinlich, dass bei sich ändernden wirtschaftlichen Rahmenbedingungen die Ausschreibungskapazitäten entsprechend angepasst werden und somit die Zielerreichung gefährdet wird. Bei Einspeisemodellen wird ein Einspeisetarif vorgegeben. Inwieweit und wie schnell ein Umweltziel durch das Festlegen eines bestimmten Tarifs erreicht wird hängt davon ab, wie präzise die Regierung den Kosten-Potenzial-Zusammenhang und die Zubaudynamik für EEA abschätzen kann. Hier liegen naturgemäß eine Vielzahl von Unsicherheiten, so dass bei Einspeisemodellen in punkto Zielerreichung grundsätzliche Nachteile erkennbar sind. Gegenüber sich ändernden Rahmenbedingungen sollten sich Einspeisemodelle als ähnlich robust wie Quotenmodelle erweisen. Insgesamt ist zu erwarten, dass Modelle vom Typ Quote in Bezug auf die Zielkonformität am besten und Ausschreibungsvarianten am schlechtesten abschneiden.

Eine Abnahmepflicht für grünen Strom durch die Netzbetreiber erleichtert den Marktzutritt für EEA-Betreiber gegenüber einer Selbstvermarktung von grünem Strom und gewährt ihnen Absatzsicherheit. Daher ist zu erwarten, dass die Geschwindigkeit der Zielerreichung und die Stabilität gegenüber sich ändernden wirtschaftlichen Rahmenbedingungen bei einer Abnahmepflicht höher ist.

Im Vergleich zur Umlagefinanzierung birgt die Haushaltsfinanzierung die Gefahr, dass von staatlicher Seite die Förderung erneuerbarer Energien nach Kassenlage erfolgt. Hier bestehen bezüglich der Zielerreichung daher insbesondere Instabilitäten gegenüber sich ändernden wirtschaftlichen Rahmenbedingungen.

Wenn nach einem Ausschreibungswettbewerb den erfolgreichen EEA-Betreibern ein Betriebskostenzuschuss gewährt wird, ist der Anreiz größer, eine hohe Verfügbarkeit der Anlagen zu erreichen als beim Gewähren eines Investitionszuschusses. Daher dürfte bei letzterem sowohl die Geschwindigkeit als auch die Genauigkeit der Zielerreichung schlechter ausfallen.

Werden Quotenregelungen durch handelbare grüne Zertifikate flexibilisiert, ist zu erwarten, dass die Quotenerfüllung einfacher erfolgen kann als bei physikalischer Erfüllung. Daher kann in diesen Fällen mit einem schnelleren und zielgenaueren Erreichen des Umweltziels gerechnet werden. Ähnliches gilt für die Unterscheidung nach Endverbraucher- und Verkäuferverpflichtung. Da zu erwarten ist, dass die Stromverkäufer über eine im Vergleich zu Endverbrauchern höhere Markttranspa-

renz verfügen, kann davon ausgegangen werden, dass bei einer Verpflichtung der Verkäufer die vorgegebenen Umweltziele schneller und zielgenauer erreicht werden.

Mit dieser Bewertung der einzelnen Modellcharakteristiken bezüglich ihrer Zielkonformität ergibt sich die in Tabelle 7 (zweite Spalte) dargestellte Bewertung der einzelnen Modellvarianten im Hinblick auf das politische Umweltschutzziel. Der Unterscheidung nach dem Modellgrundtyp (Quote, Einspeisetarif, Ausschreibung) wurde dabei höchste Priorität gegeben, gefolgt von der Ausgestaltung des Marktzutritts (Abnahmepflicht vs. Selbstvermarktung). Die weiteren Prioritätensetzungen sind als Lesehilfe unterhalb der Tabelle angegeben.

Um die Effektivität der untersuchten Instrumente in Bezug auf das Ziel der **Wirtschaftsförderung** zu bewerten, wird auf die durch ein Instrument gewährleistete Investitionssicherheit, die Schaffung eines heimischen Industriezweigs und auf die voraussichtlichen Exportchancen dieser Industriebranche Bezug genommen. Vor diesem Hintergrund schaffen Ausschreibungsmodelle mit immer wieder neuen Antragsrunden im Vergleich zu den anderen Modellgrundtypen wohl die ungünstigsten Voraussetzungen. Quotenmodelle bergen eine gewissen Unsicherheit in Bezug auf zukünftige Einnahmen aus EEA-Projekten, weil der Grenzpreis der Quotenerfüllung im Zeitablauf mehr oder minder großen Schwankungen unterliegen kann. Die größte Sicherheit für Investoren und EEA-Hersteller bieten daher Modelle vom Typ Einspeisemodell, da bei diesem Instrumententyp eine vergleichsweise sichere Kalkulation der Erträge aus dem Betrieb von EEA erfolgen kann, zumal im Inland produzierte Güter häufig anders nachgefragt werden als Produkte der ausländischen Konkurrenz (Annahme nach [Armington 1969]).

In ähnlicher Weise lässt sich beim Vergleich zwischen den Marktzutrittsformen Abnahmeverpflichtung und Selbstvermarktung argumentieren, wenn man davon ausgeht, dass die Abnahmeverpflichtung letztlich bessere Investitionsbedingungen für EEA-Betreiber schaffen und somit bessere Voraussetzungen für das Entstehen einer heimischen EEA-Industrie. Die Selbstvermarktung könnte dagegen vor allem auf dem Dienstleistungssektor (Marketing) Arbeitsplätze entstehen lassen.

Geht man davon aus, dass die ausbezahlten Mittel bei Einspeise- und Ausschreibungsmodellen über den allgemeinen Staatshaushalt refinanziert werden, besteht eine gewisse Unsicherheit über das zukünftige Marktwachstum, wenn es um die Kassenlage der öffentlichen Hand schlecht bestellt ist. Eine gesetzlich einwandfrei geregelte Form der Stromumlage ist demgegenüber beständiger und vermittelt eine größere Sicherheit für Investoren.

Für EEA-Hersteller kann die Förderung über Investitionszuschüsse ein größerer Anreiz zum Aufbau einer Produktion geben, da die Fördermittel nicht den Umweg über die EEA-Betreiber zu den Herstellern nehmen müssen. Ob diese Anreize ausreichen, um exportfähige Anlagen zu bauen, die sich durch einen zuverlässigen Betrieb auszeichnen, ist jedoch fraglich. Daher dürfte die Auszahlung von Betriebskostenzuschüssen weniger Anreize zum Aufbau einer heimischen EEA-Branche geben.

Die Flexibilisierung der Quotenerfüllung durch einen Handel mit grünen Zertifikaten kann letztlich dazu führen, dass die Produktion von grünem Strom im Ausland stattfindet und lediglich die grünen Zertifikate importiert werden. Insofern schafft das

Einführen eines (internationalen) Handelssystems für grüne Zertifikate nur in Ländern mit guten Erzeugungspotenzialen für grünen Strom günstige Voraussetzungen für ausländische Direktinvestitionen und damit für zusätzliche Arbeitsplätze.

Wenn man davon ausgeht, dass bei einem Quotenmodell die Stromverkäufer eher als die Endverbraucher in der Lage sind, grünen Strom bzw. grüne Zertifikate auf dem internationalen Markt zu beschaffen, ist die Verpflichtung der Endverbraucher im Sinne der heimischen Wirtschaftsförderung zu begrüßen, da die vermeintlich mangelnde Marktkenntnis der Endverbraucher von nationalen Herstellern dazu genutzt werden kann ihre Produkte auch dann auf dem nationalen Markt abzusetzen, wenn sie im Vergleich zu importierten Produkten teurer sind.

Mit dieser Einzelbewertung der Modellattribute in Bezug auf stabilitätspolitische Ziele der Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien ergibt sich das in Tabelle 7 (dritte Spalte) dargestellte Ranking. Auch im Hinblick auf das stabilitätspolitische Ziel erhält die Bewertung des Modellgrundtyps die höchste, die Ausgestaltung des Marktzutritts die zweithöchster Priorität.

Tabelle 7: Bewertung nach dem Kriterium „Zielkonformität“

Politisches Ziel Förderinstrument	Umweltschutz (3)	Wirtschaftsförderung (1)	Technologieförderung (3)
E-AP-HF	7	19	18
E-AP-UF	8	20	17
E-SV-HF	1	17	20
E-SV-UF	2	18	19
A-AP-HF-BK	11	5	14
A-AP-HF-IZ	9	6	13
A-AP-UF-BK	12	7	10
A-AP-UF-IZ	10	8	9
A-SV-HF-BK	5	1	16
A-SV-HF-IZ	3	2	15
A-SV-UF-BK	6	3	12
A-SV-UF-IZ	4	4	11
Q-AP-EP-GZ	19	15	2
Q-AP-EP-GS	17	16	1
Q-AP-VP-GZ	20	13	6
Q-AP-VP-GS	18	14	5
Q-SV-EP-GZ	15	11	4
Q-SV-EP-GS	13	12	3
Q-SV-VP-GZ	16	9	8
Q-SV-VP-GS	14	10	7

Bewertungsreihenfolge:

Umwelt: 1. Q > E,A 2. AP > SV 3. A > E 4. GZ > GS 5. VP > EP 6. BK > IZ 7. UF > HF

Wirtschaft: 1. E > Q > A 2. AP > SV 3. UF > HF / EP > VP 4. IZ > BK / GS > GZ

Technologie: 1. E > A > Q 2. SV > AP 3. HF > UF / VP > EP 4. BK > IZ / GZ > GS

Im Sinne der **Förderung von Technologien** zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien mit dem Ziel der Kostensenkung sind solche Förderinstrumente vorteilhaft, die hohen, gut dosierbaren Kostendruck auf die EEA-Hersteller ausüben. Ausschreibungsmodelle entfalten den höchsten Kostensenkungsdruck, da in den laufend stattfindenden Ausschreibungsrunden immer wieder von neuem nach der günstigsten Erzeugungstechnologie gesucht wird und daher regelmäßig Unsicherheit über das Grenzangebot der Ausschreibung besteht. Allerdings lässt sich ein vorgegebenes Kostensenkungsziel mit Hilfe von Einspeisemodellen, die eine im Zeitverlauf degressive Komponente (wie beim EEG) besitzen, am genauesten steuern. Allerdings entfalten Einspeisemodelle nur soviel Kostensenkungsdruck, wie der Gesetzgeber den EEA-Betreibern und –Herstellern zumuten möchte. Dennoch wird an dieser Stelle davon ausgegangen, dass Einspeisemodelle im Sinne der Zielkonformität der Technologieförderung grundsätzlich besser geeignet sind als Ausschreibungsmodelle. Letztere sind wiederum höher zu bewerten als Quotenmodelle, da zu erwarten ist, dass sie stärkeren Kostendruck entfalten.

Die mit der Haushaltsfinanzierung einhergehende Unsicherheit der EEA-Betreiber über das zukünftig zur Verfügung stehende Budget schafft ebenfalls größeren Innovationsdruck im Sinne der Senkung von Anlagenkosten als die Finanzierung von Einspeise- und Ausschreibungsmodelle über eine Stromumlage.

Eine ähnliche Argumentation trifft für den Vergleich der Marktzugangsformen zu. Hier schafft die Selbstvermarktung größeren Innovationsdruck auf die Hersteller als die Abnahmegarantie.

Werden die Fördermittel in Ausschreibungsmodellen als Investitionszuschüsse vergeben, besteht vor allem ein direkter Anreiz zur Senkung von Anlagenkosten (EUR/KW). Die EEA-Betreiber geben diesen Anreiz als Kostensenkungsdruck an die EEA-Hersteller weiter. Die Förderung durch Betriebskostenzuschüsse setzt dagegen Anreize zur Senkung der Stromgestehungskosten (EUR/kWh). Die Betriebskostenförderung stellt im Vergleich zur Investitionsförderung einen fortwährenden dynamischen Anreiz dar, der letztlich zu größeren und besser kalkulierbaren Kostensenkungen führen sollte.

Bei den Quotenmodellen kann davon ausgegangen werden, dass Stromverkäufer eher als Endverbraucher in der Lage sind, einen Kostendruck auf die Stromgestehungskosten aus EEA zu erzeugen, der letztlich auch bei den Anlagen-Herstellern zu kostensenkenden Innovationen führen wird.

Ein gut funktionierender transparenter Grüne-Zertifikatemarkt sorgt dafür, dass nur die günstigsten Produktionsstandorte von der Förderung profitieren und der Wettbewerb auf der Technologieebene geführt wird. Insofern ist im Sinne der Kostensenkung bei den Technologien eine Quotenregelung mit Zertifikatehandel höher zu bewerten als eine Variante mit physikalischer Quotenerfüllung. Bei letzterer kann es durch Netzengpässe und andere institutionelle Stromhandelshemmnisse dazu kommen, dass der Wettbewerb zwischen Standorten eine größere Rolle spielt als der Wettbewerb zwischen Technologien.

Bei der Bewertung der Zielkonformität bezüglich des Ziels der Kostensenkung in Tabelle 7 wurde dem Modellgrundtyp höchste Priorität eingeräumt.

Grundsätzlich eignen sich technologiepolitische und umweltpolitische Ziele am besten, um mit den diskutierten Instrumenten umgesetzt zu werden. Die stabilitätspolitischen Ziele werden dagegen nur indirekt umgesetzt.

2.4.3.5 Systemkonformität

Die Untersuchung der Systemkonformität erfolgt anhand der Bewertung der Marktkonformität, dem Ausmaß unerwünschter Nebenwirkungen sowie der Stabilität gegenüber sich ändernden politischen Rahmenbedingungen. Da Systemkonformität eine Eigenschaft ist, die unabhängig von den verfolgten Zielen gilt, wird in dieser Kategorie nicht zwischen den unterschiedlichen Förderzielen unterschieden, d.h. in der nachfolgenden Bewertungstabelle sind die Spalten zwei bis vier identisch.

Die Marktkonformität einer Modellvariante wird dabei umso höher bewertet, je größer die Entscheidungsfreiheit der Wirtschaftssubjekte bei der gewählten Variante ausfällt und je besser ein Mechanismus dazu geeignet ist, wettbewerblich organisierte Märkte zu schaffen.

Unterscheidet man nach den grundsätzlichen Modelltypen (Ausschreibung, Einspeisetarif, Quote), so lässt sich in Bezug auf die Entscheidungsfreiheit keines der Modelle hervorheben, da weder über die Gewährung der Einspeisevergütung bzw. der Auszahlung von Betreiber- oder Investitionszuschüssen noch über die Einhaltung von Quoten individuell entschieden werden kann. Im Hinblick auf das Schaffen wettbewerblich organisierter Märkte haben Einspeisetarifregelungen insofern einen strukturellen Nachteil, als die Anbieter von Strom aus erneuerbaren Energien nicht direkt in Wettbewerb zueinander treten. Bei Ausschreibungsmodellen ist dieser Aspekt sicherlich am stärksten betont. Allerdings wird bei Ausschreibungsmodellen nur um die Vergabe von Erzeugungskapazitäten gerungen. Im Betriebsverlauf der Anlagen herrscht im Gegensatz zu Quotenmodellen kein Wettbewerb mehr. Auf den vorgelagerten Produktionsstufen schaffen alle drei Grundtypen neue Wettbewerbsmärkte, so beispielsweise unter den Herstellern von EEA bzw. um die Belegung guter Erzeugungsstandorte. Die Markttransparenz und das Vermeiden zu großer Akkumulation von Marktmacht bei der Produktion von grünem Strom ist im Falle der Einspeiseregulungen am besten und bei Ausschreibungsmodellen am schlechtesten gewahrt, da es bei Einspeisemodellen keine Mengenbeschränkungen und klare Preisvorgaben gibt. Bei Ausschreibungen kann der Markt dagegen durch große Gebotsvolumen beherrscht werden. Für die Bewertung der Marktkonformität soll letztlich jedoch der Wettbewerbsgrad auf der Produzentenebene von grünem Strom den Ausschlag geben. Insofern sind in diesem Punkt Ausschreibungsmodelle etwas besser als Quotenmodelle und beide deutlich besser als Einspeisemodelle zu bewerten.

Gegenüber sich ändernden Rahmenbedingungen sind Ausschreibungsmodelle sicherlich am anfälligsten für Instabilitäten und entsprechende Marktunsicherheiten, da dieser Markt nur periodisch stattfindet. Zwischen Quoten- und Einspeisemodellen lassen sich in dieser Hinsicht kaum bewertungsrelevante Unterschiede ausmachen. Negative Einflüsse auf andere Märkte lassen sich allein aus der Wahl des Modellgrundtyps nicht bewerten. Legt man sowohl die Wettbewerbsintensität als auch die Stabilität des Wettbewerbs bei der Bewertung zugrunde, zeigt sich insgesamt, dass bei der Bewertung von Systemkonformität bezüglich der Wahl des Modelltyps Quo-

tenmodelle tendenziell am höchsten und Einspeisemodelle am niedrigsten zu bewerten sind.

Die Bedeutung der Wahl des Modellgrundtyps ist in Bezug auf Systemkonformität allerdings geringer einzuschätzen als die Wahl des Marktzutritts. Mit der „Selbstvermarktung“ ist im Hinblick auf Systemkonformität hier sicherlich die ideale Marktzutrittsform gefunden. Die Gewährung einer Abnahme- und Vergütungsgarantie für EEA-Betreiber bringt dagegen – neben der definitionsgemäßen Wettbewerbsverringering – erhebliche Marktverzerrungen mit sich, weil in diesem Fall einer möglicherweise sehr großen Strommenge im elektrischen Leitungsnetz keine Abnehmer gegenüber stehen. Als Folge werden aus Netzbetreibern Stromverkäufer, welche die Struktur des gesamten Strommarkts erheblich zum Negativen verändern können.

Wenn Einspeise- oder Ausschreibungsmodelle durch den öffentlichen Haushalt finanziert werden, gibt es nur insofern Nebeneffekte als das so verwendete Staatsbudget nicht für andere Zwecke verwendet werden kann. Es ist jedoch sicherlich falsch, dies als „unerwünschten Nebeneffekt“ zu bezeichnen. Die Stabilität gegenüber sich ändernden Rahmenbedingungen ist bei der Haushaltsfinanzierung jedoch nicht gewährleistet, da bei knappen Staatskassen immer ein Anreiz zur Mittelbeschneidung gegeben ist. Dies gilt insbesondere dann, wenn das Fördervolumen für erneuerbare Energien sich zu mehreren Milliarden Euro aufsummiert. Die Refinanzierung von Einspeise- und Ausschreibungsmodellen über die Strompreise führt dagegen zu steigenden Strompreisen und somit zu einer geringeren Stromnachfrage. Steigende Strompreise können unerwünschte Nebeneffekte nach sich ziehen (z. B. Standortverlagerungen von Unternehmen ins Ausland). Insgesamt erscheint jedoch die Finanzierung über die Stromumlage aufgrund der höheren Sicherheit gegenüber sich ändernden Rahmenbedingungen die systemkonformere Variante zu sein.

Bei der Bewertung des Ausschüttungsmodus bei Ausschreibungsmodellen ist der Betriebskostenzuschuss höher zu bewerten als der Investitionszuschuss, da in diesem Fall ein stärkerer Anreiz für die Schaffung neuer Servicebereiche der Anlagenbetriebsführung geschaffen wird, während beim Investitionszuschuss lediglich bei den EEA-Herstellern ein schärferer Wettbewerb gefördert wird.

Bei der Wahl der Verpflichteten eines Quotenmodells hat die Endverbraucher gegenüber der Verkäuferverpflichtung Vorteile, weil der Wettbewerb der Verkäufer um den Kunden verstärkt wird. Ein weitaus wichtigeres Merkmal von Quotenmodellen in punkto Systemkonformität ist allerdings die Entscheidung, ob die Quotenerfüllung durch ein System handelbarer grüner Zertifikate flexibilisiert werden soll. Mit dieser Trennung wird ein neuer wettbewerbsorientierter Markt für grüne Zertifikate geschaffen, der keine weiteren Einflüsse auf andere Märkte haben wird. Ohne diese Trennung entstünde ein Markt für grünen Strom, dessen Flexibilität und Funktionstüchtigkeit gegenüber der Zertifikatelösung geringer einzuschätzen ist.

Für die Bewertung in Tabelle 8 besitzt die Wahl des Marktzutritts höchste Priorität, gefolgt von der Wahl des Modellgrundtyps. Innerhalb der Modellgrundtypen gelten die in der Diskussion um die Systemkonformität aufgezeigten Vorrangregelungen einzelner Ausgestaltungsattribute.

Tabelle 8: Bewertung nach dem Kriterium „Systemkonformität“

Politisches Ziel Förderinstrument	Umweltschutz	Wirtschaftsförderung	Technologieförderung
E-AP-HF	1	1	1
E-AP-UF	2	2	2
E-SV-HF	11	11	11
E-SV-UF	12	12	12
A-AP-HF-BK	4	4	4
A-AP-HF-IZ	3	3	3
A-AP-UF-BK	6	6	6
A-AP-UF-IZ	5	5	5
A-SV-HF-BK	14	14	14
A-SV-HF-IZ	13	13	13
A-SV-UF-BK	16	16	16
A-SV-UF-IZ	15	15	15
Q-AP-EP-GZ	10	10	10
Q-AP-EP-GS	8	8	8
Q-AP-VP-GZ	9	9	9
Q-AP-VP-GS	7	7	7
Q-SV-EP-GZ	20	20	20
Q-SV-EP-GS	18	18	18
Q-SV-VP-GZ	19	19	19
Q-SV-VP-GS	17	17	17

Bewertungsreihenfolge:

Umwelt: 1. SV > AP 2. Q > A > E 3. GZ > GS / UF > HF 4. EP > VP / BK > IZ

Wirtschaft: 1. SV > AP 2. Q > A > E 3. GZ > GS / UF > HF 4. EP > VP / BK > IZ

Technologie: 1. SV > AP 2. Q > A > E 3. GZ > GS / UF > HF 4. EP > VP / BK > IZ

2.4.3.6 Ökonomische Effizienz

In bezug auf die ökonomische Effizienz wird aus statischer Sicht bewertet, welche Ausgestaltungsform ein gegebenes Ziel zu den geringsten Kosten erreicht bzw. welches Instrument bei gleichen Kosten den größten Effekt erzielt. Neben den Erzeugungskosten von EEA spielen dabei auch die Transaktionskosten der betrachteten Modellvariante eine wichtige Rolle. Aus dynamischer Sicht gilt es zu bewerten, welches System am ehesten dazu geeignet ist, Innovationen hervorzubringen, die im Zeitverlauf dazu beitragen, die Kosten der angestrebten Zielerreichung zu senken. Im Gegensatz zur Bewertung der Systemkonformität muss in diesem Abschnitt wiederum nach dem angestrebten Ziel der Förderung unterschieden werden.

Die allokativen Effizienz bezüglich des **Umweltziels** ist gegeben, wenn (theoretisch) keine Option bei den begünstigten Technologien ungenutzt bleibt, die grünen Strom günstiger produzieren könnte als die durch das Instrument geförderten Anlagen. Theoretisch erfüllen dieses Kriterium alle drei Modellgrundtypen. Allerdings muss beim Ausschreibungsmodell zusätzlich mit den im Modellvergleich höchsten Trans-

aktionskosten gerechnet werden. Die Einspeisemodelle schneiden diesbezüglich am besten ab. Bei der dynamischen Effizienz haben jene Modelltypen Vorteile, die Anreize zur zukünftigen Kostensenkung geben. Aus diesem Blickwinkel üben diejenigen Grundtypen den größten Kostendruck auf die EEA-Betreiber, EEA-Hersteller und EEA-Dienstleister aus, welche mit den größten Unsicherheiten über zukünftige Einnahmen behaftet sind. An erster Stelle ist hier das Ausschreibungsmodell zu nennen, gefolgt von der Quotenregelung. Diese Reihenfolge dreht die Bewertung der statischen Effizienz um, so dass es schwierig ist, ein abschließendes Urteil über die Rangfolge der Modelltypen zu fällen. Dem Kriterium statische Effizienz soll hier jedoch höhere Bedeutung zukommen, weil zu erwarten ist, dass die Unsicherheit der Investoren bei Mengenmodellen durch die Gewöhnung an das Förderinstrument im Zeitverlauf geringer wird. Die Transaktionskosten der Modelltypen sollen bei der Bewertung folglich den Ausschlag geben.

Beim Marktzutritt ist die Abnahme- und Vergütungspflicht durch die Netzbetreiber ein Effizienzhindernis. Zwar verringert diese Regelung die Transaktionskosten des Marktzutritts bei den EEA-Betreibern. Dieser Effekt wird aber durch eine potenzielle Fehlallokation erkaufte, die dadurch entstehen kann, dass beispielsweise die Kosten des Netzbetreibers durch den EEA-Zubau nicht adäquat berücksichtigt werden. Aus diesem Grund sind bei der Abnahmegarantie keine Innovationen zu erwarten, welche die Kosten des Netzzugangs zukünftig senken könnten.

Die Haushaltsfinanzierung durch den Staat beinhaltet verschiedene Anreizprobleme, die den Kontrollaufwand und damit die Transaktionskosten der entsprechenden Instrumente steigern. Der Grund ist darin zu sehen, dass alle Akteure in der Stromwirtschaft (auch die Netzbetreiber) einen möglichst großen Anteil der staatlichen Förderung für sich in Anspruch nehmen wollen. Die Stromumlage schafft dagegen Interessengegensätze zwischen den EEA-Betreibern und den Adressaten der Stromumlage (z. B. Stromversorger). Daher kann bei dieser Form der Refinanzierung von einer natürlich gegebenen gegenseitigen Kontrolle der betroffenen Akteure ausgegangen werden. Damit kann im Falle einer Umlagefinanzierung mit geringeren Transaktionskosten und insgesamt höherer Systemeffizienz gerechnet werden.

Die Gewährung von Investitionszuschüssen bevorzugt kapitalintensive Technologien und erweckt bei den so geförderten EEA-Betreibern das Verlangen, bereits mit der Investition in die Anlage nahe an der Renditeschwelle zu liegen, da die Stromproduktion nur zu relativ geringen und in der Höhe unsicheren Preisen am konventionellen Strommarkt verkauft werden kann. Für einen reibungslosen Betrieb der Anlagen und für das Erreichen des Umweltziels werden lediglich geringe Anreize gegeben. Insofern ist damit zu rechnen, dass eine Betriebskostenförderung im Bezug auf ein Umweltziel insgesamt zu besseren Allokationsergebnissen führen wird. Im Hinblick auf die dynamische Effizienz sind Investitionszuschüsse für EEA-Betreiber durchaus sinnvoll, weil sie insbesondere auf die Anlagenpreise, Ausfallversicherungen und andere zum Investitionszeitpunkt bekannten Kostengrößen Innovationsdruck ausüben. Allerdings wird auch hier der Bewertung von statischer Effizienz größere Bedeutung beigemessen und somit Betriebskostenzuschüsse höher bewertet.

Ob bei Quotenmodellen die Endverbraucher oder Verkäufer verpflichtet werden, macht in Bezug auf die Transaktionskosten einen erhebliche Unterschied, da im ersten Fall viele Millionen Wirtschaftssubjekte kontrolliert werden müssen und im

letzten Fall nur einige Hundert bis Tausend. Hinsichtlich der allokativen Effizienz hat die Verkäuferverpflichtung Vorteile, weil die Stromversorger über eine bessere Markttransparenz verfügen und durch ihre stärkere Marktmacht in der Lage sind, größeren Innovationsdruck auf die EEA-Industrie auszuüben. Das Transaktionskostenargument soll hier jedoch aufgrund der großen Unterschiede bei der Anzahl der zu kontrollierenden Akteure ausschlaggebend sein.

Die Flexibilisierung der Quotenregelung durch handelbare Zertifikate führt zu größerer Markttransparenz und schafft die Voraussetzung dafür, dass trotz des physikalisch oftmals eher lokalen Versorgungsbeitrags gewährleistet ist, dass Erzeugungsanlagen für grünen Strom dort entstehen, wo die Stromgestehungskosten am geringsten sind. Dieser Aspekt der Quotenmodelle soll in Bezug auf statische Effizienz der Wahl der Verpflichteten untergeordnet werden.

Die Bewertungsunterschiede in der Wahl des Marktzutritts sollen nachfolgend die Wahl des Modellgrundtyps dominieren, da sie sowohl im Hinblick auf statische als auch im Hinblick auf dynamische Effizienz in dieselbe Richtung weisen, während bei der Modelltypenwahl statische und dynamische Effizienz zu gegensätzlichen Rangfolgen führen.

In Bezug auf das Ziel der **Wirtschaftsförderung** soll ökonomische Effizienz bedeuten, dass mit gegebenen Mitteln möglichst viele gesunde Betriebe mit guten Exportaussichten im Inland gefördert und etabliert werden bzw. ein vorgegebenes Beschäftigungs- oder Exportziel mit möglichst geringen Mitteln erreicht wird. Da sich derartige Ziele jedoch kaum operationalisieren lassen, soll nachfolgend untersucht werden, welche Instrumentenvariante die besten Voraussetzungen für inländische Industrieansiedlungen mit hohem Exportanteil schafft. In diesem Sinne geben Einspeisemodelle die verlässlichsten Bedingungen für Unternehmer, da sie aufgrund der festgelegten Vergütungssätze bei gegebener Produktionstechnologie absehen können, ob ihre Produkte mit Gewinn eingesetzt werden können. In diesem Fall erscheint es wahrscheinlicher, dass sich ein Unternehmen mit seinen Produkten auch dann ansiedeln kann, wenn es gegenüber der internationalen Konkurrenz (noch) teurer ist. Dagegen ist bei einem Ausschreibungswettbewerb zu erwarten, dass immer die (international) günstigste Lösung gesucht wird und aufgrund des hohen Kostendrucks neue Akteure eher im Bereich der Projektentwicklung als im beschäftigungsintensiveren Bereich der Anlagenproduktion in den Markt finden. Insofern sind Einspeisemodelle am besten und Ausschreibungsmodelle am schlechtesten zu bewerten. Auf der Basis des Arguments, dass sichere Investitionsbedingungen die Ansiedlung von Unternehmen des Anlagenbaus fördern, ist die Gewährung einer Abnahmegarantie- und Vergütungspflicht höher zu bewerten als die Selbstvermarktung von grünem Strom durch die EEA-Betreiber. Die Umlagefinanzierung ist daher höher zu bewerten als die Haushaltsfinanzierung und Investitionszuschüsse höher als Betriebskostenförderung. Da die Endverbraucherpflichtung in Quotenmodellen möglicherweise dazu führt, dass aufgrund der geringen Markttransparenz nicht immer das günstigste Angebot gewählt wird, ist bei diesem Modelltyp mit einem höheren Preisniveau beim Verkauf von grünem Strom ab EEA zu rechnen als bei der Verpflichtung der Stromversorger. Das erleichtert den Eintritt neuer Firmen. Ähnlich, wenn auch mit geringerer Wirkung, lässt sich auch in Bezug auf die Einführung grüner Zertifikate argumentieren, welche einen höheren Preis-

druck generieren und somit die Ansiedlung neuer Unternehmen erschwert. Im Gegensatz zum Umweltschutzziel wird bei der Zielsetzung „Wirtschaftsförderung“ davon ausgegangen, dass die Wahl des Modelltyps in erster Linie über die Vergabe der Rangplätze entscheidet und erst in zweiter Linie die Marktzutrittsform.

Tabelle 9: Bewertung nach dem Kriterium „Ökonomische Effizienz“

Politisches Ziel Förderinstrument	Umweltschutz (3)	Wirtschaftsförderung (1)	Technologieförderung (3)
E-AP-HF	9	19	1
E-AP-UF	10	20	2
E-SV-HF	19	17	3
E-SV-UF	20	18	4
A-AP-HF-BK	2	5	13
A-AP-HF-IZ	1	7	17
A-AP-UF-BK	4	6	14
A-AP-UF-IZ	3	8	18
A-SV-HF-BK	12	1	15
A-SV-HF-IZ	11	3	19
A-SV-UF-BK	14	2	16
A-SV-UF-IZ	13	4	20
Q-AP-EP-GZ	6	15	7
Q-AP-EP-GS	5	16	5
Q-AP-VP-GZ	8	13	11
Q-AP-VP-GS	7	14	9
Q-SV-EP-GZ	16	11	8
Q-SV-EP-GS	15	12	6
Q-SV-VP-GZ	18	9	12
Q-SV-VP-GS	17	10	10

Bewertungsreihenfolge:

Umwelt: 1. SV > AP 2. E > Q > A 3. UF > HF / VP > EP 4. BK > IZ / GZ > GS
Wirtschaft: 1. E > A > Q 2. AP > SV 3. IZ > BK / EP > VP 4. UF > HF / GZ > GS
Technologie: 1. A > Q > E 2. IZ > BK / VP > EP 3. GZ > GS 4. SV > AP 5. UF > HF

Bei der **Technologieförderung** soll allokativer ökonomischer Effizienz dann gegeben sein, wenn ein gegebenes Kostensenkungsziel mit möglichst geringen Mitteln bzw. mit gegebenen Mitteln möglichst weitgehende Kostensenkungen erreicht werden. Trotz der vergleichsweise hohen Transaktionskosten ist zu erwarten, dass Ausschreibungsmodelle mit gegebenen Mitteln die stärksten Kostensenkungen bewirken und Einspeisemodelle die geringsten. Allerdings bieten Einspeisemodelle die Möglichkeit, Neuentwicklungen mit hohem zukünftigem Kostensenkungspotenzial frühzeitig am Markt zu erproben. Insofern bietet dieser Modelltyp Vorteile im Sinne der dynamischen Effizienz. Dennoch werden hinsichtlich der ökonomischen Effizienz für das Erreichen von Kostensenkungen Ausschreibungsmodelle nachfolgend am stärksten bewertet; zumal sie es relativ leicht ermöglichen, auch im Hinblick auf Neuentwicklungen Wettbewerb zu eröffnen. Ein Marktzutritt per Selbstvermarktung legt

den relevanten Innovationsbedarf am deutlichsten offen, da die EEA-Betreiber den gesamten Vermarktungsprozess kennen müssen und die entsprechenden Innovationen der EEA-Hersteller daher besser bewerten können. Dadurch ist bei der Selbstvermarktung zu erwarten, dass die Bereitstellungskosten von grünem Strom zumindest mittelfristig mit gegebenen Mitteln eher gesenkt werden können. Ähnliches gilt für die Umlagefinanzierung.

Die Akteure der Stromwirtschaft, welche die Kosten der Regelung umlegen müssen, werden darauf achten, dass solche Innovationen vorangetrieben werden, die zur eigenen Kostensenkung beitragen (z.B. netzverträgliches Design von Windkraftanlagen). Bei Investitionszuschüssen müssen die EEA-Betreiber beim Stromverkauf mit konventionellen Anbietern konkurrieren. Aufgrund dessen ist zu erwarten, dass sich vor allem im Sinne dynamischer Effizienz größere Kostensenkungen ergeben als bei der Gewährung von Betriebskostenzuschüssen. Bei Quotenmodellen ist aufgrund ihres besseren Marktüberblicks eine Verpflichtung der Verkäufer vorzuziehen, da diese einen höheren Kostensenkungsdruck ausüben. Mit einem Zertifikatesystem ist ein insgesamt höherer Kostendruck zu erwarten als bei physikalischer Erfüllung.

Bezüglich der Bewertung in der vierten Spalte von Tabelle 9 gibt vor allem die Wahl des Modellgrundtyps den Ausschlag. Bei Ausschreibungsmodellen ist darüber hinaus die Auszahlung der Fördermittel als Investitionszuschuss im Hinblick auf die Senkung spezifischer Stromgestehungskosten sehr hoch zu bewerten.

2.4.3.7 Institutionelle Beherrschbarkeit

Die Diskussion der institutionellen Beherrschbarkeit befasst sich einerseits mit der politischen Durchsetzbarkeit eines Instruments und andererseits mit den Möglichkeiten des politischen Missbrauchs. Bei diesem Bewertungskriterium wird wiederum nicht nach den verschiedenen Zielsetzungen unterschieden, da die Durchsetzbarkeit und der Missbrauch eines Instruments vor allem mit der Belastung von Akteuren bzw. mit der Umwidmung von Zahlungsmitteln zu tun hat, unabhängig von den politischen Zielen, die mit dem Instrument verfolgt werden.

Hinsichtlich des Modellgrundtyps zeigt sich, dass in der Vergangenheit alle diskutierten Modelltypen in Europa implementiert werden konnten. In Bezug auf den politischen Missbrauch erscheinen insbesondere solche Instrumente anfällig, für deren Funktionieren politische Entscheidungen immer wieder neu getroffen werden müssen. In diesem Fall besteht die Gefahr, dass beispielsweise im Vorfeld von Wahlen diese Entscheidungen dazu genutzt werden, bestimmte Wähler- bzw. Lobbygruppen zu bevorzugen. Insofern schneiden Einspeisemodelle hier am besten und Ausschreibungsmodelle am schlechtesten ab.

Der Marktzugang mittels Abnahmegarantie und Vergütungspflicht wird in liberalisierten Märkten zunehmend schwierig, da die betroffenen Netzbetreiber dadurch quasi zu Stromhändlern werden und somit den gesamten Strommarkt verzerren. Wenn sich diese Verzerrung jedoch derart auswirkt, dass die etatmäßigen Stromverkäufer diesen „Überschussstrom“ nahezu kostenlos bekommen können, gibt es nur geringe Widerstände gegen eine solche Regelung. Die Selbstvermarktung dürfte dagegen vor allem von den EEA-Betreibern bekämpft werden. Insgesamt erscheint die Abnahme- und Vergütungspflicht jedoch leichter durchsetzbar.

Bei der Refinanzierung von Vergütungszahlungen erscheint die Haushaltsfinanzierung zwar sehr leicht durchsetzbar, allerdings birgt sie die größeren Gefahren des politischen Missbrauchs. Insofern ist hier eine Stromumlage leichter zu beherrschen, zumal sie so gestaltet werden kann, dass die Begünstigten und die Verpflichteten einer Umlageregelung sich selbst kontrollieren.

Eine Gewährung von Betriebskostenzuschüssen ist bei den Betreibern von EEA sicherlich angesehener als reine Investitionszuschüsse, da sie das Einkommen über Jahre hinweg sicher prognostizierbar machen.

Bei einem Quotenmodell ist eine Endverbraucherpflichtung im Angesicht von Wahlen nur mit Mühe durchsetzbar. Das Förderinstrument wird zwar letztlich von den Stromverbrauchern getragen, wenn die Verpflichtung aber zunächst bei den Stromverkäufern ansetzt und diese ihre Belastungen auf die Endverbraucher überwälzen, erscheint dies politisch leichter zu „verkaufen“. Die Wahl der Verpflichteten ist in diesem Zusammenhang bedeutender einzuschätzen als die Flexibilisierung der Quotenerfüllung durch handelbare Zertifikate.

Tabelle 10: Bewertung nach dem Kriterium „Institutionelle Beherrschbarkeit“

Politisches Ziel Förderinstrument	Umweltschutz	Wirtschaftsförderung	Technologieförderung
E-AP-HF	19	19	19
E-AP-UF	20	20	20
E-SV-HF	17	17	17
E-SV-UF	18	18	18
A-AP-HF-BK	6	6	6
A-AP-HF-IZ	5	5	5
A-AP-UF-BK	8	8	8
A-AP-UF-IZ	7	7	7
A-SV-HF-BK	2	2	2
A-SV-HF-IZ	1	1	1
A-SV-UF-BK	4	4	4
A-SV-UF-IZ	3	3	3
Q-AP-EP-GZ	12	12	12
Q-AP-EP-GS	11	11	11
Q-AP-VP-GZ	16	16	16
Q-AP-VP-GS	15	15	15
Q-SV-EP-GZ	10	10	10
Q-SV-EP-GS	9	9	9
Q-SV-VP-GZ	14	14	14
Q-SV-VP-GS	13	13	13

Bewertungsreihenfolge:

Umwelt: 1. E > Q > A 2. VP > EP 3. AP > SV 4. UF > HF / GZ > GS 5. BK > IZ
Wirtschaft: 1. E > Q > A 2. VP > EP 3. AP > SV 4. UF > HF / GZ > GS 5. BK > IZ
Technologie: 1. E > Q > A 2. VP > EP 3. AP > SV 4. UF > HF / GZ > GS 5. BK > IZ

Da die Einführung von grünen Zertifikaten die Quotenerfüllung erleichtert, wird sich ein solches System nicht nur relativ leicht durchsetzen lassen; wenn sich ein Staat für die Einführung einer Quotenregulierung entscheidet, werden die Verpflichteten ein System handelbarer Zertifikate geradezu einfordern.

2.4.4 Empfehlungen für die zukünftige Förderpolitik

Nachdem zu Beginn verschiedene Instrumententypen und Ausgestaltungsvarianten zur Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien vorgestellt wurden, ist nun deren Bewertung hinsichtlich der Erfüllung umweltpolitischer, stabilitätspolitischer und technologiepolitischer Ziele abgeschlossen. Insgesamt zeigt sich, dass die ordnungspolitische Bewertung im Hinblick auf stabilitätspolitische Ziele deshalb schwer fällt, weil politische Maßnahmen vor diesem Hintergrund kaum zu legitimieren sind und eine Operationalisierung der angestrebten Ziele problematisch ist. Letzteres führt wiederum zu Schwierigkeiten beim Bewerten von Effektivität und Effizienz. Grundsätzlich bleibt daher festzuhalten, dass die diskutierten Instrumente vor allem zum Erreichen bestimmter Umweltschutzziele oder Kostenreduktionsvorgaben geeignet sind. In den nachfolgenden Tabellen wird die weiter oben nach den einzelnen Bewertungskriterien vorgenommene Vergabe von jeweils 20 Rangpunkten nach den politischen Zielvorgaben gruppiert und ausgewertet.

Im Gegensatz zu [BMU 1999, S. 365] soll hier nicht der Fehler gemacht werden, am Ende der Bewertung, ordinal skalierte Bewertungspunkte über die verschiedenen Bewertungskategorien zu gewichten und aufzusummieren. Bei den nachfolgenden Tabellen sind solche Instrumenten-Designs gegenüber anderen als unterlegen gekennzeichnet (graue Schattierung), die in allen Bewertungskategorien schlechter abschneiden.

Im Hinblick auf das Umweltschutzziel (Tabelle 11) zeigt sich bei dieser Vorgehensweise, dass keines der Einspeisemodelle sowie insgesamt vier Varianten der Quotenmodelle nicht von anderen Modellvarianten dominiert werden. Dagegen unterliegen im Hinblick auf das Erreichen umweltpolitischer Ziele Ausschreibungsmodelle in allen Bewertungskriterien der Quotenverpflichtung mit Selbstvermarktung, Endverbraucherpflichtung und dem Zertifikatehandel. Dies liegt insbesondere daran, dass Ausschreibungsmodelle hinsichtlich der Zielerreichung Probleme aufweisen und aufgrund der immer wiederkehrenden Ausschreibungsrunden institutionell sehr schwer zu beherrschen sind.

Letzteres ist jedoch gerade die Stärke von Einspeisemodellen. Diese sind einfach zu beherrschen und schneiden aufgrund der damit einhergehenden vergleichsweise geringen Transaktionskosten bei der ökonomischen Effizienz gut ab. Die Schwächen von Einspeisemodellen im Vergleich zu anderen Designs liegen vor allem bei der schwer prognostizierbaren Zielerreichung und bei der relativ geringen Konformität mit dem marktwirtschaftlichen System.

Tabelle 11: Instrumentenbewertung bezüglich des Förderziels „Umweltschutz“

	Entscheidungsebene	Zielkonformität	Systemkonformität	Ökonomische Effizienz	Institut. Beherrschbarkeit
E-AP-HF	14	7	1	9	19
E-AP-UF	4	8	2	10	20
E-SV-HF	19	1	11	19	17
E-SV-UF	9	2	12	20	18
A-AP-HF-BK	13	11	4	2	6
A-AP-HF-IZ	12	9	3	1	5
A-AP-UF-BK	3	12	6	4	8
A-AP-UF-IZ	2	10	5	3	7
A-SV-HF-BK	18	5	14	12	2
A-SV-HF-IZ	17	3	13	11	1
A-SV-UF-BK	8	6	16	14	4
A-SV-UF-IZ	7	4	15	13	3
Q-AP-EP-GZ	15	19	10	6	12
Q-AP-EP-GS	11	17	8	5	11
Q-AP-VP-GZ	5	20	9	8	16
Q-AP-VP-GS	1	18	7	7	15
Q-SV-EP-GZ	20	15	20	16	10
Q-SV-EP-GS	16	13	18	15	9
Q-SV-VP-GZ	10	16	19	18	14
Q-SV-VP-GS	6	14	17	17	13

Ausschreibungsmodelle sind selbst dann unterlegen, wenn man der ordnungspolitischen Bewertung die Verfolgung stabilitätspolitischer Ziele zugrunde legt. Vor diesem Hintergrund zeigen sich vor allem Einspeisemodelle als weitgehend überlegen. Lediglich in punkto Systemkonformität empfiehlt sich hier die Einführung von solchen Quotenmodellen, die den Erzeugern von grünem Strom keine Abnahmegarantie und Mindestvergütungspflicht gewähren. Innerhalb der Einspeisemodelle zeigen sich solche mit Umlagefinanzierung gegenüber jenen mit einer Finanzierung aus dem allgemeinen Staatshaushalt überlegen, weil mit der Umlagefinanzierung ein stabiles System mit gegenseitiger Kontrolle der Wirtschaftsakteure implementiert wird.

Eine Unterlegenheit von Ausschreibungsmodellen kann nicht postuliert werden, wenn mit der Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien ein möglichst rasches und zielgenaues Senken der Gestehungskosten von grünem Strom erreicht werden soll (Tabelle 13). Allerdings lässt sich auch in diesem Fall keine klare Empfehlung zugunsten von Ausschreibungsmodellen begründen. Selbst unter anderen politischen Zielvorgaben ist dieser Instrumententyp nur schwer zu beherrschen. Da Einspeisemodelle mit den Vergütungssätzen für Strom aus EEA steuern, wurden Varianten von diesem Modelltyp bei der Bewertungskategorie „Zielerreichung“ höher eingestuft als Ausschreibungsmodelle, welche zwar einen hohen Druck auf Erzeugungskosten ausüben jedoch gegenüber Einspeisemodellen Nachteile beim Dosie-

ren und Steuern dieses Kostendrucks aufweisen, weil sie über den Umweg von Mengenbeschränkungen erfolgen.

Tabelle 12: Instrumentenbewertung bezüglich der „Wirtschaftsförderung“

	Entscheidungsebene	Zielkonformität	Systemkonformität	Ökonomische Effizienz	Institut. Beherrschbarkeit
E-AP-HF	k. W.	19	1	19	19
E-AP-UF	k. W.	20	2	20	20
E-SV-HF	k. W.	17	11	17	17
E-SV-UF	k. W.	18	12	18	18
A-AP-HF-BK	k. W.	5	4	5	6
A-AP-HF-IZ	k. W.	6	3	7	5
A-AP-UF-BK	k. W.	7	6	6	8
A-AP-UF-IZ	k. W.	8	5	8	7
A-SV-HF-BK	k. W.	1	14	1	2
A-SV-HF-IZ	k. W.	2	13	3	1
A-SV-UF-BK	k. W.	3	16	2	4
A-SV-UF-IZ	k. W.	4	15	4	3
Q-AP-EP-GZ	k. W.	15	10	15	12
Q-AP-EP-GS	k. W.	16	8	16	11
Q-AP-VP-GZ	k. W.	13	9	13	16
Q-AP-VP-GS	k. W.	14	7	14	15
Q-SV-EP-GZ	k. W.	11	20	11	10
Q-SV-EP-GS	k. W.	12	18	12	9
Q-SV-VP-GZ	k. W.	9	19	9	14
Q-SV-VP-GS	k. W.	10	17	10	13

k. W. = keine Wertung

Auf politischer und insbesondere auf umweltpolitischer Ebene wird es zunehmend wichtig, nicht nur den Nutzen einer Fördermaßnahme in den Vordergrund zu rücken. Vor allem dann, wenn die öffentliche Wahrnehmung von Umweltproblemen in den Hintergrund tritt, scheint es notwendig zu sein, umweltpolitische Maßnahmen mit dem Argument anzubieten und zu verkaufen, dass damit das Erreichen anderer politischer Ziele gefördert wird.

Vor diesem politischen Hintergrund und in Anbetracht der oben angewandten Dominanzregeln verbleiben vier Instrumentenvarianten zur Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien, die hinsichtlich keinem der untersuchten politischen Ziele von anderen Instrumenten-Designs dominiert werden (Tabelle 14). Dabei handelt es sich um zwei Einspeisemodelle mit Umlagefinanzierung, die den Status quo in der Bundesrepublik widerspiegeln sowie um zwei Quotenmodellvarianten, welche die Quotenerfüllung durch Zertifikatehandel flexibilisieren und keine Abnahmegarantie und Vergütungspflicht für Strom aus EEA gewähren.

Tabelle 13: Instrumentenbewertung bezüglich der „Technologieförderung“

	Entscheidungsebene	Zielkonformität	Systemkonformität	Ökonomische Effizienz	Institut. Beherrschbarkeit
E-AP-HF	k. W.	18	1	1	19
E-AP-UF	k. W.	17	2	2	20
E-SV-HF	k. W.	20	11	3	17
E-SV-UF	k. W.	19	12	4	18
A-AP-HF-BK	k. W.	14	4	13	6
A-AP-HF-IZ	k. W.	13	3	17	5
A-AP-UF-BK	k. W.	10	6	14	8
A-AP-UF-IZ	k. W.	9	5	18	7
A-SV-HF-BK	k. W.	16	14	15	2
A-SV-HF-IZ	k. W.	15	13	19	1
A-SV-UF-BK	k. W.	12	16	16	4
A-SV-UF-IZ	k. W.	11	15	20	3
Q-AP-EP-GZ	k. W.	2	10	7	12
Q-AP-EP-GS	k. W.	1	8	5	11
Q-AP-VP-GZ	k. W.	6	9	11	16
Q-AP-VP-GS	k. W.	5	7	9	15
Q-SV-EP-GZ	k. W.	4	20	8	10
Q-SV-EP-GS	k. W.	3	18	6	9
Q-SV-VP-GZ	k. W.	8	19	12	14
Q-SV-VP-GS	k. W.	7	17	10	13

k. W. = keine Wertung

Bei genauerem Hinsehen lässt sich eine gewisse „Tendenz“ zu einem Einspeisemodell mit Umlageverfahren erkennen, das jedoch keine Abnahmegarantie durch die Netzbetreiber vorsieht. Im Gegensatz zum in Deutschland bestehenden EEG könnte aus ordnungspolitischer Sicht eine leichte Verbesserung dadurch erreicht werden, dass die Erzeuger von grünem Strom ihre gesetzlich garantierte Vergütung erst dann erhalten, wenn sie einen Käufer für ihr Produkt (inklusive Netznutzung und Durchleitung) nachweisen können.

Tabelle 14: Überlegene Instrumenten-Designs für die Förderung von grünem Strom

	Entscheidungsebene	Zielkonformität	Systemkonformität	Ökonomische Effizienz	Institut. Beherrschbarkeit
E-AP-UF	4 - -	8 20 17	2 2 2	10 20 2	20 20 20
E-SV-UF	9 - -	2 18 19	12 12 12	20 18 4	18 18 18
Q-SV-EP-GZ	20 - -	15 11 4	20 20 20	16 11 8	10 10 10
Q-SV-VP-GZ	10 - -	16 9 8	19 19 19	18 9 12	14 14 14

Bei den Quotenmodellen kann eine leichte Überlegenheit der Modellvariante mit Versorgerverpflichtung insbesondere deshalb vermutet werden, weil dieses Design im

Gegensatz zu einer direkten Verpflichtung der Endverbraucher (Wähler) institutionell besser zu beherrschen ist.

Diese Ergebnisse bestätigen im Wesentlichen die Instrumentenbewertung in [BMU 1999, S. 365]. Dort werden neben Einspeisemodellen und Quotenmodellen auch Bieterwettbewerbe und freiwillige Marketingmaßnahmen (Grüne Angebote) bewertet. Abgesehen davon, dass dabei teilweise Äpfel (hoheitliche Instrumente) mit Birnen (betriebswirtschaftliche Maßnahmen) verglichen werden, bleiben am Ende dieser Bewertung Einspeisemodelle und Quotenmodelle als einzige ernstzunehmende Alternativen bestehen. [Voss et al. 2000] stellen das Ziel der Kostensenkung durch Förderinstrumente ins Zentrum ihrer Bewertung und kommen zu dem Schluss, dass Ausschreibungsmodelle mit Investitionszuschüssen am besten geeignet sind, diese Ziele umzusetzen. Damit stimmen sie insofern mit den Überlegungen in diesem Aufsatz überein, als das Ziel der Technologieförderung der einzige Bereich ist, bei dem Ausschreibungsmodelle nicht von anderen Modellen dominiert wurden.

Vor diesem Hintergrund ergeben sich für die zukünftige Förderung erneuerbarer Energien folgende Empfehlungen:

1. Für die Bundesregierung gibt es derzeit keinen dringenden Handlungsbedarf, von der Förderung erneuerbarer Energien im Rahmen des EEG auf ein anderes Fördersystem zu wechseln, da keines der alternativen Instrumente eine deutliche Überlegenheit aufweist.
2. Es sollte jedoch überlegt werden, ob die Abnahmepflicht für grünen Strom im EEG durch eine Selbstvermarktungszwang für die Erzeuger von grünem Strom ersetzt werden kann.
3. Wenn auf EU-Ebene eine handelsorientierte Koordinierung nationaler Systeme herbeigeführt werden sollte, empfiehlt sich eine Abkehr von der Einspeiseregulierung hin zu Quotenmodellen mit Zertifikatehandel und Selbstvermarktung der Produzenten von grünem Strom. Beim Modellwechsel sollten die weiter oben abgeleiteten Empfehlungen zur Einführung eines Quotenmodells beachtet werden.
4. Es ist generell zu bezweifeln, dass Ausschreibungsmodelle ein geeignetes Instrument zur Förderung erneuerbarer Energien im Stromsektor darstellen.

3 Grüne Angebote

Bearbeitet von M. Dreher, M. Wietschel, O. Rentz

3.1 Die Ausgangssituation

Bei Grünen Angeboten handelt es sich um ein freiwilliges umweltpolitisches Instrument. Sie werden als freiwilliges Engagement von Versorgungsunternehmen auf dem Strommarkt mit dem Ziel angeboten, die Stromerzeugung aus regenerativen Energieträgern zu fördern. Kunden können ebenfalls freiwillig an diesen Angeboten teilnehmen. Üblicherweise führt die Teilnahme an einem Grünen Angebot zu zusätzlichen Kosten im Vergleich zur alternativen Wahl eines normalen Stromangebots. Der Preisunterschied zwischen Grünem und normalem Angebot wird über die höheren Stromerzeugungskosten von Kraftwerksanlagen auf Basis regenerativer Energieträger im Vergleich zur konventionellen Stromerzeugung begründet.

Die aktuelle Situation bei Grünen Angeboten zeichnet sich nicht nur in der Bundesrepublik Deutschland sondern auch in anderen europäischen Staaten durch eine sehr zahlreiche Implementierung dieses Förderinstruments aus. Damit liegen in diesem Bereich im Gegensatz zu Quotenregelungen und Ausschreibungsmodellen bereits umfangreiche Erfahrungen vor, die allerdings bisher noch nicht systematisch erfasst sind. Aufgrund dieser Ausgangssituation ist es sinnvoll im Rahmen dieser Arbeit empirische Untersuchungen durchzuführen, um die aktuelle Situation sowie Chancen und Probleme Grüner Angebote erfassen und entsprechende Lösungsvorschläge erarbeiten zu können. In den folgenden Abschnitten werden grundlegende Aspekte Grüner Angebote sowie die Ergebnisse verschiedener empirischer Untersuchungen näher vorgestellt¹.

3.2 Zusätzlichkeit Grüner Angebote

Als wichtige Eigenschaft Grüner Angebote wird häufig die Zusätzlichkeit genannt². Darunter ist zu verstehen, dass ein erkennbarer Beitrag zum Umweltschutz durch eine Teilnahme am Grünen Angebot geleistet werden muss. Hierdurch kommt der Fördergedanke zugunsten einer regenerativen Stromerzeugung zum Ausdruck, der hinter dem Konzept Grüner Angebote steht³.

Aus der Anforderung der Zusätzlichkeit lässt sich ableiten, dass die vielfach erhobene Forderung nach Ausschluss von Strom aus regenerativen Erzeugungsanlagen, der unter die Garantiepriese und die Abnahmepflicht des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) fällt, ihre Berechtigung hat⁴. Dies betrifft sowohl Strom aus Anlagen, die über das EEG vergütet und als Grüne Angebote deklariert werden, sowie Anlagen, die, obwohl sie durch das EEG gefördert werden könnten, diese Förderung

¹ Siehe dazu auch [Dreher et al. 1999a], [Dreher et al. 2000a].

² Vgl. [Weller 1998, S. 67], [Fritsche et al. 1999b, S. 8].

³ Da einige Zertifizierungsverfahren und damit auch verschiedene Grüne Angebote Strom aus KWK-Anlagen einbeziehen, gilt dies auch für die Kraft-Wärme-Kopplung.

⁴ Zur Diskussion um das EEG und Grüne Angebote siehe z. B. [Markard et al. 2000].

nicht in Anspruch nehmen, und statt dessen über Grüne Angebote vermarktet werden. In beiden Fällen tritt nur eine Verlagerung der Kosten von der Allgemeinheit der Stromverbraucher auf die Teilnehmer an Grünen Angeboten auf. Die Anforderung der Zusätzlichkeit ist auch dann nicht erfüllt, wenn Strom aus bereits bestehenden und wirtschaftlich zu betreibenden regenerativen Anlagen über ein Grünes Angebot verkauft wird. Weiterhin kann auch die Gesellschaftsform des Anlagenbetreibers einen Einfluss auf die Zusätzlichkeit haben, da durch Einkommenssteuereffekte aufgrund von Verlustabschreibungen die Rentabilität von regenerativen Anlagen positiv beeinflusst werden kann⁵.

Die Relevanz der Zusätzlichkeitsforderung ergibt sich daraus, dass es im Falle einer fehlenden Zusätzlichkeit nicht möglich ist, dem Kunden zu vermitteln, weshalb er für die besondere Leistung umweltfreundlich erzeugten Stroms mehr bezahlen soll, obwohl die gleiche Leistung vom Versorgungsunternehmen auch ohne das Grüne Angebot erbracht werden würde. Den Unternehmen bieten nicht-zusätzliche Angebote die Gelegenheit, erhöhte Renditen zu erzielen⁶. Dies führt dazu, dass die Glaubwürdigkeit der Angebote und des damit verbundenen Engagements der Versorgungsunternehmen vor allem bei der Gruppe kritischer Kunden abnimmt.

Obwohl die Zusätzlichkeit aus Gründen des allgemeinen Umweltschutzes und der Glaubwürdigkeit eine durchaus wichtige Eigenschaft Grüner Angebote ist, gibt es auch Punkte, die dafür sprechen, zumindest teilweise von diesem Kriterium abzuweichen. Aus der Zusätzlichkeit ergibt sich vor allem für kleine Versorgungsunternehmen das Hemmnis, dass vor beziehungsweise mit Auflage eines Grünen Angebots auch regenerative Erzeugungsanlagen *zusätzlich installiert* werden müssen. Die entsprechenden Investitionen sind unter der derzeitigen angespannten wirtschaftlichen Situation vor allem von kleinen Unternehmen nur erschwert aufzubringen. Damit verliert diese Angebotsform aus Unternehmenssicht deutlich an Attraktivität, weil eventuell bestehende Anlagen nicht für das Angebot genutzt werden können. Da für den Programmstart beispielsweise aufgrund ungewisser Absatzerwartungen prinzipiell kleine Anlagen bevorzugt werden, ist es nicht möglich, eventuelle Größen-degressionseffekte bei den regenerativen Erzeugungsanlagen zu nutzen. Dies führt zu vergleichsweise hohen Aufpreisen für grünen Strom aus Angeboten, welche das Kriterium der Zusätzlichkeit vollständig erfüllen.

Durch eine Abschwächung der Forderung nach Zusätzlichkeit kann die dargestellte Problematik vermieden und die Möglichkeit geschaffen werden, dass Grüne Angebote erfolgreicher an den Markt gebracht werden können. Voraussetzung hierfür ist, dass zumindest teilweise Strom aus nicht-zusätzlichen Anlagen für Grüne Angebote genutzt werden kann. Damit erhalten Versorgungsunternehmen die Möglichkeit, Grüne Angebote aufzulegen, die für die Teilnehmer geringere zusätzliche Kosten aufweisen als Angebote, die vollständig dem Kriterium der Zusätzlichkeit genügen.

⁵ Z.B. werden Windparks oftmals als Personengesellschaften über die Rechtsform einer GmbH & Co KG oder einer Gesellschaft bürgerlichen Rechtes realisiert, was zu dem Vorteil führt, dass Verluste und Gewinne den Gesellschaftern zugerechnet und steuerlich geltend gemacht werden können.

⁶ Dies ist beispielsweise beim Einsatz von bereits bestehenden Wasserkraftanlagen der Fall. Ein Beispiel für ein solches Modell stellt das Angebot „Aquapower“ der E.ON dar.

Als Folge kann mit einer größeren Kundenresonanz gerechnet werden⁷. Da es sich bei den bestehenden Anlagen kleiner Versorgungsunternehmen üblicherweise um Kleinanlagen handelt, erfordert eine starke Nachfrage nach diesem Angebot in einem weiteren Schritt auch die Installation von zusätzlichen regenerativen Anlagen, um die Nachfrage befriedigen zu können. Dadurch gewährleisten auch solche Angebote einen zusätzlichen Umweltnutzen, der allerdings erst mit einer zeitlichen Verzögerung und nicht gleich zu Angebotsbeginn eintritt. Aus den bisherigen Erfahrungen mit Angeboten von grünem Strom, die zunächst bewusst auf die Zusätzlichkeit verzichteten, ergibt sich, dass auch in diesem Fall eine zusätzliche Umweltentlastung entsteht, falls nicht zu viele und zu große Altanlagen beim Anbieter vorhanden sind. Aus Unternehmenssicht liegen die Vorteile vor allem darin, dass mit diesen Angeboten ein größeres Kundenpotential erschlossen werden kann, was wiederum zur Folge hat, dass größere und damit auch mit geringeren Kosten zu betreibende regenerative Anlagen zugebaut werden können. Darüber hinaus liegen bei diesen Angeboten zum Zeitpunkt des Zubaus regenerativer Anlagen bereits Erfahrungen mit der Angebotsform vor, so dass bei der Investition in neue Anlagen auch das damit verbundene Investitionsrisiko geringer einzuschätzen ist und somit innerbetriebliche Hemmnisse bei der Umsetzung abgebaut werden können. Daher erscheint die Forderung nach der Zusätzlichkeit grüner Tarifangebote nicht unbedingt notwendig.

Bei Modellen, die auf Spenden oder finanziellen Beteiligungen aufbauen, ist es durchaus notwendig, auf die Zusätzlichkeitsbedingung zu bestehen. Grund hierfür ist der Umstand, dass sich diese Angebotsformen üblicherweise auf einzelne Anlagen beziehungsweise Projekte beziehen und nach Realisierung des Vorhabens als abgeschlossen betrachtet werden können. Daher besteht aufgrund der Angebotsform nicht wie bei Tarifmodellen die Möglichkeit, dass der Zusätzlichkeit im weiteren Verlauf des Angebots Rechnung getragen werden kann.

Die Forderung nach der Zusätzlichkeit führt zu der Frage, wie eine Zusätzlichkeit nachgewiesen werden kann. Die entscheidende Fragestellung dabei ist, was ohne das Grüne Angebot passiert wäre (die sogenannten Baselineproblematik). Die Bestimmung einer belastbaren Baseline erweist sich grundsätzlich als problematisch, was sich auch schon bei anderen Umweltregimen wie Joint Implementation und Clean Development Mechanism herausgestellt hat. Bei Grünen Angeboten kann sie im Rahmen von Auditierungen (Überprüfungen) durch externe Akteure angegangen werden, die entsprechende Gütelabels (Zertifikate) vergeben. Das Labelling beziehungsweise die Zertifizierung spielt daher eine besondere Rolle. Neben einem fall-spezifischen Nachweis der wirtschaftlichen Notwendigkeit einer finanziellen Förderung durch Grüne Angebote können auch alternative methodische Ansätze gewählt werden. So könnte der Nachweis der Zusätzlichkeit über bestimmte Projekttypen (charakterisiert durch Erzeugungstechnologien, Größenklassen, Standorte, Betriebsstunden etc.) erbracht werden. Beim Nachweis der Zusätzlichkeit eines Grünen Angebots kommt erschwerend hinzu, dass häufig verschiedene Anlagen zur Bereitstellung des grünen Stroms eingesetzt werden, die nicht alle zusätzlich

⁷ Ein Beispiel hierfür ist das Angebot „RegioStrom“ der Freiburger Energie- und Wasserversorgungs AG. Hier konnten bereits innerhalb eines Monats über 6000 Kunden geworben werden ([FEW 1999a], [FEW 1999b]).

beziehungsweise nicht-zusätzlich sind. Damit ist eine eindeutige Einordnung des gesamten Angebots nicht möglich.

3.3 Empirische Erhebungen zu Grünen Angeboten

Die im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Analysen zu Grünen Angeboten in der Bundesrepublik Deutschland basieren auf drei empirischen Erhebungen, welche im Zeitraum zwischen Dezember 1998 und Dezember 2000 stattgefunden haben. Insgesamt sind bis zum Dezember 2000 fünf verschiedene Umfragen zum Thema Grüne Angebote durchgeführt und veröffentlicht worden.

Die erste Umfrage zu Grünen Angeboten in der Bundesrepublik Deutschland wurde von [Markard 1998] im Dezember 1996 durchgeführt. Dabei konnten insgesamt nur zehn Angebote erfasst werden. Aufgrund dieser geringen Anzahl ist eine valide statistische Auswertung der gewonnenen Daten nur sehr eingeschränkt möglich. Die ermittelten Angaben können in der vorliegenden Arbeit als Anhaltspunkte zur Bewertung der weiteren Entwicklung Verwendung finden.

Aufbauend auf dieser ersten Erhebung erfolgte im Rahmen der vorliegenden Arbeit zwischen Dezember 1998 und Januar 1999 eine weitere Befragung. Ein grundlegendes Problem der Umfrage war die Identifikation der Grundgesamtheit der Anbieter von Grünen Angeboten, da es hier keinen Dachverband oder eine ähnliche Kontaktstelle gab. Die Identifikation der im Rahmen der empirischen Erhebung zu befragenden Unternehmen musste daher auf Grundlage der Marketingaktivitäten für Grünen Strom erfolgen. Dies bedeutet, dass ausschließlich Anbieter erfasst werden konnten, die bereits im Vorfeld der Erhebung ein Grünes Angebot beworben haben. Mit diesem Vorgehen können zwar die Daten aller beziehungsweise ein Großteil der existierenden Angebote ermittelt werden, allerdings ist davon auszugehen, dass im Bereich der geplanten Angebote die Aktivitäten eher unterschätzt werden. Unter diesen Rahmenbedingungen konnten 22 Anbieter ermittelt werden. Aufgrund der überschaubaren Anzahl war ein direktes Ansprechen möglich, so dass eine Rücklaufquote von 95 % erzielt werden konnte. Dabei wurden 28 existierende und 11 geplante Grüne Angebote erfasst.

Im Frühjahr 1999 wurde auch von der Verband der Elektrizitätswirtschaft e. V. (VDEW) eine Erhebung zu Grünen Angeboten durchgeführt (siehe [VDEW 1999a]). Da sich diese Umfrage nur auf VDEW-Mitgliedsunternehmen beschränkt hatte, konnten die Aktivitäten sogenannter Ökostromhändler, die häufig nicht Mitglied der VDEW sind, nicht erfasst werden. Unter Berücksichtigung der Ergebnisse einer gezielten Erhebung zu Aktivitäten von unabhängigen Ökostromhändlern im Herbst 2000 ergibt sich, dass im Frühjahr 1999 nur eine sehr geringe Anzahl von Nicht-VDEW Mitgliedern im Markt für Grünen Strom aktiv war, so dass die Ergebnisse der Umfrage der VDEW durchaus als repräsentativ gewertet werden können. Nach [VDEW 1999a] konnten 63 existierende und 21 geplante Angebote erfasst werden.

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wurde im Frühjahr des Jahres 2000 zur Fortschreibung und Aktualisierung der bisherigen Datenbasis zu Grünen Angeboten eine weitere Erhebung durchgeführt. Um nach Möglichkeit alle im Bereich Grüner Angebote aktiven Akteure erreichen zu können, wurden in Kooperation mit der VDEW alle VDEW-Mitgliedsunternehmen, die Endverbraucher beliefern, sowie alle aufgrund

ihrer Marketingaktivitäten identifizierbaren sogenannten Ökostromhändler in die Umfrage einbezogen. Im Rahmen der Umfrage wurden 748 potenzielle Anbieter Grüner Angebote angeschrieben. Von diesen haben 224 Unternehmen einen auswertbaren Fragebogen zurückgesandt, was einer Rücklaufquote von etwa 30% entspricht. Bei der Analyse des Rücklaufes wird deutlich, dass überwiegend klassische Versorgungsunternehmen, die nicht ausschließlich Ökostrom anbieten, geantwortet haben. Dahingegen haben sich sogenannte reine Ökostromanbieter, die unabhängig von etablierten Versorgungsunternehmen sind und im Zuge der Liberalisierung als neue Akteure am Markt auftreten, kaum an der Umfrage beteiligt. Somit ist eine Differenzierung in unabhängige Ökostromanbieter und klassische Versorgungsunternehmen bei der Auswertung nicht möglich⁸. Von den antwortenden Unternehmen bieten 129 Grüne Angebote an, 36 Unternehmen planen die Markteinführung, 59 Unternehmen planen zur Zeit keine derartigen Angebote. Mit der Erhebung konnten 153 existierende Grüne Angebote sowie Daten zu 39 für das Jahr 2000 geplanten Angeboten erfasst werden.

Aufgrund des weiterhin bestehenden Informationsdefizits bezüglich der Aktivitäten sogenannter Ökostromhändler, die kein VDEW-Mitglied sind, erfolgte im Herbst 2000 eine gezielte Erhebung zu dieser Anbietergruppe. Da auch in diesem Fall die bereits bei der Erhebung 1998/1999 aufgetretene Problematik bei der Identifikation der Grundgesamtheit vorgelegen hat, wurde ein analoges Vorgehen gewählt. Zur Abgrenzung der ermittelten Ökostromhändler von den bereits erfassten VDEW-Mitgliedern und anderen im Stromhandel aktiven Unternehmen, wie z. B. reine Strombroker ohne Ökostromangebot, wurde folgende Differenzierung gewählt: Ausschließliches Anbieten von sogenanntem Ökostrom, keine VDEW-Mitgliedschaft, regionale (über klassische Versorgungsgebiete hinausgehende) bzw. nationale Gültigkeit der Angebote und Unabhängigkeit von etablierten Versorgungsunternehmen⁹. Insgesamt konnten auf diese Weise 38 Unternehmen identifiziert werden. Die Rücklaufquote der Erhebung lag bei 74 %. Die Gruppe der antwortenden Unternehmen setzt sich aus 23 eigentlichen Ökostromhändlern, drei Brokern, die eine Beratung und Vermittlung von Ökostromanbietern vornehmen, und einen Pooler, der internetbasiert Einkaufsgemeinschaften für Ökostrom bildet, zusammen. Diese bieten insgesamt 40 Angebote an. Bei einem Vergleich der Ergebnisse dieser Erhebung mit der vorangegangenen Umfrage bei VDEW-Mitgliedern im Frühjahr 2000 ist zu beachten, dass aufgrund des Zeitunterschiedes zwischen den beiden Erhebungen von einem halben Jahr Verzerrungen auftreten können. Aufgrund dieses Umstandes werden die Ergebnisse dieser Erhebung im Folgenden gesondert ausgewiesen.

3.4 Formen Grüner Angebote

Im Zuge der Auswertungen der durchgeführten empirischen Erhebungen konnten zahlreiche verschiedene Angebotsformen, die unter dem Oberbegriff „Grüne Angebote“ zusammengefasst werden, identifiziert werden. Diese können in die folgenden drei Grundformen eingeteilt werden:

⁸ Aus diesem Grund wird im Weiteren die Gruppe der Unternehmen, welche auf die Umfrage im Frühjahr 2000 geantwortet haben, als VDEW-Mitgliedsunternehmen bezeichnet.

⁹ Diese sind üblicherweise VDEW-Mitglied.

- Tarifmodelle: Kunden zahlen für grünen Strom einen Aufschlag auf den Standardtarif¹⁰ oder haben einen separaten Ökostromtarif gewählt. Üblicherweise orientieren sich solche Angebote am Verbrauchsprinzip¹¹.
- Beteiligungsmodelle: Kunden erwerben Anteile an einer Stromerzeugungsanlage, die erneuerbare Energieträger nutzt. Im Gegenzug werden sie am Ertrag der Anlagen beteiligt (Investitionsprinzip).
- Spendenmodelle¹²: Kunden entrichten Beiträge in Form von Spenden an einen Fonds, der zur Errichtung von Anlagen auf Basis regenerativer Energien verwendet wird. Sie sind dabei weder Eigentümer, noch werden sie am Ertrag beteiligt (Spendenprinzip).

Bei Spenden- und Beteiligungsmodellen sind die Ausprägungen der erfassten Angebote jeweils sehr ähnlich, so dass für diese Angebotsformen keine weitere Differenzierung erforderlich ist.

Tarifangebote oder –modelle sind grundsätzlich an den Stromverbrauch des Teilnehmers gekoppelt, wobei der Beitrag des Kunden üblicherweise in Form eines Tarifs bestehend aus Grundpreis und Arbeitspreis abgerechnet wird. Auf Grundlage der identifizierten Tarifangebote können vier verschiedene Tarifmodellformen unterschieden werden, die allerdings nicht alle vollständig dem Verbrauchsprinzip gerecht werden:

Tarifform 1: Eigenständiger Tarif mit Arbeitspreis pro kWh und Grundpreis

Tarifform 2: Eigenständiger Tarif mit einem Festpreis für eine bestimmte Basismenge sowie einem Aufschlag für jede über die Basismenge hinausgehende kWh

Tarifform 3: Aufschlag pro kWh auf den Arbeitspreis des Standardtarifs

Tarifform 4: Fester Aufschlag auf die Stromkosten

Es wird deutlich, dass die Kopplung an den Verbrauch des Kunden bei den Tarifformen 2 und 4 (zumindest teilweise) aufgehoben wird. Bei Tarifform 2 erfolgt nur bei Überschreitung einer vorgegebenen Verbrauchsgrenze eine verbrauchsbezogene Abrechnung, während bei Form 4 die Komponente des fixen Aufschlags keinen Bezug zum Stromverbrauch aufweist. Da die Stromkosten als die zweite Komponente üblicherweise als Tarif abgerechnet werden, ist die Einordnung dieser Angebotsform zu den Tarifmodellen gerechtfertigt. Dies bedeutet aber, dass vor allem Angebote der Tarifform 4 als Grenzfall von Tarifangeboten einzustufen sind. Im Rahmen von Grünen Angeboten der Form 2 und 4 besteht für den Verbraucher kein oder nur ein eingeschränkter preislicher Anreiz zu einem rationellen Umgang mit elektrischer Energie. Dies ist unter Gesichtspunkten der Ressourcenschonung und Effizienzsteigerung als kritisch einzustufen.

¹⁰ Unter Standardangeboten werden hier Angebote verstanden, in deren Rahmen dem Kunden ein konventioneller Strommix angeboten wird.

¹¹ Entspricht die Gestaltung von Stromtarifen dem Verbrauchsprinzip, sind steigende Verbrauchsmengen mit steigenden Stromkosten verbunden.

¹² Synonym: Fondsmodelle.

Bei der Tarifform 3 handelt es sich um die klassische Form von Tarifangeboten. Das Grüne Angebot wird durch einen Aufpreis charakterisiert, der zusätzlich zum Arbeitspreis des Standardangebots erhoben wird. In diesem Fall ist das Angebot an das normale Stromangebot gekoppelt und hat den Charakter eines Zusatzes.

Bei Tarifform 1 ist die Gestaltung des Arbeits- und des Grundpreises nicht mehr an ein anderes Stromangebot gekoppelt. Diese Form kann als Weiterentwicklung des ursprünglichen Aufschlag-Tarifcs interpretiert werden.

Neben dieser auf die Tarifgestaltung bezogenen Differenzierung können Tarifangebote noch nach dem Verhältnis zwischen der im Rahmen des Angebots abgerechneten Strommenge und der tatsächlich erzeugten Menge grünen Stroms unterschieden werden. Einerseits gibt es Tarifangebote, die sicherstellen, dass die im Rahmen des Angebots verkaufte Strommenge auch als grüner Strom erzeugt und in das Verteilnetz eingespeist wird. Da in diesem Fall Erzeugung und Absatz übereinstimmen, können diese Angebote auch als gekoppelte Tarife bezeichnet werden¹³. Aufgrund des Ausgleichs zwischen erzeugter und verkaufter Strommenge spiegeln die Mehrkosten dieser Angebotsform im Vergleich zu einem normalen Stromangebot auch die tatsächlichen Mehrkosten der regenerativen Stromerzeugung wieder.

Andererseits sind auch Tarife am Markt, die den Mengenausgleich zwischen verkauftem Strom und erzeugtem grünen Strom nicht garantieren und daher als entkoppelte Tarife bezeichnet werden können. Üblicherweise wird diese Tarifform zur Finanzierung von Investitionszuschüssen für Projekte zur Stromerzeugung aus regenerativen Energieträgern oder von Zuschüssen zur garantierten Einspeisevergütung nach EEG eingesetzt. Für den Fall von Investitionszuschüssen besteht im Allgemeinen kein Zusammenhang zwischen der (zukünftigen) Stromerzeugung der bezuschussten Anlage und der über das Angebot verkauften Strommenge. Bei der Gewährung von erhöhten Einspeisevergütungen soll auch Erzeugungsanlagen, bei welchen auf Grundlage der garantierten (EEG-) Vergütung eine Kostendeckung nicht möglich ist, ein wirtschaftlicher Betrieb erlaubt werden. Da der an den Anlagenbetreiber weitergegebene Förderbetrag pro erzeugter Kilowattstunde und der vom Kunden bezahlte Aufpreis pro gekaufter Kilowattstunde nicht identisch sein müssen, entspricht häufig die im Rahmen des Angebots verkaufte Menge nicht der geförderten Strommenge. Hinzu kommt, dass die Information über das Verhältnis von Förderbetrag zu Aufpreis häufig für den Kunden nicht transparent ist. Weiterhin ist zu berücksichtigen, dass im Fall einer EEG-Förderung der zur Abnahme verpflichtete Netzbetreiber Eigentümer des erzeugten grünen Stroms¹⁴ ist und nicht der Anbieter des Grünen Angebots, so dass dieser überhaupt nicht in der Lage ist, grünen Strom zu verkaufen. Diese Situation macht deutlich, dass bei diesen sogenannten entkop-

¹³ Dabei ist es nicht relevant, ob der Ausgleich auf Grundlage von 15-minütigen Intervallen erfolgt und somit eine zeitliche Nähe zwischen Erzeugung und Verbrauch besteht oder ob nur innerhalb eines Jahres die Bilanz zwischen Erzeugung und Absatz übereinstimmen muss (siehe dazu auch [Markard et al. 2000]).

¹⁴ Dieser sogenannte EEG-Strom wird im Rahmen des Umlageverfahrens gleichmäßig auf alle Versorgungsunternehmen aufgeteilt und ist dann Bestandteil des normalen Strommixes.

pelten Tarifen die Verbindung zwischen erzeugter Menge und im Rahmen des Angebots verkaufter Strommenge nicht oder nur sehr schwer hergestellt werden kann¹⁵.

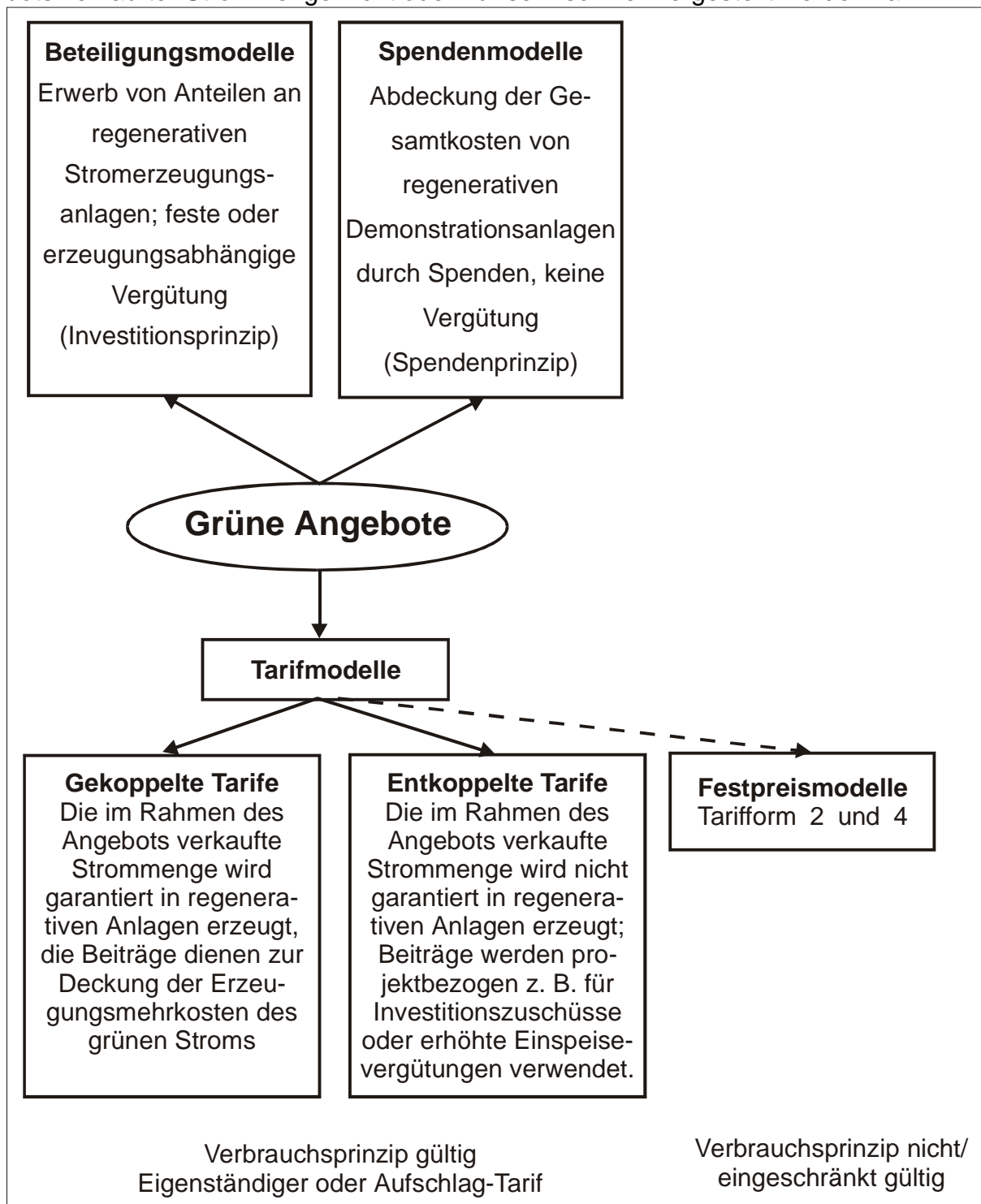


Abbildung 4: Charakterisierung Grüner Angebote

¹⁵ Siehe dazu auch [Markard et al. 2000]. Dort wird dieses Vorgehen als „Veredelung“ von konventionellem Strom bezeichnet.

3.5 Entwicklung der Angebotszahl differenziert nach unterschiedlichen Angebotsformen

Ein Vergleich zwischen den verschiedenen Erhebungen ergibt, dass die Aktivitäten der Unternehmen im Marktsegment der Grünen Angebote im Laufe der Jahre deutlich zugenommen haben. So hat sich beispielsweise die Anzahl der realisierten Grünen Angebote zwischen dem Frühjahr 1999 und dem Frühjahr 2000 von 63 auf 153 mehr als verdoppelt (Abbildung 5).

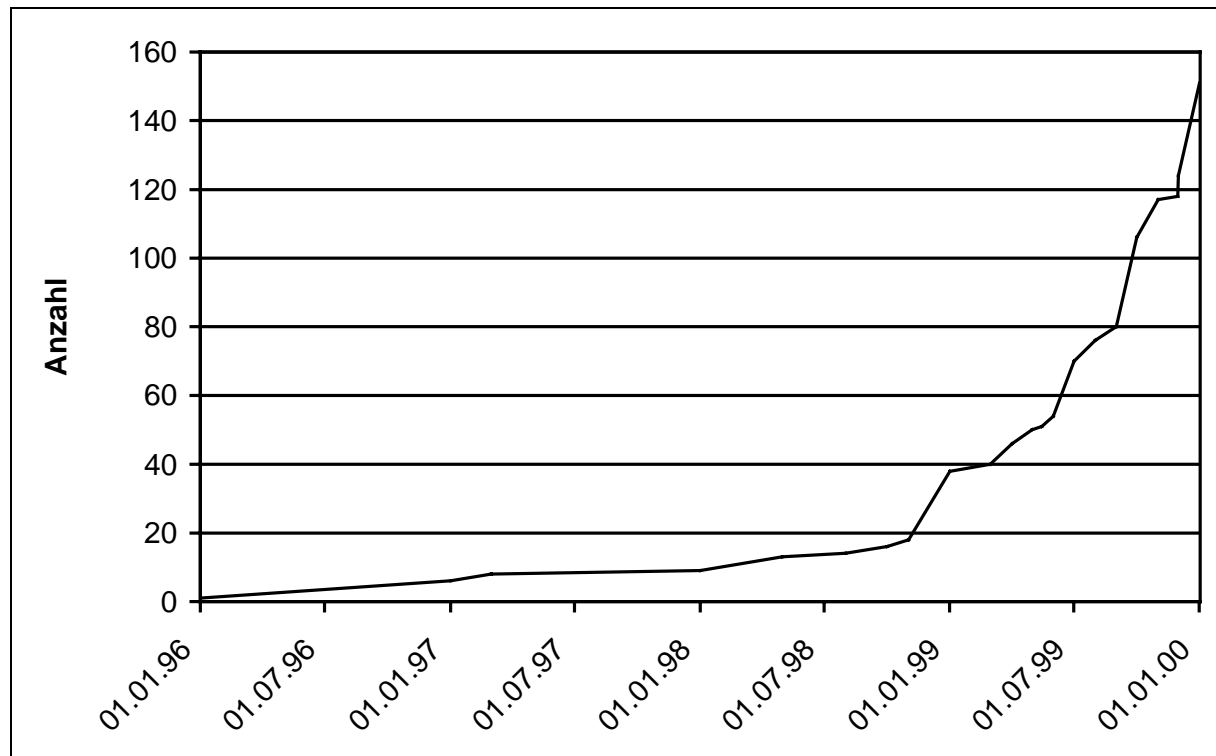


Abbildung 5: Markteinführung der erfassten grünen Angebote (ermittelt auf Grundlage der Umfrage im Frühjahr 2000)

Tabelle 15: Entwicklung der Angebotszahlen (absolute Häufigkeiten)

Erhebungszeitraum	Realisiert			Geplant		
	Tarifmodell	Beteiligungsmodell	Spendenmodell	Tarifmodell	Beteiligungsmodell	Spendenmodell
12/96 ^a	4	3	3	-	-	-
1998/1999 ^b	16	6	6	11	0	0
Frühjahr 1999 ^c	38	7	18	19	2	0
Frühjahr 2000 ^d	132	6	14	34	1	0

^a: [Markard 1998]

^b: Umfrage im Erhebungszeitraum Dezember 1998 bis Februar 1999

^c: [VDEW 1999a]

^d: Umfrage im Frühjahr 2000 in Zusammenarbeit mit der VDEW

Bezüglich der einzelnen Angebotsformen zeigt sich ein deutlicher Trend zugunsten von Tarifangeboten, welche die bedeutendste Angebotsform sind. Ihre Anzahl hat

zwischen den verschiedenen Erhebungen stark zugenommen (Tabelle 15). Diese Entwicklung wird sich, wie anhand der geplanten Grünen Angebote ersichtlich ist, auch weiterhin fortsetzen. Spenden- und Beteiligungsmodelle verlieren hingegen zunehmend an Bedeutung. Ihr prozentualer Anteil an der Gesamtanzahl der erfassten grünen Angebote verringerte sich von 39 % im Jahr 1999 auf 13 % im Jahr 2000.

3.6 Spenden- und Beteiligungsmodelle

Im Rahmen der im Frühjahr 2000 durchgeführten Umfrage konnten 14 Spenden- und sechs Beteiligungsmodelle erfasst werden. Angesichts der in Tabelle 15 erkennbaren Entwicklung bei den existierenden wie auch den geplanten Angeboten ist zu erwarten, dass im Laufe der nächsten Jahre Spenden- und Beteiligungsmodelle keine nennenswerte Rolle mehr spielen werden. Die Ursachen sind zum einen in einer mangelnden Attraktivität für breitere Kundengruppen zu sehen. Zum anderen weisen diese Angebotsformen im Vergleich zu Tarifmodellen geringere Teilnehmerzahlen und Absatzmengen auf (Tabelle 17), so dass aus Unternehmenssicht ein Engagement in Tarifangebote vorteilhafter ist. Die vergleichsweise geringe Attraktivität für Kunden wird unter anderem durch folgende Faktoren hervorgerufen:

- Teilweise sehr hohe einmalige Beiträge.
- Die Kundenbindung bei Spenden- und Beteiligungsmodellen ist zu gering, weil es keine Möglichkeiten zu einer regelmäßigen, automatischen Programmbeteiligung gibt.
- Ein Programmausstieg ist bei Beteiligungsmodellen normalerweise nicht möglich (z. B. bei einem Wegzug aus dem Versorgungsgebiet können Vergütungen entfallen).
- Bei Beteiligungsmodellen ist die Teilnehmerzahl beschränkt, was zu einer Ablehnung von Interessenten führen kann.
- Bei Spendenmodellen erfolgt keine direkte Gegenleistung für den Geldgeber.

Die Form der Vergütung, welche die Teilnehmer an Beteiligungsmodellen erhalten, ist bei den untersuchten Angeboten unterschiedlich, wobei es allerdings zwei Grundformen gibt, die im Folgenden näher erläutert werden. Eine Möglichkeit der Vergütung besteht in der Zahlung einer festen Rendite auf das von den Teilnehmern eingesetzte Kapital. Hierbei kann die Höhe der Rendite von der Laufzeit der Beteiligung abhängig gemacht werden, so dass in Analogie zum Kapitalmarkt eine längerfristige Geldanlage in dem Beteiligungsmodell attraktiver wird. Die zweite Vergütungsform basiert auf der Menge der mit der Anlage erzeugten elektrischen Energie. Dabei wird der während einer Periode erzeugte Strom entsprechend den Anteilen auf die Teilnehmer aufgeteilt. Die Vergütung kann durch Zahlung einer teilweise erhöhten Einspeisevergütung oder durch eine Verrechnung des erzeugten Stroms mit dem durch die Teilnehmer nachgefragten Strom erfolgen. In der Praxis sind unterschiedliche Mischformen dieser beiden Grundkonzepte umgesetzt.

Tabelle 16: Geförderte Technologien (realisierte und geplante Angebote)

	Beteiligungsmodell	Spendenmodell	Tarifmodell
Angebote mit 100% Photovoltaik	85 %	50 %	8 %
Angebote mit Photovoltaik Anteil < 100%	0 %	42 %	63 %
Angebote ohne Photovoltaik	15 %	8 %	29 %

Ermittelt auf Grundlage der Umfrage im Frühjahr 2000.

Die erfassten Beteiligungs- und Spendenmodelle unterstützen fast ausschließlich Photovoltaikanlagen, die mit vergleichsweise hohen spezifischen Investitionen verbunden sind. Dies führt bei Beteiligungsmodellen dazu, dass die einmaligen Beiträge im Vergleich zu den mittleren regelmäßigen Beiträgen bei Tarifmodellen sehr hoch sind. Die Preise liegen zwischen 500 und 3600 DM pro Anteil, was wiederum negative Auswirkungen auf die Teilnehmerzahl und damit auch auf die Höhe der eingesetzten Gelder vermuten lässt. Auch bei Spendenmodellen konnten bisher nur eingeschränkt Mittel akquiriert werden, was vor allem mit der bereits erläuterten mangelnden Attraktivität zusammenhängt. In beiden Fällen hat diese Situation zur Folge, dass nur in begrenztem Umfang Anlagen zugebaut werden können. Dieser geringe „sichtbare“ Erfolg kann bei (potentiellen) Teilnehmern zu Akzeptanzverlusten führen, was sich für das gesamte Projekt nachteilig auswirkt. Da bei Beteiligungsmodellen die Anzahl der Teilnehmer begrenzt ist, ist bei diesen Angeboten eine Bewertung auf Basis der Teilnehmerquote nicht sinnvoll. Die Teilnehmerquote bei Spendenmodellen ist mit durchschnittlichen Werten von 0,24 % sehr gering.

Tabelle 17: Beteiligungs- und Spendenmodelle im Vergleich mit Tarifmodellen

	Beteiligungsmodell	Spendenmodell	Tarifmodell
Durchschnittliche Teilnehmerzahl	28	261	2164
Durchschnittliche Teilnehmerquote	¹⁶	0,24%	0,23%
Durchschnittlicher Absatz [MWh/ Jahr]	18,9	105,9	1056

Ermittelt auf Grundlage der Umfrage im Frühjahr 2000.

3.7 Tarifangebote

3.7.1 Angebotsformen

Die Analyse der Tarifformen ergibt, dass bei etablierten Versorgungsunternehmen die meisten Angebote (68 %) in Form eines Aufschlages auf den Normaltarif abgerechnet werden (Tarifform 3). Im Laufe des Jahres 1999 sind aber auch zunehmend Tarifangebote auf den Markt gekommen, die in Form eines eigenständigen Tarifs, differenziert in Grund- und Arbeitspreis, angeboten werden (Tarifform 1). Der aktuelle Anteil dieser Form liegt bei der Gruppe der VDEW-Mitgliedsunternehmen bei knapp

¹⁶ Beim Vergleich der Teilnehmerquoten ist zu berücksichtigen, dass die Teilnehmerzahl von Beteiligungsmodellen in der Regel durch die Anzahl der Anteile begrenzt ist.

30 %. Bei den geplanten Angeboten hat die Form eines eigenständigen Tarifs einen Anteil von fast 50 % und wird daher in Zukunft weiter an Bedeutung gewinnen. Bei den Ökostromhändlern dominiert diese Angebotsform mit 95 %, da hier eine Möglichkeit zur Kopplung mit einem normalen Stromangebot üblicherweise nicht besteht¹⁷.

Die zunehmende Relevanz von Tarifformen, die nicht an ein Basisangebot gekoppelt sind, verdeutlicht, dass Grüne Angebote verstärkt den Charakter eigener Angebote erhalten. Dies führt dazu, dass der Bereich grüner Strom mehr und mehr zu einem eigenständigen Marktsegment wird. Diese Entwicklung wird durch den Markteintritt von Ökostromhändlern, die ausschließlich Grüne Angebote offerieren, unterstützt.

Tabelle 18: Anteile der einzelnen Tarifformen bei der Gruppe der VDEW-Mitgliedsunternehmen

Angebotsform	Anteil ...		
	im Frühjahr 2000	an geplanten Angeboten	zu erwarten Ende 2000
Tarifform 1	29 %	46 %	32 %
Tarifform 2	0,7 %	0 %	0,6 %
Tarifform 3	68,7 %	50 %	65,4 %
Tarifform 4	1,6 %	4 %	2 %

Ermittelt auf Grundlage der Umfrage im Frühjahr 2000.

Bei der Analyse der Tarifformen konnten auch Grüne Angebote identifiziert werden, die den bestehenden Normaltarif bei gleichbleibendem Preis ersetzt haben, während der bisherige Normaltarif für konventionellen Strom gesenkt wurde. In Verbindung mit einem automatischen Wechsel in das Grüne Angebot, was zu keinen Mehrkosten beim Verbraucher führt, können diese Konzepte bezüglich der Teilnehmerquote sehr erfolgreich sein. Für eine abschließende Beurteilung dieser Angebote ist das aktuelle Datenmaterial jedoch nicht ausreichend. Angebote der Tarifformen 2 und 4, die nicht oder nur teilweise dem Verbrauchsprinzip genügen, spielen gegenwärtig mit einem Anteil von 3 % bei der Gruppe der VDEW-Mitgliedsunternehmen keine nennenswerte Rolle.

3.7.2 Eingesetzte Anlagen

Bei der Analyse der Angebotsformen sowie der Bewertung der mit den unterschiedlichen Angeboten verbundenen Umweltauswirkungen sind die zur Erzeugung von grünem Strom eingesetzten Anlagen von Bedeutung. Als wichtige Eigenschaft Grüner Angebote wird die in Kapitel 3.2 diskutierte Zusätzlichkeit genannt. In diesem Zusammenhang ist es unter anderem von Bedeutung, ob der im Rahmen des Angebots verkaufte grüne Strom in eigens für das Angebot errichteten neuen Anlagen oder in bestehenden Altanlagen produziert wird.

¹⁷ Die verbleibenden fünf Prozent realisieren ein entkoppeltes Tarifangebot oder beliefern nur Großkunden auf Basis von Sonderverträgen.

Bei 48 % der erfassten Tarifangebote von VDEW-Mitgliedsunternehmen stammt der grüne Strom ausschließlich aus bereits bestehenden Anlagen. In weiteren 32 % der Fälle erfolgt eine kombinierte Produktion in bereits vor Angebotsbeginn bestehenden Anlagen sowie in Anlagen, die für das Angebot errichtet wurden. Lediglich 20 % der Angebote setzen vollständig auf neu errichtete Anlagen. Bei der Gruppe der Ökostromhändler konnten zu diesem Themenkomplex nur wenige Angaben erhoben werden. Aus den verfügbaren Informationen geht hervor, dass bei 28 % der Angebote Neuanlagen in das Anlagenportfolio integriert sind.

Daraus wird deutlich, dass die überwiegende Mehrheit der Angebote dem Kriterium der Zusätzlichkeit nicht oder nur teilweise gerecht wird, weil durch die Nutzung bereits bestehender Stromerzeugungsanlagen der Anteil an grünem Strom an der gesamten Stromerzeugung nicht erhöht wird und daraus keine zusätzliche Umweltentlastung resultiert.

Die Nutzung von bestehenden Anlagen im Rahmen der Neueinführung eines grünen Angebots kann jedoch dann positiv bewertet werden, falls in der Folgezeit aufgrund der großen Nachfrage Neuanlagen installiert werden müssen oder falls dadurch der weitere Betrieb bestehender Anlagen gesichert werden kann, die ohne zusätzliche finanzielle Unterstützung durch die Kunden des grünen Angebots stillgelegt werden müssten (siehe auch Kapitel 3.2). Aus diesem Blickwinkel erfolgt durch die beschriebenen Grünen Angebote eine Vermeidung zusätzlicher Umweltbelastungen aufgrund der Liberalisierung.

3.7.3 Kosten einer Teilnahme

Aufgrund ihrer übergeordneten Bedeutung werden zum Vergleich der finanziellen Beiträge (brutto) von Kunden im Rahmen von Tarifmodellen das Modell 1 („eigenständiges Angebot“) und das Modell 3 („Aufschlag-Angebot“) einander gegenübergestellt. Da beide Tarifformen aufgrund der unterschiedlichen Tarifgestaltung nicht unmittelbar vergleichbar sind, wird zum Vergleich ein Privathaushalt mit 2-3 Personen und einem jährlichen Stromverbrauch von 3000 kWh herangezogen, wobei von einer Vollversorgung ausgegangen wird.

Die jährlichen Stromkosten von Tarifmodell 1 errechnen sich aus dem Jahresverbrauch multipliziert mit dem Arbeitspreis zuzüglich eines eventuellen jährlichen Grundpreises. Beim Tarifmodell 3 ergeben sich die jährlichen Stromkosten des Haushaltes durch die Addition des Preisaufschlags des Grünen Angebots und des Arbeitspreises des Standardtarifs multipliziert mit dem Jahresverbrauch zuzüglich eines eventuellen Grundpreises. Als Arbeits- bzw. Grundpreis des Standardtarifs werden 21,50 Pf/kWh bzw. 152,08 DM/a angenommen¹⁸. Der Grundpreis des Tarifmodells 1 liegt im Mittel unter dem für Standardangebote ermittelten Grundpreis. Die Arbeitspreise des Modells 1 und der Kombination von Modell 3 und Standardtarif unterscheiden sich nur geringfügig.

¹⁸ Der mittlere Arbeitspreis kann aus den Umfrageergebnissen berechnet werden, während der durchschnittliche Grundpreis auf Basis von Daten zu 31 Standardtarifangeboten für Haushalte mit einem Verbrauch von 3000 kWh pro Jahr bestimmt wurde (vgl. <http://www.stromtarife.de>, Stand Mai 2000).

Es stellt sich weiterhin die Frage, ob Angebote existieren, die typischerweise mit hohen zusätzlichen Kosten für den Teilnehmer verbunden sind, oder ob es im Vergleich besonders günstige Angebote gibt. Für die Untersuchung dieser Fragestellung werden die Tarifangebote in Angebote, die vollständig auf Photovoltaikanlagen aufbauen, Angebote mit einem Anteil kleiner als 100 % Photovoltaikstrom sowie Angebote ohne photovoltaisch erzeugten Strom unterteilt und für die resultierenden Klassen die durchschnittlichen Stromkosten für den Beispielhaushalt ermittelt (Tabelle 19). Daten zu Angeboten mit 100 % Photovoltaikanteil konnten im Rahmen der durchgeführten Umfragen im Frühjahr und im Herbst des Jahres 2000 nicht in ausreichendem Umfang ermittelt werden. Daher sind Auswertungen für diese Angebotskategorie nicht möglich.

Tabelle 19: Vergleich der Stromkosten des Beispielhaushaltes bei verschiedenen Angeboten

Technologiemix der Angebote	VDEW-Mitgliedsunternehmen ^a		Ökostromhändler ^b
	Tarifmodell 1 Eigenständiges Angebot	Tarifmodell 3 Aufschlag- Angebot	Tarifmodell 1 Eigenständiges Angebot
Photovoltaik Anteil < 100%	1087,61 DM/a	1012,73 DM/a	1116,08 DM/a
ohne Photovoltaik	1017,68 DM/a	940,68 DM/a	987,91 DM/a

^a: Umfrage Frühjahr 2000

^b: Umfrage Herbst 2000

Aufgrund mangelnder Daten ist eine Auswertung zu Angeboten mit 100 % Photovoltaikanteil nicht möglich.

Wie aus den Ergebnissen in Tabelle 19 ersichtlich wird, gibt es bei der Gruppe der eigenständigen Angebote Preisunterscheide zwischen Ökostromhändlern und VDEW-Mitgliedsunternehmen. Bei Angeboten mit Photovoltaikanteil sind die Händler für den gewählten Beispielhaushalt um rund 30 DM/a teurer. Bei Angebote ohne Photovoltaik sind die Ökostromhändler mit einem Preisvorteil von 30 DM/a billiger. Der Preisvorteil bei den Angeboten ohne Photovoltaik ist darauf zurückzuführen, dass es einige Angebote von Ökostromhändlern gibt, die Strom aus KWK-Anlagen enthalten. Bei VDEW-Mitgliedsunternehmen konnten keine derartigen Angebote identifiziert werden. Allerdings ist auch zu berücksichtigen, dass die auftretende Differenz mit einem Betrag von 30 DM/a gering ist. Bei den Angeboten der VDEW-Mitgliedsunternehmen repräsentieren Aufschlag-Angebote die kostengünstigste Alternative. Hier beträgt der Preisunterschied zum eigenständigen Angebot etwa 75 DM/a.

Zum Vergleich der Angebotsvarianten 1 und 3 mit normalen Stromangeboten werden auf Basis des Beispielhaushaltes die Mehrkosten des Grünen Angebots im Vergleich zu einem Normalangebot bestimmt¹⁹. Die sich ergebenden Aufpreise sind in Tabelle 20 dargestellt²⁰.

¹⁹ Der Arbeits- und der Grundpreis werden auf Basis von 31 Standardtarifangeboten für Haushalte mit einem Verbrauch von 3000 kWh pro Jahr berechnet (Arbeitspreis: 23,24 Pf/kWh, Grundpreis: 152,08 DM/a) (vgl. <http://www.stromtarife.de>, Stand Mai 2000).

²⁰ Die Ergebnisse bezüglich des Preisunterschieds zwischen Händlern und VDEW-Mitgliedsunternehmen sind nicht durch den Umstand, dass das EEG zwischen den beiden

Tabelle 20: Vergleich der durchschnittlichen Mehrkosten pro kWh für einen Privathaushalt bei einem Stromverbrauch von 3000 kWh/a

Technologiemix der Angebote	VDEW-Mitgliedsunternehmen ^a		Öko-stromhändler ^b
	Tarifmodell 1 Eigenständiges Angebot	Tarifmodell 3 Aufschlag- Angebot	Tarifmodell 1 Eigenständiges Angebot
Photovoltaikanteil < 100%	7,94 Pf/kWh	5,45 Pf/kWh	8,89 Pf/kWh
ohne Photovoltaik	5,61 Pf/kWh	3,05 Pf/kWh	4,6 Pf/kWh

^a: Umfrage Frühjahr 2000

^b: Umfrage Herbst 2000

3.8 Wettbewerbssituation

Ungefähr 90 % der existierenden Grünen Angebote von VDEW-Mitgliedsunternehmen sind in ihrem Geltungsbereich regional begrenzt, während nur 10 % bundesweit anbieten. Bei den Ökostromhändlern sind überregionale Angebote vorherrschend, es werden rund 67 % der Angebote bundesweit offeriert²¹. Bei der regionalen Ausbreitung der Angebote besteht demnach ein deutlicher Unterschied zwischen den untersuchten Unternehmensgruppen. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass die Zahl der Angebote von Ökostromhändlern gering ist im Vergleich zur Anzahl der Angebote der VDEW-Mitgliedsunternehmen. Daraus folgt, dass regional begrenzte Angebote deutlich überwiegen. Die Konkurrenz zwischen den Angeboten kann somit im Vergleich zum Markt für Standardangebote als gering eingestuft werden. Der Wettbewerb in diesem Marktsegment wird überwiegend durch die kleine Zahl überregionaler Angebote von Ökostromhändlern getragen. Falls sich die bei VDEW-Mitgliedsunternehmen erkennbare Tendenz einer zunehmenden Einführung überregionaler Angebote fortsetzt, ist mit einer weiteren Zunahme des Wettbewerbs in diesem Marktsegment zu rechnen. Dies kann dazu führen, dass Angebotseigenschaften, die von Kunden zum Vergleich herangezogen werden (bspw. der Angebotspreis oder die Zertifizierung von Angeboten), zukünftig an Bedeutung gewinnen werden.

3.9 Angebotserfolg

Die Teilnehmerquoten der im Frühjahr des Jahres 2000 erfassten Grünen Angebote von VDEW-Mitgliedsunternehmen liegen mit Werten zwischen 0 - 1 % in gleichen Bereich wie bereits im Frühjahr 1999²². Die mittlere Teilnahmequote beträgt etwa 0,23 % und übersteigt damit den Wert der Umfrage von 1998/1999 deutlich, der bei 0,06 % gelegen ist. Im Vergleich zum Vorjahr lässt diese Entwicklung zum einen deutlich werden, dass bezüglich der maximalen Beteiligung keine Verbesserung bei

Umfragen im Frühjahr und Herbst 2000 in Kraft getreten ist, beeinflusst. Die mittlere Vergütung gemäß EEG und die Vergütung nach StrEG für das Jahr 2000 sind mit 16,6 Pf/kWh und maximal 16,13 Pf/kWh sehr ähnlich [Markard et al. 2000], [StaBuA 1999].

²¹ Rechnet man diejenigen, welche sich nur auf die alten Bundesländer beziehen, hinzu, so sind es sogar 78 %.

²² Eine Ermittlung der Teilnehmerquoten bei Öko-Stromhändlern ist nicht sinnvoll, da diese ausschließlich grünen Strom verkaufen und somit automatisch Teilnehmerquoten von 100 % erreichen.

den Angeboten erreicht werden konnte, aber zum anderen die Kundenakzeptanz im Durchschnitt zugenommen hat. Dies bedeutet, dass es den Unternehmen gelungen ist, größere Kundengruppen zu erreichen, ohne allerdings auch nur annähernd Teilnehmerquoten zu realisieren, die im Bereich der in Potenzialstudien ausgewiesenen Teilnehmerquoten in Höhe von 5-10 % liegen²³. Auch liegen die Programmerfolge (gemessen an der Kundenresonanz) in anderen Ländern wie den USA, der Schweiz oder den Niederlanden deutlich höher²⁴.

Bei den Ökostromhändlern geben 60 % an, dass ihre Erwartungen bezüglich des Angebotserfolges erfüllt werden, während bei 8 % die Erwartungen sogar übertroffen werden. Gleichzeitig fühlen sich 80 % der Händler beim Netzzugang diskriminiert und sehen dadurch ihr Handelsvolumen eingeschränkt. Dies bedeutet, dass bereits durch den gezielten Abbau bestehender Hemmnisse beim Netzzugang weitere Potentiale für den Absatz von grünem Strom erschlossen werden können.

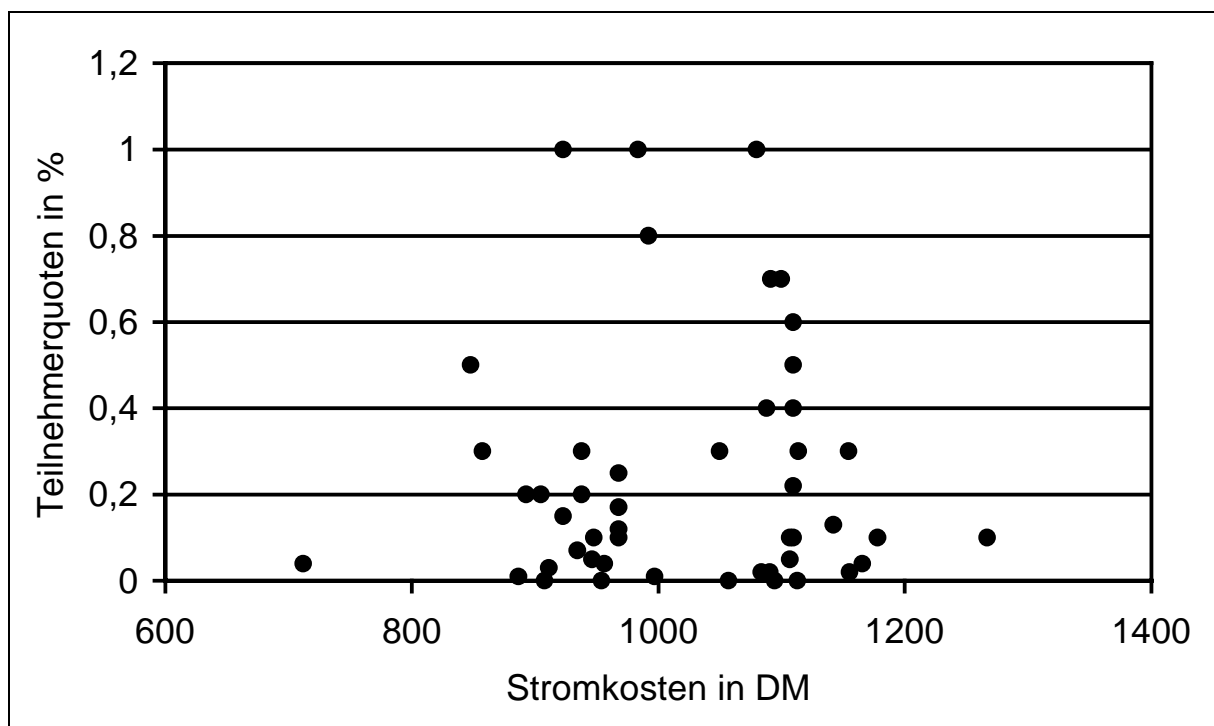


Abbildung 6: Zusammenhang zwischen Teilnehmerquote und jährlichen Stromkosten bei einem Verbrauch von 3000 kWh/a (Ermittelt auf Grundlage der Umfrage im Frühjahr 2000)

Bei den mittleren Absatzmengen dominieren die Angebote der Ökostromhändler deutlich. Diese erreichen im Mittel einen Wert von 8500 MWh/a, wobei zu berücksichtigen ist, dass die Spannweite bei gleichzeitig geringer Datenlage mit Werten zwischen 100 MWh/a und 30000 MWh/a sehr groß ist. Die durchschnittlich abgesetzte Strommenge ist mit rund 960 MWh/a bei VDEW-Mitgliedsunternehmen deutlich geringer. Der Median beträgt hier nur 53 MWh/a, was ein deutliches Signal dafür

²³ Vgl. z. B. [Holt 1998], [Weller 1998, S. 60].

²⁴ Zur Situation bei Grünen Angebote im Ausland siehe z. B. [Dreher et al. 1999a].

ist, dass diese Unternehmen im Allgemeinen nur geringe Mengen grünen Stroms über ihre Grünen Angebote verkaufen.

Die unterschiedlichen Programmerfolge von Angeboten mit vergleichbaren Leistungen lassen sich nicht auf Aufschläge bzw. auf Gesamtbeiträge verschiedener Höhe zurückführen (siehe Abbildung 6)²⁵. Eine Ursache für diesen fehlenden Zusammenhang zwischen Nachfrage und Preis kann in dem noch geringen Wettbewerb in diesem Marktsegment liegen, der dazu führt, dass Kunden nur sehr eingeschränkte Wahlmöglichkeiten zwischen verschiedenen Angeboten besitzen und Kaufentscheidungen demnach nicht in erster Linie auf einem Preisvergleich beruhen. Dieser Umstand legt die Vermutung nahe, dass Programmerfolge zumindest momentan von anderen Faktoren, wie beispielsweise Marketingaktivitäten oder der Glaubwürdigkeit der Angebote, bestimmt werden.

3.10 Marketing

VDEW-Mitgliedsunternehmen haben für Grüne Angebote nur in weniger als der Hälfte aller Fälle ein eigenständiges Marketingkonzept²⁶. Das bedeutet, dass die Angebote häufig nur in Verbindung mit anderen Angeboten des Unternehmens präsentiert werden. Dadurch werden Grüne Angebote als Zusatz zu anderen Produkten dargestellt. Mit dieser Werbestrategie fällt es den Anbietern schwer, die entsprechenden Angebote in dem entstehenden eigenständigen Marktsegment für grünen Strom zu etablieren. Allerdings plant etwa ein Drittel aller Anbieter für die Zukunft eine Veränderung der Werbemaßnahmen, so dass zu erwarten ist, dass sich auch im Bereich des Marketings der Gedanke des eigenständigen Produkts mit einem eigenen Marketingkonzept durchsetzen kann.

Durchschnittlich setzen die Anbieter (VDEW-Mitglieder und Ökostromhändler) drei bis vier verschiedene Werbemittel ein. Dabei zeigt sich, dass gerade bei den bisher häufig genutzten Medien wie Pressemitteilungen, Anzeigen und Broschüren zwischen 1999 und 2000 ein Rückgang zu verzeichnen ist. Dahingegen hat vor allem das Medium Internet (in Abbildung 7 unter „Sonstiges“ zusammengefasst) stark an Bedeutung gewonnen.

²⁵ Siehe auch [Dreher et al. 1999a].

²⁶ Da Ökostromhändler per Definition nur grünen Strom anbieten, ist bei dieser Gruppe eine Differenzierung in eigenständige Marketingkonzepte nicht relevant.

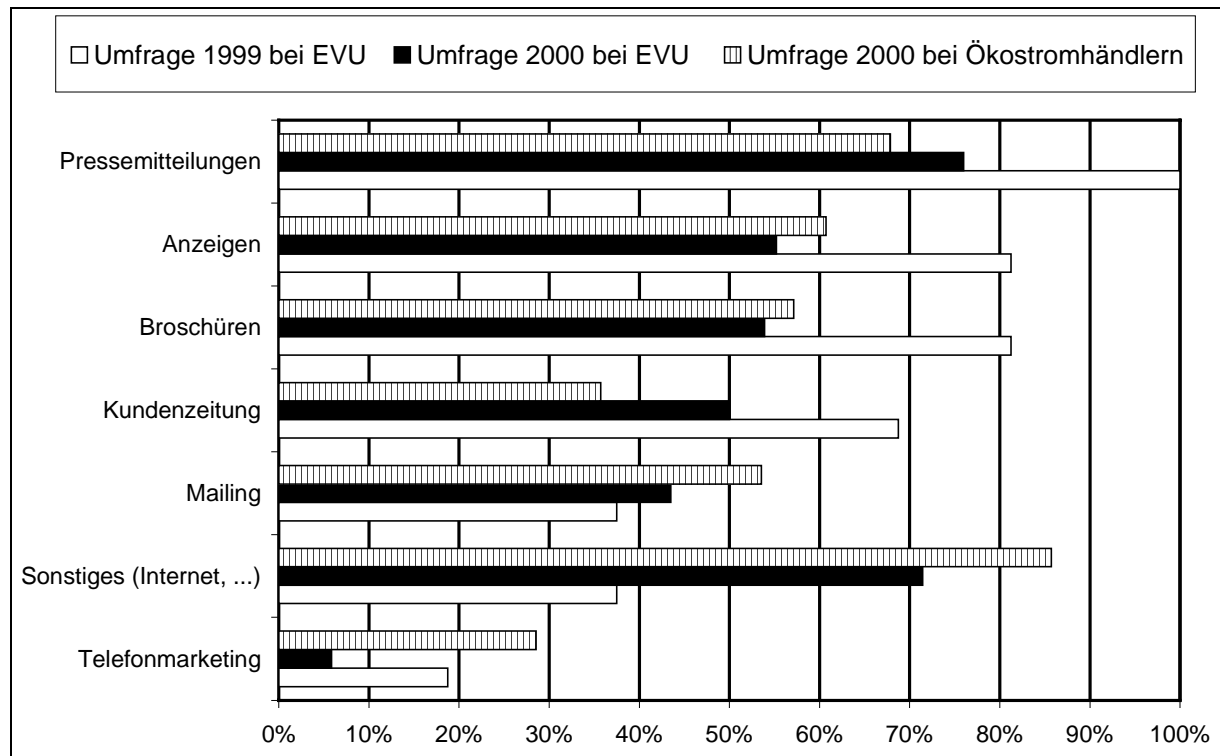


Abbildung 7: Marketingaktivitäten für Grüne Angebote (Mehrfachnennungen möglich)

3.11 Glaubwürdigkeit und Transparenz

Die Steigerung der Kundenakzeptanz und damit des Projekterfolges kann auch durch eine Erhöhung der Glaubwürdigkeit und der Transparenz von Grünen Angeboten angestrebt werden. Dies kann unter anderem durch eine Zertifizierung²⁷ und/oder den Einsatz von Kontrollorganen erfolgen. Da sich verschiedene Zertifizierungsverfahren erst im Laufe des Jahres 1999 etabliert haben, liegen zu diesem Bereich nur Angaben aus den Umfragen im Frühjahr und Herbst des Jahres 2000 vor.

Für 40 % der erfassten VDEW-Mitglieder kommt eine Zertifizierung derzeit nicht in Frage. Andererseits haben 45 % der im Frühjahr 2000 befragten Anbieter bereits eine Zertifizierung ihrer Angebote durchführen lassen. Die verbleibenden 15 % planen eine Zertifizierung ihrer Angebote. Somit besteht bei der Mehrzahl der Unternehmen die Absicht, die Glaubwürdigkeit der eigenen Aktivitäten durch ein Qualitätssiegel zu untermauern. Bei den Ökostromhändlern ist eine größere Bereitschaft zur Zertifizierung zu verzeichnen. Hier lehnen nur 8 % ein Labelling ihrer Produkte ab, während 71 % bereits ein Gütesiegel für ihre Grünen Angebote erworben haben. Die übrigen 21 % planen eine Zertifizierung. In diesem Zusammenhang spielt allerdings die Wahl des Zertifizierungsverfahrens eine bedeutende Rolle, da diese teilweise sehr unterschiedliche Anforderungen an die umweltrelevanten Eigenschaften des Angebots stellen (siehe z. B. [Huwer 1998]).

²⁷ Die Begriffe Zertifizierung und Labelling sind als synonym zu betrachten. Es ist darauf hinzuweisen, dass kein Zusammenhang zwischen den im Zuge einer Zertifizierung erworbenen Qualitätszertifikaten und den im Rahmen einer Quotenregelung diskutierten handelbaren grünen Zertifikaten besteht.

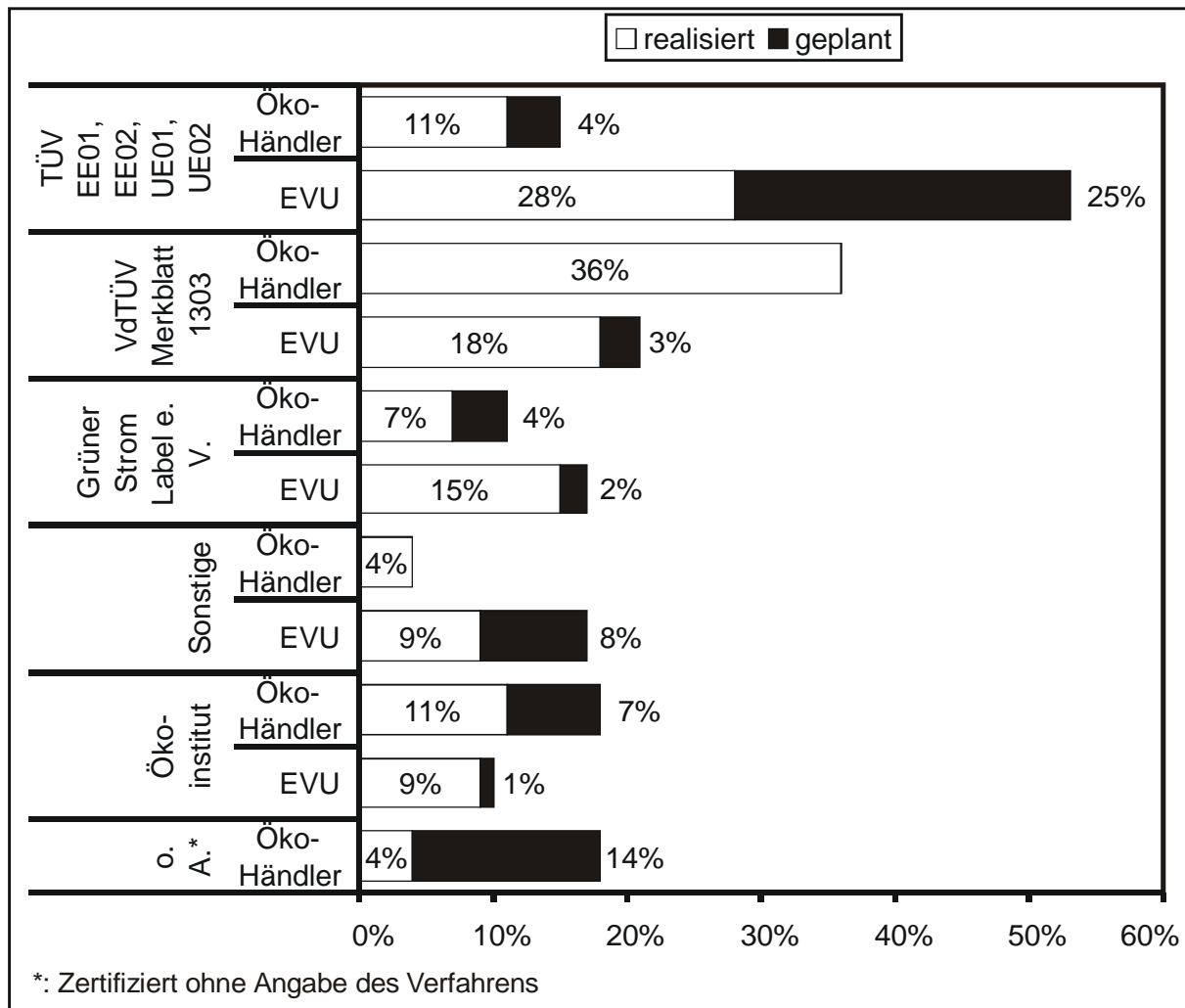


Abbildung 8: Zertifizierung Grüner Angebote

Auch bei der Wahl der Anbieter von Zertifizierungen zeigen sich Unterschiede. Bei Ökostromhändlern überwiegt eine Zertifizierung der Angebote nach VdTÜV Merkblatt 1303, die im Vergleich zu anderen Labels wie dem Grüner Strom Label e.V. und dem Label vom Öko-Institut²⁸ insoweit geringere Qualitätsanforderungen stellt, weil keine quantitativen Vorgaben in Bezug auf den Zubau von Neuanlagen gemacht werden und eine Abgrenzung zum EEG nicht vorgenommen wird. Die Mehrzahl der VDEW-Mitgliedsunternehmen lässt sich derzeit vom TÜV Süddeutschland überprüfen, der eine Reihe unterschiedlicher Labels anbietet, die zum Teil über die Anforderungen des VdTÜV Merkblattes 1303 hinausgehen. Die Labels des Grünen Strom Label e. V. sowie des Öko-Instituts sind noch nicht weit verbreitet. Dies ist unter Umständen darauf zurückzuführen, dass der Grüner Strom Label e. V. erst seit November 1999 Zertifizierungen vornimmt, während sich das Label des Öko-Instituts Anfang 2000 noch in der Pilotphase befunden hat. Ein anderer Grund kann darin liegen, dass viele Anbieter die hohen Anforderungen dieser beiden Labels nicht erfüllen²⁹.

²⁸ Das vom Öko-Institut entwickelte Label wird seit Ende des Jahres 2000 vom Verein EnergieVision e.V. getragen.

²⁹ Eine ausführliche Darstellung der verschiedenen Labels findet sich z. B. in [Huwer 1998].

Bemerkenswert ist auch die Anzahl der Unternehmen, die sich (zusammengefasst unter der Rubrik Sonstige) für andere Alternativen zur Zertifizierung entscheiden. Dies bedeutet, dass eine Reihe weiterer Gütesiegel angeboten wird, was letztlich dazu führt, dass die Situation für den Kunden sehr unübersichtlich wird. Dadurch kann aufgrund mangelnder Transparenz und Vergleichbarkeit der unterschiedlichen Qualitätszeichen die Glaubwürdigkeit der Anbieter beeinträchtigt werden. Aus dieser Situation entsteht die Gefahr, dass die aktuelle Entwicklung dem eigentlichen Ziel einer Zertifizierung zuwider läuft.

In Ergänzung zu oder als Ersatz für eine externe Zertifizierung werden von den Anbietern häufig weitere Kontrollinstanzen eingesetzt. Darunter sind Einrichtungen zu verstehen, welche die Verwendung der im Rahmen des Grünen Angebots eingenommenen finanziellen Mittel überprüfen. Damit soll gewährleistet werden, dass die durch das Angebot eingenommenen Beträge auch entsprechend eingesetzt werden. Anhand der erfassten Angebotsdaten kann festgestellt werden, dass die überwiegende Mehrheit der Unternehmen ein Kontrollorgan für die Mittelverwendung vorsieht. In den meisten Fällen handelt es sich dabei um eine unternehmensinterne Prüfung bzw. eine Wirtschaftsprüfung. Da diese Prüfungen ohnehin von den Unternehmen durchgeführt werden, erwachsen aus der zusätzlichen Einbeziehung Grüner Angebote keine oder nur geringe Mehrkosten. Dies erklärt den zahlreichen Einsatz dieser Kontrollorgane.

4 Kombinationsmöglichkeiten von Grünen Angeboten mit hoheitlichen Förderinstrumenten

Bearbeitet von W. Bräuer, M. Dreher, M. Wietschel, O. Rentz

Bisher wurden Grüne Angebote und hoheitliche Instrumente weitgehend getrennt voneinander diskutiert. Allerdings ist auch eine Kombination freiwilliger und hoheitlicher Förderinstrumente möglich, wie in [Markard et al. 2000] am Beispiel des EEG und Grüner Angebote dargestellt wird. Nachfolgend wird entlang der oben aufgezeigten Ausgestaltungsmerkmale hoheitlicher Instrumente untersucht, welche Beziehungen sich zwischen Grünen Angeboten und den verschiedenen Ausgestaltungsvarianten für hoheitliche Instrumente ergeben könnten und wie diese zu bewerten sind.

4.1 Grüne Angebote und Einspeisemodelle

Bei der Untersuchung der Kombinationsmöglichkeiten zwischen Grünen Angeboten und Einspeisemodellen werden drei Varianten der Einspeisungsregelung unterschieden. Es handelt sich dabei um eine Abnahmegarantie mit Finanzierung über den Staatshaushalt, eine Abnahmegarantie mit Umlagefinanzierung sowie um eine Selbstvermarktung im Rahmen einer Einspeiseregulierung. In allem drei Fällen werden den Produzenten von grünem Strom feste Vergütungssätze garantiert.

Falls die Vergütungen im Rahmen einer **Abnahmegarantie** über den *Staatshaushalt* finanziert werden, gehört der grüne Strom den Steuerzahlern und steht für die Verwendung in Grünen Angeboten der Stromverkäufer nicht zur Verfügung. Die Verkäufer könnten jedoch zusätzlich zur staatlich gewährten Vergütung eine weitere Förderung anbieten, um dadurch solche Anlagen zu unterstützen, die mit den gesetzlichen Einspeisetarifen nicht wirtschaftlich betreiben werden können¹. Eine Öffnung dieser zusätzlichen Förderung für alle Produzenten von grünem Strom würde dazu führen, dass alle Anbieter den Zuschuss des Verkäufers in Anspruch nehmen. Dies hätte erhebliche Mitnahmeeffekte derjenigen Anbieter zur Folge, die bereits zu den garantierten Vergütungen der Einspeiseregulierung wirtschaftlich produzieren können. Daher ist es vorteilhaft, im Zuge der Gewährung einer zusätzlichen Unterstützung Selektionskriterien für förderwürdige Anlagen zu definieren und anzuwenden. Solche Kriterien könnten z. B. die Wirtschaftlichkeit unter den Bedingungen der garantierten Tarife, aber auch die räumliche Nähe zum Kunden oder Vorlieben für bestimmte Technologien sein. In diesem Fall würde nicht die gesamte sondern nur die durch die Förderzahlung der Verkäufer zusätzlich erzeugte Menge grünen Stroms auch für einen Verkauf im Rahmen eines Grünen Angebots zur Verfügung stehen². Daher erscheint es in dieser Situation sinnvoll, nicht nur die erzeugte Strommenge sondern auch den Gedanken der Förderung nicht rentabler Anlagen als Inhalt des Grünen Angebots zu definieren und zu vermarkten.

¹ Seitens der Verkäufer setzt diese Förderpraxis natürlich voraus, dass der zusätzlichen Förderung auch erhöhte Einnahmen, z. B. durch Grüne Angebote, gegenüberstehen.

² Der auf Grundlage der garantierten Förderbeträge erzeugte grüne Strom gehört dem Steuerzahler.

Alternativ zur Kombination von garantierter und zusätzlicher Förderung könnten im Rahmen Grüner Angebote auch nur Erzeugungsanlagen gefördert werden, welche die Einspeiseregulierung nicht in Anspruch nehmen. In diesem Fall würde der erzeugte grüne Strom dem Stromverkäufer gehören und das Grüne Angebot könnte auch die Lieferung von grünem Strom beinhalten. Damit sich entsprechende Erzeuger finden, welche diese Förderung in Anspruch nehmen, muss der Verkäufer höhere Vergütungssätze als die gesetzlich garantierten anbieten. Auch in diesem Fall sind Selektionskriterien für die förderwürdigen Anlagen zu wählen, um die bereits erwähnten Mitnahmeeffekte zu vermeiden. Diese Form der Förderung führt im Vergleich zur Kombination von staatlicher und zusätzlicher Förderung zu höheren Kosten des damit verbundenen Grünen Angebots, weil durch die Grünen Angebote der gesamte Förderbetrag und nicht nur der Zuschuss zu finanzieren ist. Allerdings hat diese Angebotsvariante für den Kunden den Vorteil, dass mit dem Angebotsbezug auch eine Belieferung mit Strom verbunden ist, was bei einer staatlichen Förderung nicht der Fall ist.

Ein Vergleich der zu erwartenden Kundenresonanz Grüner Angebote in Abhängigkeit der Fördervarianten muss sich auf die Kosten des Bezugs einer bestimmten Strommenge beziehen, da je nach Vergütungsvariante das Grüne Angebot die Lieferung von Strom gewährleistet oder nicht. Damit ist ein reiner Kostenvergleich der Grünen Angebote nicht aussagekräftig. Dies bedeutet, dass für die Bewertung der Fördervariante mit Finanzierung über den Staatshaushalt die Kosten des Grünen Angebots und die Kosten eines Strombezugs zu berücksichtigen sind, während für den Fall, dass nur Anlagen ohne staatliche Förderung in das Grüne Angebot einbezogen werden aufgrund der Stromlieferung im Rahmen des Grünen Angebots nur die Kosten des Grünen Angebots einzubeziehen sind. Damit hängt die Vorteilhaftigkeit der Grünen Angebote der verschiedenen Varianten unter anderem auch von den Bezugspreisen für Elektrizität ab. Aus diesem Grund ist keine allgemeingültige vergleichende Aussage über die Kundenakzeptanz der beiden Alternativen möglich.

Bei Einspeisemodellen mit *Umlagefinanzierung* gehört der durch das Einspeisemodell geförderte grüne Strom den Stromverkäufern, wenn diese – wie beim EEG – die Verpflichteten der hoheitlichen Regelung sind. Damit können die Verkäufer im Rahmen ihrer Grünen Angebote in jedem Fall eine Versorgung mit grünem Strom anbieten. Bei dieser Variante von Einspeisemodellen ist es möglich, eine zusätzliche Förderung zur gesetzlich garantierten Vergütung zu bezahlen, wobei auch in diesem Fall mögliche Mitnahmeeffekte zu berücksichtigen sind. Der aufgrund des Einspeisemodells erzeugte grüne Strom kann vom Verkäufer ausschließlich im Rahmen Grüner Angebote verkauft werden. Für den Fall einer Umlegung der gesamten zusätzlichen Kosten der Umlagefinanzierung auf das Grüne Angebot ergibt sich eine einseitige Belastung für die ökologisch orientierten Kunden, ohne dass sich ein zusätzlicher Umweltnutzen durch das Grüne Angebot einstellt. Von einer solchen Situation profitieren die übrigen Stromkunden in Form von geringeren Strompreisen, während die Glaubwürdigkeit Grüner Angebote aufgrund der fehlenden zusätzlichen Förderwirkung abnimmt.

Im Rahmen einer **Selbstvermarktung** müssen die Produzenten von grünem Strom einen Liefervertrag abschließen, um den gesetzlichen Tarif für den eingespeisten

Strom erhalten zu können. Der Liefervertrag kann auf zweierlei Arten zu Stande kommen. Die erste Möglichkeit besteht im Direktvertrieb der Produzenten, die damit selbst zum Verkäufer werden. Im zweiten Fall können die Produzenten als Vorlieferant an die Endverkäufer liefern. Da keine Abnahmenverpflichtung besteht, konkurrieren in beiden Varianten die Produzenten von grünem Strom mit konventionellen Stromerzeugern. Da bei dieser Ausgestaltungsvariante des Einspeisemodells keine Abnahmeverpflichtung besteht, kann davon ausgegangen werden, dass hier die Förderwirkung des hoheitlichen Instruments auch sehr stark von den Absatzmöglichkeiten für grünen Strom z. B. im Rahmen Grüner Angebote bestimmt wird. Damit ist in diesem Fall eine Trennung des freiwilligen und des hoheitlichen Instruments kaum möglich. Bei dieser Ausgestaltungsvariante der Einspeiseregulation ist den Verkäufern ein großer Spielraum bei der Festlegung der eigenen Strategie zur Vermarktung grünen Stroms eingeräumt, da gleichermaßen eine Umlage auf die Allgemeinheit der Verbraucher, eine Auflage Grüner Angebote oder eine Weigerung der Vermarktung grünen Stroms möglich ist.

4.2 Grüne Angebote im Rahmen von Ausschreibungsmodellen

In Ausschreibungsmodellen werden bestimmte Erzeugungskapazitäten ausgeschrieben und nach der Ausschreibung durch Betriebskosten- oder Investitionszuschüsse gefördert. Die Kosten des Förderinstruments können über den allgemeinen Staatshaushalt oder über eine Umlage aufgebracht werden. Nur bei Umlagefinanzierung können die Stromverkäufer die geförderten Anlagen in ihre Grünen Angebote aufnehmen, um eine Umverteilung der Kosten entsprechend der Endkundenpräferenzen zu erreichen. In diesem Fall tritt die Problematik auf, dass durch Grüne Angebote die Gruppe der nicht umweltbewussten Kunden von den finanziellen Auswirkungen des hoheitlichen Instruments entlastet werden und ausschließlich die ökologisch orientierten Kunden des Grünen Angebots die auf die Allgemeinheit der Stromerzeugung bezogene Förderung des hoheitlichen Instruments finanzieren. Werden die Anlagen, die im Ausschreibungswettbewerb zum Zuge kommen, über Investitionszuschüsse gefördert, macht eine Abnahmegarantie nur dann Sinn, wenn gleichzeitig eine Vergütung zu vermiedenen Kosten bezahlt wird. In diesem Fall muss geklärt werden, wem der Strom letztendlich gehört. Ansonsten folgt die Diskussion um die Bedeutung Grüner Angebote im Rahmen von Ausschreibungsmodellen der bei den Einspeisemodellen vorgenommenen Unterteilung nach Finanzierungsart und Marktzutritt. Anders als bei den Einspeisemodellen und ähnlich wie bei den Quotenmodellen müssen Grüne Angebote, die zusätzliche Anlagen mit speziellen Technologie- und Standorteigenschaften fördern wollen die gesamten Kosten des Stroms aus diesen Anlagen decken. Grüne Angebote als Zuschuss zur hoheitlichen Förderung machen bei Ausschreibungsmodellen keinen Sinn, da für die Anlagen aufgrund der hoheitlichen Förderung der wirtschaftliche Betrieb garantiert ist.

4.3 Quotenmodelle und Grüne Angebote

Bei Quotenmodellen mit **Verkäuferverpflichtung** besteht die Möglichkeit im Rahmen von Grünen Angeboten die Kosten der Regulierung für den Verkäufer entsprechend der Endkundenpräferenzen zu verteilen. Dies gilt unabhängig davon, ob die

Produzenten über eine Abnahmegarantie oder über Selbstvermarktung ihren Strom absetzen und unabhängig davon, ob die Quotenerfüllung durch Lieferverträge oder durch Zertifikatekauf erfolgen kann. Beim Zertifikatekauf kann das Grüne Angebot jedoch nicht die Lieferung von grünem Strom beinhalten. Grüne Angebote, welche zusätzlich zur Quotenverpflichtung angeboten werden, machen nur dann Sinn, wenn damit besondere Eigenschaften wie Technologie und Standort gefördert werden sollen.

Sind dagegen die **Endverbraucher** zur Quotenerfüllung verpflichtet, ist davon auszugehen, dass die Endkunden einen Lieferanten suchen, der ihnen diese Verpflichtung am kostengünstigsten ermöglicht. Grüne Angebote der Stromverkäufer könnten dann genau diese Funktion übernehmen und somit zur Umsetzung der hoheitlichen Regelung beitragen. Im Gegensatz zu allen anderen diskutierten Förderinstrumenten ist hier mit einem starken Wettbewerb zwischen den verschiedenen Grünen Angeboten zu rechnen, der letztlich auch die Wechselbereitschaft der Endkunden für die gesamte Stromnachfrage stimulieren könnte, weil sie durch die Quotenverpflichtung gezwungen werden, sich mit ihrem Strombezug auseinander zu setzen. Eine besondere Akzentuierung beispielsweise durch die Wahl von Technologien und Standorten im Grünen Angebot erfolgt dann nicht in Abgrenzung zur Quotenregelung, sondern als Abgrenzung zu anderen Grünen Angeboten.

Es ist allerdings anzumerken, dass in diesem Fall die Grünen Angebote nur als Umsetzungsinstrument für die hoheitliche Förderregelung funktionieren und daher keinen eigenen zusätzlichen Umweltnutzen haben. Es handelt sich daher bei diesen Angeboten nicht um Grüne Angebote im eigentlichen Sinne eines Förderinstruments.

4.4 Funktionen und Marktvolumen von Grünen Angeboten

Es zeigt sich, dass Grüne Angebote im Verhältnis zu hoheitlichen Förderinstrumenten grundsätzlich drei verschiedene Funktionen haben können:

1. Umsetzung des Förderinstruments
2. Verteilung der zusätzlichen Kosten, die durch das Instrument hervorgerufen werden, entsprechend der Endkundenpräferenzen
3. Zusätzliche Förderung von grünem Strom nach speziellen Kriterien

Eine **Umsetzung** der hoheitlichen Regelung durch Grüne Angebote kann nur im Falle einer Quotenregelung mit Endverbraucherpflichtung verwirklicht werden. Da in diesem Modell die Endkunden den Kauf von grünem Strom entweder durch handelbare Grüne Zertifikate oder Lieferverträge nachweisen müssen, ist nicht zu erwarten, dass sie sich selbst an einer regenerativen Stromerzeugungsanlage beteiligen. Vielmehr kann davon ausgegangen werden, dass die Verbraucher einen Vorlieferanten mit der Erfüllung ihrer Quotenverpflichtung beauftragen. In diesem Fall ist mit einem im Vergleich zur heutigen Situation sehr großen Marktvolumen für grünen Strom zu rechnen. Angebote, welche in diesem Rahmen grünen Strom offerieren, leisten keinen zusätzlichen Beitrag zur Förderung regenerativer Energieträger sondern dienen nur als Umsetzungsinstrument für die hoheitliche Förderregelung. Aufgrund der fehlenden eigenen Förderwirkung des Angebots

können solche Angebote im Sinne der in Kapitel 3 erhobenen Forderung nach der Zusätzlichkeit Grüner Angebote nicht als solche bezeichnet werden. Aufgrund der vorgeschriebenen Nachfragemenge ist allerdings zu erwarten, dass sich ein intensiver Wettbewerb zwischen den verschiedenen Angeboten einstellen wird.

Bei Einspeise- und Ausschreibungsmodellen, die ihre Kosten auf die Stromverkäufer umlegen bzw. bei Quotenmodellen mit Verkäuferverpflichtung können die Stromverkäufer mit Grünen Angeboten eine **Lastenverteilung** entsprechend der Endkundenpräferenzen anstreben. Da diese Angebote lediglich auf die freiwillige Nachfrage nach Umweltnutzen setzen und darüber hinaus keinen zusätzlichen Nutzen schaffen, ist aufgrund der Erfahrungen in der Vergangenheit nicht mit einem großen Marktvolumen zu rechnen. Bei Modellen mit Haushaltsfinanzierung und bei Quotenmodellen mit Endverbraucherverpflichtung gibt es für diese Funktion der Grünen Angebote keine Grundlage, da die Stromverkäufer nicht belastet werden.

Eine **zusätzliche Förderung** von grünem Strom, die über die Produktionsmengen der hoheitlichen Regelung hinaus gehen, erscheint außer bei der Quotenregelung mit Endverbraucherverpflichtung in allen anderen Modellvarianten möglich. Da bei dieser Form von Grünen Angeboten ebenfalls nur die freiwillige Nachfrage befriedigt wird, ist bei solchen Angeboten aufgrund der bisherigen Erfahrungen im Allgemeinen mit einem geringen Marktvolumen zu rechnen. Entsprechende Grüne Angebote müssen im Vergleich zu Grünen Angeboten bei Einspeiseregulungen teurer sein, da das Grüne Angebot im letzteren Fall lediglich einen Zuschuss zu den garantierten Einspeisetarifen umfasst. Allerdings ist bei der Beurteilung auf Grundlage der Angebotspreise auch zu berücksichtigen, ob im Rahmen des Angebots Strom geliefert wird oder nicht. Bei Grünen Angeboten im Rahmen einer Einspeiseregulung ergibt sich die Problematik, dass für eine Anlage die Notwendigkeit der zusätzlichen Förderung nachgewiesen werden muss.

5 Methodik zur Analyse der Auswirkungen umweltpolitischer Instrumente auf ein Energiesystem

Bearbeitet von M. Dreher, M. Wietschel, O. Rentz

5.1 Kurzdarstellung des PERSEUS-Modellsystems

Ausschlaggebend für die Entwicklung von Modellen zur Analyse und Planung von nationalen Energiesystemen waren die Ölkrisen der 70er Jahre. Die durch die Verknappung des Ölangebots ausgelösten wirtschaftlichen Krisensituationen machten die Notwendigkeit einer fundierten Energiesystemplanung unter Aspekten wie Versorgungssicherheit, Unabhängigkeit und Bewertung zukünftiger Umwandlungstechnologien deutlich. Vor diesem Hintergrund wurden in den folgenden Jahren verschiedene Ansätze für Energiesystemmodelle¹ auf nationaler Ebene entwickelt. Zielsetzung des Modelleinsatzes war die Entwicklung von Strategien zur Verringerung der Abhängigkeit einzelner Nationen beziehungsweise Regionen von importierten Energieträgern.

In den 80er Jahren erfolgte die Weiterentwicklung der Ansätze mit dem Ziel der Berücksichtigung von Schadstoffemissionen bei der Energiesystemplanung. Hierbei standen die Luftschadstoffe SO₂ und NO_x im Mittelpunkt. Mit der zusätzlichen Berücksichtigung von Emissionen wurde der Schritt von reinen Energiesystemmodellen zu Energie- und Stoffflussmodellen vollzogen. Bekannte Vertreter dieser Modellklasse sind:

- MARKAL (MARKET ALLOCATION MODEL) [Fishbone et al. 1981],
- MESSAGE (MODEL FOR ENERGY SUPPLY SYSTEM ALTERNATIVES AND THEIR GENERAL ENVIRONMENTAL IMPACT) [Agnew et al. 1979],
- EFOM-ENV (ENERGY FLOW OPTIMISATION MODEL – ENVIRONMENT) [Rentz et al. 1990], [van der Voort et al. 1984],
- WASP (WIEN AUTOMATIC SYSTEM PLANNING PACKAGE) [Jusko et al. 1987],
- IKARUS (INSTRUMENTE FÜR KLIMAGAS-REDUKTIONS-STRATEGIEN) [VDI 1994].

Auf Basis des EFOM-ENV Modells erfolgte in den 90er Jahren die Entwicklung des PERSEUS-Modellsystems (PROGRAM PACKAGE FOR EMISSION REDUCTION STRATEGIES IN ENERGY USE AND SUPPLY)². Es handelt sich dabei um ein technologiebasiertes optimierendes Energie- und Stoffflussmodell. Durch die strikte Trennung von Modellfunktionalität und Daten des abzubildenden Energiesystems können methodische Modifikationen sehr einfach realisiert werden. Dies erlaubt eine flexible Anpassung an unterschiedliche Fragestellungen. Das eigentliche PERSEUS-Modell stellt die Grundfunktionalitäten zur Abbildung von Energiesystemen zur Verfügung. Mit Hilfe verschiedener bisher entwickelter Module kann das PERSEUS-Modellsystem auf

¹ Die Begriffe Energiesystemmodell, Energie- und Stoffflussmodell sowie Bottom-up Modell werden als synonyme Bezeichnungen für diese Modellklasse verwendet.

² Das PERSEUS-Modellsystem wurde am Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP) der Universität Karlsruhe (TH) entwickelt (siehe z. B. [Rentz et al. 1997]).

unterschiedliche Schwerpunkte und Bilanzräume ausgerichtet werden (siehe Tabelle 21).

Das gesamte PERSEUS-Modellsystem besteht aus den folgenden drei Systemteilen:

- **Daten-Management-System (DMS):** Hierbei handelt es sich um eine Datenbank mit der die Modelldaten für verschiedene Anwendungsfälle beziehungsweise Energiesysteme verwaltet werden können. Neben der reinen Datenverwaltung stellt das DMS auch die Schnittstelle zu anderen Programmen dar (z. B. zu Spreadsheet-Programmen). Dies ist vor allem für den Dateninput relevant. Aufgrund der grafischen Benutzeroberfläche kann durch diesen Systemteil eine hohe Benutzerfreundlichkeit und Akzeptanz des Gesamtsystems erreicht werden.
- **PERSEUS-Modell:** Das eigentliche PERSEUS-Modell stellt die Funktionalität zur Abbildung und Optimierung von Energiesystemen zur Verfügung. Es handelt sich dabei um ein lineares Optimierungsmodell, welches in der Programmiersprache GAMS (GENERAL ALGEBRAIC MODELLING SYSTEM) programmiert ist. Die mathematische Formulierung des Modells ist in Kapitel 5.2.3 dargestellt. Zur Systemoptimierung werden kommerzielle Solver³ eingesetzt, welche über standardisierte Schnittstellen mit dem GAMS-Programm kommunizieren. Die Ergebnisdatei wird ebenfalls von diesem Systemteil erzeugt.
- **Auswertungstools:** Da an die Auswertung der Modellergebnisse je nach Problemstellung sehr unterschiedliche Anforderungen bestehen, wird auch hier eine Schnittstelle zu Spreadsheet-Programmen zur Verfügung gestellt, welche die Ergebnisdatei in ein entsprechendes Format umwandelt. Ergänzend sind im Baukastenprinzip einzelne Auswertungsroutinen (z. B. zur Diagrammerstellung) verfügbar. Damit wird dem Anwender eine größtmögliche Freiheit in Bezug auf die Auswertung wie auch auf die Weiterverarbeitung der Ergebnisse in anderen Systemen gegeben.

³ Eigenständige Programme zur Lösung von OR-Problemen. Für LP-Probleme können beispielsweise die kommerziellen Solver CPLEX oder OSL verwendet werden.

Tabelle 21: Methodische und anwendungsorientierte Module des PERSEUS-Modells (in Anlehnung an [Göbelt et al. 2000])

Methodische Module	Aktuelle Anwendungen	Quellen
Optimierungsverfahren		
Lineare Programmierung	Verschiedene Länder, Stadtwerke Karlsruhe und Rottweil, RWE Energie AG, Wingas GmbH	[Fichtner 1999]
Dekompositionsalgorithmus	Deutschland, Rußland, Indonesien, Indien	[Ardone 1999]
Iterative Optimierung	Deutschland	[Wietschel 1995]
Unschärfe Lineare Optimierung	Litauen	[Oder 1994]
Gemischt-Ganzzahlige Programmierung	Lineare Slowenien, Stadtwerke Karlsruhe, Stadtwerke Rottweil, RWE Energie AG	[Lüth 1997], [Schöttle 1998]
Stochastische Lineare Programmierung	Energieversorgungsunternehmen	[Göbelt et al. 2000]
Zielfunktion		
Ausgabenminimierung	Verschiedene Länder, Regionen und Energieversorgungsunternehmen	[Ardone 1999], [Schöttle 1998]
Gewinnmaximierung	Energieversorgungsunternehmen	[Göbelt et al. 2000]
Emissionsminimierung	Verschiedene Länder	[Ardone 1999]
Aggregationslevel der Daten		
Disaggregierte Modellierung von Umwandlungsprozessen und Lastverläufen	Norddeutschland, Baden-Württemberg, Stadtwerke Karlsruhe und Rottweil, RWE Energie AG	[Rentz et al. 1998]
Aggregierte Modellierung	Verschiedene Länder	[Ardone 1999]
Anwendungsorientierte Module		
Einsatzschwerpunkt		
Emissionsminderungsstrategien	Verschiedene Länder	[Ardone 1999]
LCP/IRP-Strategien	Stadtwerke Karlsruhe und Rottweil	[Dreher et al. 1999b]
Joint Implementation-Strategien	Deutschland, Rußland, Indonesien, Indien	[Ardone 1999]
Externe Kosten	Deutschland, Slowenien	[Lüth 1997]
Kapazitätsausbau- und -rückbauplanung	Stadtwerke Karlsruhe und Rottweil, RWE Energie AG, Wingas GmbH	[Fichtner 1999]
Anlagen-Contracting	Stadtwerke Karlsruhe und Rottweil	[Wietschel et al. 1999]
Bewertung von umweltpolitischen Instrumenten	Deutschland, Baden-Württemberg	Vorliegende Arbeit
Ausgestaltung von Verwertungsnetzwerken	Industriegebiet Rheinhafen Karlsruhe	[Frank et al. 2000]
Bilanzraum		
Nation	Verschiedene Länder	[Ardone 1999]
Region	Norddeutschland, Baden-Württemberg	[Rentz et al. 1998], vorliegende Arbeit
Sektor	Holzoberflächenbehandlung	[Wietschel et al. 1997]
Unternehmen	Stadtwerke Karlsruhe und Rottweil, RWE Energie AG, Wingas GmbH	[Fichtner 1999]
Unternehmensübergreifende Verwertungsnetzwerke	Industriegebiet Rheinhafen Karlsruhe	[Frank et al. 2000]

Haupteinsatzfeld des PERSEUS-Modellsystems ist die Planung der zukünftigen Entwicklung von Energiesystemen. Da Erzeugungs- oder Verteilanlagen im Energiesektor typischerweise technische Nutzungsdauern von 10 bis 30 Jahren aufweisen, ist das Modell bevorzugt für einen mittel- bis langfristigen Planungshorizont anzuwenden. In diesem Rahmen können Fragestellungen der Kapazitätsausbauplanung wie auch der Kraftwerkseinsatzplanung unter Berücksichtigung umweltrelevanter Effekte bearbeitet werden. Charakteristisch ist dabei die Möglichkeit einer Integration von angebots- und nachfrageseitigen Optionen. Damit lassen sich innerhalb des Modellsystems Investitionen in Technologien zur Energieeinsparung und Alternativen zum Ausbau der Erzeugungskapazitäten simultan betrachten. Die Modellvariablen sind die Kapazitäten der einzelnen Technologien sowie die Energie- und Stoffflüsse.

Als Modellierungsmethodik kommt die lineare Programmierung zum Einsatz. Dabei werden neben dem einfachen linearen auch komplexere Verfahren, wie die gemischt-ganzzahlige oder die stochastische lineare Programmierung, angewendet. Das PERSEUS-Modell kann als mehrperiodisches lineares Optimierungsmodell charakterisiert werden.

Entsprechend des Bottom-Up-Ansatzes bilden einzelne Technologien für Kraftwerke, Energietransport und -verteilung sowie für nachfrageseitige Anlagen die Basis der Modellierung. Die Technologien werden über technische, ökonomische und umweltrelevante Parameter dargestellt. Energie- und Stoffströme innerhalb des zu analysierenden Energiesystems werden durch die Verbindung der einzelnen Technologien mit Hilfe von Energie- und Stoffflüssen abgebildet.

Als Entscheidungsgrundlage zur Bewertung der zur Verfügung stehenden Alternativen wird die Kapitalwertmethode eingesetzt. Dabei werden nur die entscheidungsrelevanten Ausgabenbestandteile berücksichtigt. Dies sind für bereits bestehende Anlagen nur fixe und variable Ausgaben, während bei Neuanlagen auch die Investitionen einzubeziehen sind. Die Wahl der Zielfunktion hängt grundsätzlich von der zu bearbeitenden Problemstellung ab. Für eine Modellierung auf nationaler oder regionaler Ebene erfolgt üblicherweise eine Minimierung der gesamten diskontierten Systemausgaben, die erforderlich sind, um eine vorgegebene Nachfrage zu befriedigen. Es sind allerdings auch andere Funktionen möglich, wie z. B. Gewinnmaximierung im Fall eines Modells auf Unternehmensebene [Göbelt et al. 2000] oder Emissionsminimierung [Ardone 1999]⁴. Bei der letztgenannten Zielfunktion werden die Systemausgaben in einer Nebenbedingung durch einen Maximalwert begrenzt. Im Zuge der Modelloptimierung wird die bezüglich der gewählten Zielfunktion beste Lösung identifiziert, um die exogen vorgegebene Energienachfrage zu decken. Die Befriedigung der exogenen Nachfrage ist eine der wesentlichen Nebenbedingungen des Modellansatzes. Wäre diese Nebenbedingung nicht vorgegeben, so könnte - z. B. bei einer Ausgabenminimierung - die optimale Lösung bei einer Einstellung der Versorgung liegen. Dies stellt aufgrund der bestehenden Versorgungspflicht der Energieversorgungsunternehmen keine realistische Lösung dar.

⁴ In Abhängigkeit der gewählten Zielfunktion können auch weitere Modifikationen erforderlich sein (z. B. Berücksichtigung von Verkaufserlösen im Fall einer Gewinnmaximierung).

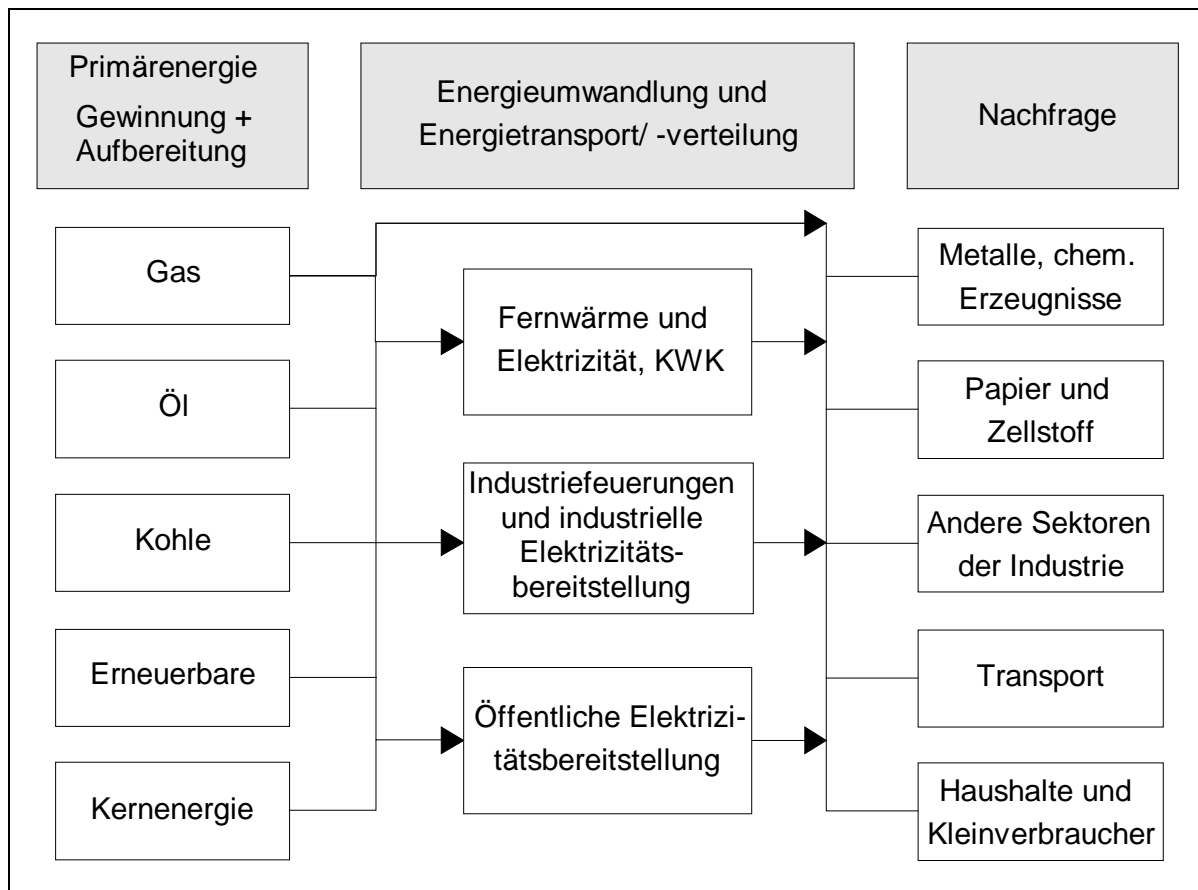


Abbildung 9: Struktureller Aufbau des PERSEUS-Modells

Da es bei der Stromnachfrage zu jahres- und tageszeitlichen Schwankungen kommen kann, erfolgt eine zeitlich differenzierte Nachfragemodellierung mit Hilfe von Lastkurven⁵. Diese können seitens der Modellierungsmethodik für jeden einzelnen Tag eines Jahres vorgegeben werden. Allerdings ist diese Vorgehensweise aus mehreren Gründen nicht zielführend. Zum einen ist damit ein sehr starkes Anwachsen der Modellgröße verbunden. Zum anderen weisen zahlreiche Tage sehr ähnliche Lastverläufe auf, so dass gerade im Rahmen einer mit dem System durchzuführenden mittel- bis langfristigen Planung die Anwendung von Durchschnittstagen vorteilhafter ist. Darüber hinaus sind auch Probleme bei der Verfügbarkeit von Lastkurvengdaten für einzelne Tage eines langfristigen Zeithorizontes zu erwarten. Eine typische Aufteilung der Lastkurven berücksichtigt die Jahreszeiten Sommer und Winter sowie eine Differenzierung in Werktagen und Wochenenden⁶. Ergänzend kann ein sogenannter Maximaltag zur Abbildung der maximalen elektrischen Leistung integriert werden. Die Lastkurve selbst kann in beliebige repräsentative Zeitintervalle aufgeteilt werden, um die Nachfrageschwankungen abbilden zu können. Für jedes dieser Zeitintervalle können Flussparameter – wie beispielsweise Mengen oder Preise – definiert werden.

⁵ Dies ist ein wesentlicher methodischer Unterschied des PERSEUS-Modells im Vergleich zu anderen Modellsystemen, die auf das Dauerlinienkonzept aufbauen (siehe auch [Fichtner 1999, S. 69 ff.]).

⁶ Diese Differenzierung wird von der Datenverfügbarkeit bestimmt.

Der mit dem Modellsystem abgedeckte Planungshorizont beträgt üblicherweise 10 – 30 Jahre. Er ist allerdings durch die Methodik nicht beschränkt. Der gesamte Zeitraum wird in Teilperioden unterteilt, für die alle Modellparameter konstant sind. Damit sind die Modellergebnisse für einzelne Jahre innerhalb einer Teilperiode identisch. Dies bedeutet, dass es sinnvoll ist, die Periodeneinteilung so zu wählen, dass für die Jahre einer Periode eine möglichst homogene Entwicklung zu erwarten ist.

Aufbauend auf dieser hier dargestellten Basis berücksichtigt das PERSEUS-Modell folgende grundlegenden Gruppen von Nebenbedingungen⁷:

- Kapazitätsrelationen für Technologien
- Bilanzgleichungen für Flüsse
- Gleichungen zur Definition von Marktanteilen
- Ungleichungen zur Festlegung von Mindest- und Maximalwerten für Anlagenkapazitäten

Diese werden in Abhängigkeit der zu bearbeitenden Problemstellung durch spezifische Restriktionen, wie z. B. Emissionsbeschränkungen oder Mengenvorgaben für grünen Strom, ergänzt.

5.2 Das PERSEUS-REG² Modell

5.2.1 Einleitung

Das im Rahmen der vorliegenden Arbeit entwickelte PERSEUS-REG² Modell (PROGRAM PACKAGE FOR EMISSION REDUCTION STRATEGIES IN ENERGY USE AND SUPPLY – **REGIONAL** + **REGENERATIVE** ENERGIEN) baut auf der vorhandenen PERSEUS-Methodik für nationale Energiesystemmodelle auf (siehe z. B. [Ardone 1999]). Die wesentlichen Weiterentwicklungen des Modells beziehen sich auf folgende Punkte:

- Die adäquate Darstellung verfügbarer Optionen zur Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen.
- Die Modellierung der aktuell diskutierten umweltpolitischen Instrumente.
- Die Abbildung der Rahmenbedingungen des liberalisierten Energiemarktes.

Die in diesem Rahmen erforderlichen Modifikationen werden in Kapitel 5.2.2 sowie im Rahmen der mathematischen Modellformulierung des PERSEUS-REG² Modells dargestellt (Kapitel 5.2.3).

Bevor die Weiterentwicklungen im einzelnen vorgestellt werden können, ist an dieser Stelle die Datenstruktur zur Abbildung von Technologien zu erläutern. Wesentliches Merkmal ist die vierstufige Hierarchie, welche zwischen Sektoren, Produzenten, Anlagen und Prozessen unterscheidet.

⁷ Eine mathematische Formulierung des PERSEUS-Basismodells findet sich beispielsweise in [Fichtner 1999], [Ardone 1999].

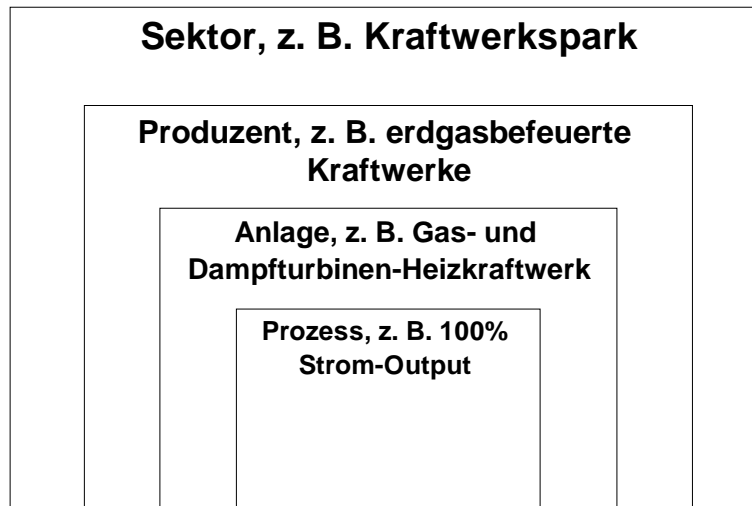


Abbildung 10: Hierarchischer Aufbau der Datenstruktur

- **Sektoren:** Sektoren repräsentieren die oberste Aggregationsebene des Modells. Sie dienen zum Gruppieren zusammengehöriger Produzenten. Die Kriterien zur Gruppenbildung sind durch die Methodik nicht vorgegeben und damit vom Anwender frei wählbar. Während in den bisherigen PERSEUS-Modellen die Sektorzugehörigkeit nur zu Darstellungszwecken dient, kann sie im PERSEUS-REG² Modell auch Auswirkungen auf das Modellergebnis haben⁸.
- **Produzenten:** Sie stellen die Knoten des als gerichteten Digraphen abgebildeten Energiesystems dar⁹. Nur zwischen Produzenten können Energie- und Stoffflüsse definiert werden. Innerhalb eines Produzenten werden zusammengehörige Anlagen – z. B. gleicher Bauart – gruppiert. Wesentliches Gruppierungsmerkmal ist, dass zwischen den Anlagen keine Flüsse existieren dürfen.
- **Anlagen:** Auf der Anlagenebene werden einzelne Produktionsanlagen zur Umwandlung von Energie- und Stoffströmen abgebildet. Wesentliches Merkmal dieser Hierarchiestufe ist, dass für diese Ebene Anlagenkapazitäten definiert werden können¹⁰.
- **Prozesse:** Auf Prozessebene werden die einzelnen Umwandlungstechnologien durch technische, ökonomische und umweltrelevante Parameter definiert. Durch Prozesse können beispielsweise unterschiedliche Betriebsweisen einer Anlage modelliert werden.

Bei der Definition der Hierarchie gilt die Konvention, dass jeder Prozess genau einer Anlage, jede Anlage genau einem Produzenten und jeder Produzent genau einem Sektor zugewiesen werden muss. Umgekehrt kann ein Element einer Aggregations-ebene beliebig viele Elemente der direkt untergeordneten Ebene enthalten.

⁸ Dies ist bei der Wahl von sektorspezifischen Gewichtungsfaktoren in der Zielfunktion der Fall (siehe Kapitel 5.2.3.2).

⁹ Zu den Grundbegriffen der Graphentheorie siehe z. B. [Neumann et al. 1993, S. 177 ff.]

¹⁰ Mit den in Kapitel 5.2.3.4 dargestellten Erweiterungen ist es auch möglich Kapazitäten auf Produzentenebene zu definieren.

5.2.2 Methodische Weiterentwicklung

Das grundlegende Konzept existierender Energie- und Stoffflussmodelle ist aufgrund des Bottom-Up-Ansatzes technologieorientiert. Das heißt, dass die Umwandlungstechnologien sowie die damit in Zusammenhang stehenden Energie- und Stoffflüsse wesentlicher Gegenstand der Modellierung sind. Weitere Aspekte, die über diesen technisch geprägten Bereich hinausgehen, bleiben üblicherweise unberücksichtigt, da sie bisher unter den Rahmenbedingungen eines regulierten Marktes nur eine untergeordnete Rolle bei der Energiesystemplanung gespielt haben.

Für die Analyse der diskutierten umweltpolitischen Instrumente unter den Rahmenbedingungen eines liberalisierten Marktes ist grundsätzlich eine technologieorientierte Vorgehensweise aufgrund der deutlichen Unterschiede zwischen verschiedenen zu untersuchenden erneuerbaren Energieträgern und den für die Umwandlung verfügbaren unterschiedlichen Technologieoptionen sinnvoll. Allerdings sind Erweiterungen notwendig, die sich auf die Bereiche Modellierung von Unternehmenstypen, Abbildung von nicht-energetischen und nicht-stofflichen Flüssen sowie auf die Integration von Qualitätsmerkmalen bei Energieträgern beziehen.

5.2.2.1 Integration verschiedener Unternehmenstypen

Die Einsatzmöglichkeiten einer Technologie werden, außer von ihren Eigenschaften auch von den Rahmenbedingungen unter welchen sie eingesetzt wird, beeinflusst. So wird beispielsweise der Einsatz einer Kraft-Wärme-Kopplungs Anlage (KWK-Anlage) dadurch mitbestimmt, ob der Anlagenbetreiber eine Absatzmöglichkeit für Fernwärme hat oder nicht. Für die vorliegende Untersuchung mit Schwerpunkt auf der Erzeugung von grünem Strom spielen vor allem die folgenden unternehmensspezifischen Merkmale eine Rolle:

- Existenz eines Fernwärmesystems: Energieversorgungsunternehmen (EVU), welche ein Fernwärmesystem unterhalten, betreiben üblicherweise aufgrund der bisherigen Stellung der Kraft-Wärme-Kopplung fossil befeuerte KWK-Anlagen zur Wärmebereitstellung. Diese Unternehmen haben aufgrund der Wärmenachfrage eine daran gekoppelte Basismenge an fossil erzeugtem Strom in ihrem Netz. Damit stellt sich die Frage, ob sich diese Situation im Falle einer Mengenvorgabe für grünen Strom negativ für diese Unternehmen auswirken kann, weil eine zu große Menge fossilen Stroms aus Eigenerzeugung vorhanden ist. In diesem Zusammenhang sind auch Fragestellungen nach der Konsistenz beziehungsweise Inkonsistenz bestehender und zukünftiger Förderansätze für KWK und regenerative Energieträger von Bedeutung, wie z. B. die Vereinbarkeit des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz zur Förderung fossiler KWK-Anlagen mit der Förderung regenerativer Energieträger oder die Unterstützung von KWK auf Basis erneuerbarer Energiequellen.
- Unternehmensgröße: Erzeugungsunternehmen, die auch überregional agieren, können durch die Produktion in großen Erzeugungsanlagen Größendegressions-effekte realisieren und haben daher grundsätzlich die Möglichkeit, billiger als

kleinere Unternehmen anzubieten¹¹. Des Weiteren besteht aufgrund der Größe auch die Chance, dass solche Unternehmen als Fernwärmelieferanten für kleinere EVU auftreten und damit eine KWK-Förderung für sich nutzen können¹². Für den Bereich der Produktion grünen Stroms ergibt sich die Frage, nach den Folgen einer vorrangigen Nutzung von zur Stromerzeugung besonders kostengünstig zu erschließenden Potentialen erneuerbarer Energien durch Großunternehmen – z. B. aufgrund größerer Marktmacht – für kleine EVU.

- Kraftwerkspark: Ausschlaggebend für die Auswirkungen eines umweltpolitischen Instruments ist auch der Umfang, in dem fossile und/oder regenerative Erzeugungsanlagen von einem Unternehmen bereits betrieben werden und wann bestehende Kapazitäten das Ende ihrer Nutzungsdauer erreichen werden. Eng damit verknüpft ist die Fragestellung, ob ein EVU sehr schnell eine Mengenvorgabe für grünen Strom erfüllen kann – z. B. über eine Änderung des Bezugs – oder ob es aufgrund eines großen Bestands an fossil befeuerten Anlagen nicht so flexibel reagieren kann.

Aufgrund der Relevanz der mit den dargestellten Strukturmerkmalen zusammenhängenden Problemfelder für die vorliegende Arbeit ist eine Untergliederung in die Unternehmenstypen „überregionales Erzeugungsunternehmen“, „EVU mit Fernwärmeversorgung“ und „EVU ohne Fernwärmeversorgung“ sinnvoll.

Aus modelltechnischer Sicht bedeutet die Integration von Unternehmenstypen, dass eine neue Aggregationsebene eingeführt werden muss. Die Unternehmensebene ist in der Hierarchie oberhalb der Produzenten anzusiedeln, da es bei einer disaggregierten Abbildung, welche einzelne Kraftwerke berücksichtigt, auch innerhalb eines Versorgungsunternehmens Energie- und Stoffflüsse geben kann. Aufgrund des Umstandes, dass Sektoren bisher keine modelltechnische Funktion haben, besteht die Möglichkeit Unternehmenstypen auf dieser Ebene abzubilden. Dies hat den Vorteil, dass keine weiteren Modifikationen der bestehenden Methodik erforderlich sind.

Mit der Unterscheidung von verschiedenen Unternehmenstypen geht auch eine Modifikation des normativen Ansatzes des PERSEUS-Modellsystems einher. Basis des bisherigen Ansatzes bildet die Betrachtung der zu untersuchenden Region als wirtschaftliche Einheit, woraus sich eine aggregierte ökonomische Sicht auf die wirtschaftlichen Aktivitäten der Akteure ergibt. Durch die explizite Berücksichtigung von Unternehmenstypen im PERSEUS-REG² Modellansatz erfolgt eine Untergliederung der betrachteten Region in kleinere Einheiten, wobei die Zielsetzung einer regionalen Systemanalyse erhalten bleibt. Dies bedeutet, dass auch weiterhin eine Bewertung verschiedener Alternativen nach einheitlichen Kriterien auf Basis einer aggregierten

¹¹ Eine entsprechende Entwicklung hat sich in Form der Billigangebote großer Erzeugungsunternehmen zu Beginn der Liberalisierung abgezeichnet. Mittlerweile konkurrieren auch kleinere EVU mit diesen Angeboten (siehe z. B. [WMBW 2000]). Ein Vergleich der veröffentlichten Netznutzungsentgelte mit den Stromtarifen legt nahe, dass der Preiswettbewerb durch erhöhte Netznutzungsentgelte finanziert wird (siehe z. B. [Seyfried 2000]). Strenggenommen ist dies nach dem im Energiewirtschaftsgesetz verankerten Gebot zum vertikalen Unbundling zwischen den Erzeugungs-, Verteilungs- und Handelsbereichen der Versorgungsunternehmen nicht zulässig.

¹² Entsprechende Kooperationen gibt es bereits z. B. zwischen den Stadtwerken Karlsruhe und der Energie Baden-Württemberg.

ökonomischen Sichtweise durchgeführt wird. Allerdings ist es möglich, Rahmenbedingungen zu berücksichtigen, die, bezogen auf die Region, nicht entscheidungsrelevant sind, während sie die Entwicklung einzelner Akteure innerhalb der Region deutlich beeinflussen können. Damit können die Auswirkungen von Umverteilungsmechanismen, wie z. B. das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz, in eine modellgestützte Systemanalyse integriert werden. Die zusätzliche Integration der Unternehmenstypen führt demnach nicht zu einer Veränderung der Modellergebnisse im Vergleich zu einem Modell ohne diese Aggregationsebene. Die Relevanz dieser Modelleigenschaft liegt vor allem darin, dass die Veränderungen innerhalb der untersuchten Region durch diese disaggregierte Darstellungsweise transparenter werden. Diese Eigenschaft gewinnt vor allem bei der Energiesystemanalyse unter den Rahmenbedingungen eines liberalisierten Marktes mit seinen zahlreichen Konkurrenzbeziehungen zwischen verschiedenen Akteuren an Bedeutung.

5.2.2.2 Abbildung von nicht-energetischen und nicht-stofflichen Flüssen

Im Rahmen der Diskussion um die Ausgestaltung einer Quotenregelung für grünen Strom wird auch über die Einführung von handelbaren grünen Zertifikaten nachgedacht. Zertifikate sind als Wertpapiere anzusehen, welche die umweltrelevanten Eigenschaften regenerativ erzeugten Stroms repräsentieren und unabhängig vom Strom gehandelt werden können¹³. Die Erfüllung der Mengenverpflichtung ist in diesem Fall über den Besitz grüner Zertifikate nachzuweisen. Damit wird es erforderlich, im Modellsystem neben den Energieflüssen auch die Handelswege der Zertifikate von der erzeugenden Anlage bis zum Verpflichteten abzubilden. Da Zertifikats- und Stromfluss unabhängig voneinander sind, ist dies über eine gesonderte Modellierung von Wertpapierflüssen in Analogie zu Energie- und Stoffflüssen zu realisieren.

Mit der Integration von Wertpapieren geht eine wesentliche Erweiterung des Ansatzes von Energie- und Stoffflussmodellen einher. Während bisher ausschließlich Größen mit einem engen Technologiebezug abgebildet wurden, kommen durch die Zertifikate/Wertpapiere auch Elemente hinzu, die nicht technischen Rahmenbedingungen unterworfen sind. Dies bedeutet, dass neben der technischen Ebene auch eine rein monetäre Ebene zur Abbildung des Zertifikatehandels in das PERSEUS-REG²-Modell integriert werden muss. In dem Bereich der monetären Flüsse sind auch die mit einem Energieaustausch zwischen verschiedenen Unternehmen – das heißt Modellsektoren – verbundenen Zahlungen einzuordnen. Diese sind beim Herkunftssektor als Einnahmen und beim Zielsektor als Ausgaben zu bilanzieren. Daraus ergibt sich ein grundlegender Unterschied zu Energieflüssen, da diese unabhängig vom Quell- und Zielsektor behandelt werden.

¹³ Siehe Kapitel 2.1.

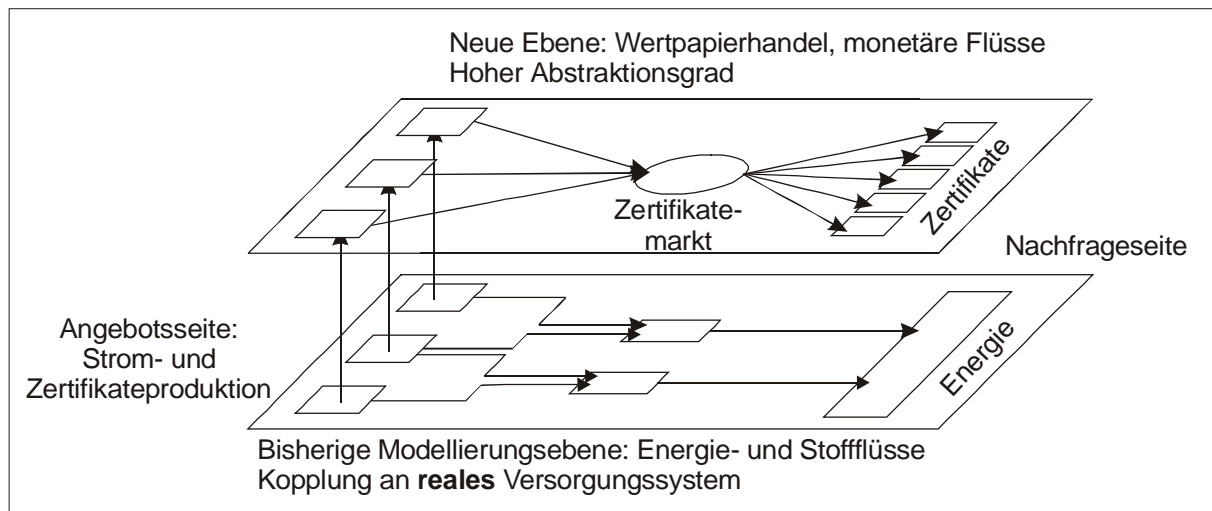


Abbildung 11: Modellierungsebenen für Wertpapier- sowie Energie- und Stoffflüsse

Aus modelltechnischer Sicht kann die Abbildung von Zertifikaten auf zwei verschiedene Arten erfolgen. Zum einen können Zertifikate wie Energieträger oder Stoffe behandelt und der Handel mit Hilfe von Flüssen abgebildet werden. Diese Alternative erfordert allerdings die zusätzliche Definition von Zertifikatsflüssen, Sammelproduzenten sowie die Berücksichtigung der „Produktion“ von Zertifikaten bei den entsprechenden Energieumwandlungsprozessen. Dies bedeutet, dass zur Berücksichtigung in einem bestehenden Modell erhebliche Änderungen notwendig sind, was dazu führt, dass für einen Vergleich zweier Alternativen mit und ohne Zertifikatehandel zwei unterschiedliche **Modelldatensätze** benötigt werden¹⁴. Dabei entsteht ein erheblicher Zusatzaufwand bei der Datenpflege. Zum anderen besteht die Möglichkeit, Zertifikate über gesonderte Nebenbedingungen und Variablen, welche an die Erzeugung von grünem Strom gekoppelt sind, zu bilanzieren. Damit entfällt die explizite Modellierung von Zertifikatsflüssen und es ist daher auch nicht erforderlich einen gesonderten Modelldatensatz zu erstellen. Diese Alternative zeichnet sich durch einen wesentlich geringeren Aufwand zur Datenverwaltung aus. Aufgrund dieser Vorteile wurde für die vorliegende Arbeit diese zweite Alternative gewählt. Die modelltechnische Realisierung ist in Kapitel 5.2.3.9 dargestellt.

5.2.2.3 Berücksichtigung von Qualitätsmerkmalen bei Energieträgern

Bei Elektrizität, welche im Mittelpunkt der vorliegenden Arbeit steht, handelt es sich aus Sicht des Energiekonsumenten um ein homogenes Gut¹⁵. Die Homogenität besteht im Wesentlichen aufgrund technischer Anforderungen, die eingehalten werden müssen, um die erforderliche Netzstabilität und einen störungsfreien Anlagenbetrieb zu gewährleisten¹⁶. Damit gibt es aus Sicht des Versorgungssystems keine

¹⁴ So sind beispielweise für alle relevanten Prozesse zusätzliche Zertifikateoutputs sowie die entsprechenden Zertifikatsflüsse zu integrieren.

¹⁵ Siehe [Wietschel 2000, S. 65].

¹⁶ Wesentlicher Faktor ist beispielsweise die Frequenzhaltung. Für die Bundesrepublik Deutschland gelten die Bestimmungen der UCTE („Union für die Koordinierung des Transportes elektrischer Energie“, franz.: „Union pour la Coordination du Transport de l' Electricité“).

unterschiedlichen Formen von Elektrizität, weshalb es in Energiesystemmodellen bisher grundsätzlich nicht notwendig war, Qualitätsmerkmale von Elektrizität gesondert zu berücksichtigen.

Im Rahmen der aktuellen umweltpolitischen Diskussion um eine Verringerung energiebedingter Emissionen und einen Ausbau der Nutzung regenerativer Energieträger in der Stromproduktion spielen umweltrelevante Kriterien bei der Charakterisierung elektrischer Energie eine entscheidende Rolle. Dies führt zu einer Unterscheidung verschiedener Sorten von Strom, die sich auf Qualitätsmerkmale bezieht, welche über die bisher relevanten technischen Kriterien hinausgehen. Auf dieser Basis wird beispielsweise sogenannter grüner Strom von normalem Strom unterschieden¹⁷. Da diese Unterscheidung wesentlich für die hier bearbeitete Problemstellung ist, müssen in der Analysemethodik Qualitätsmerkmale zur Unterscheidung verschiedener Arten von Elektrizität eingeführt werden¹⁸. Damit nimmt die Komplexität des Modellsystems deutlich zu, weil als zusätzliches Element Konkurrenzbeziehungen zwischen verschiedenen Arten eines Energieträgers aufgrund umweltrelevanter qualitativer Unterschiede zu berücksichtigen sind. Damit kann nicht mehr wie bisher in Energiesystemmodellen üblich die Homogenität von Elektrizität unterstellt werden.

Im PERSEUS-Modellsystem ist diese Erweiterung über die Definition verschiedener Energieträger – z. B. normale Elektrizität und grüne Elektrizität –, welche den Qualitätsunterschieden Rechnung tragen, realisierbar. Aufgrund der technischen Gleichwertigkeit müssen für die einander entsprechenden Energieträger parallele Flüsse und gleiche Nachfrage- bzw. Verarbeitungsprozesse integriert werden. Dies führt zu einer erheblichen Vergrößerung des Modells. Darüber hinaus ist es erforderlich, die Methodik derart anzupassen, dass bei Restriktionen, welche technische Anforderungen abbilden, eine Zusammenfassung der Energieträger erfolgt. Dahingegen ist bei Nebenbedingungen, die auf umweltrelevante Sachverhalte abzielen, z. B. Einhaltung eines Mengenziels für grünen Strom, eine Trennung notwendig.

5.2.3 Darstellung des PERSEUS-REG² Modellansatzes

5.2.3.1 Einleitung

Zur Abbildung von tages- und jahreszeitabhängigen Schwankungen der Energienachfrage können im PERSEUS-Modell Lastkurven für typische Tage integriert werden (siehe auch Kapitel 5.1). Dies wirkt sich auf die Abbildung von Technologien sowie Energie- und Stoffflüssen aus. Zur Berücksichtigung von Lastkurven sind die entsprechenden Modellparameter (z. B. die Flussvariablen und die Aktivitätsniveaus der betroffenen Prozesse) gemäß der gewählten Intervalleinteilung der Lastkurve zu

¹⁷ Für die Definition grünen Stroms siehe Kapitel 1.4.

¹⁸ Es ist auch eine Ausweitung auf die Bereitstellung von grüner Fernwärme denkbar. Allerdings ist hier zu berücksichtigen, dass Fernwärme als inhomogenes Gut charakterisiert werden kann, weil beispielsweise verschiedene Temperaturniveaus möglich sind [Wietschel 2000, S. 65]. Aus Sicht des Endverbrauchers ist Fernwärme solange homogen, wie er seine Nachfrage ohne (Qualitäts-) Einschränkungen befriedigen kann. Da dies eine Zielsetzung des Versorgungsunternehmens sein sollte, ist aus Sicht des Versorgungssystems Fernwärme als ein homogenes Gut anzusehen.

differenzieren. Die jeweiligen Modellvariablen und -parameter werden dann als saisonal bezeichnet¹⁹. Aufgrund verschiedener Funktionen von Produzenten in einem PERSEUS-Modell und den damit verbundenen unterschiedlichen Kombinationen von saisonalen und nicht-saisonalen In- und Outputflüssen werden fünf verschiedene Produzententypen unterschieden.

Tabelle 22: Produzententypen

Typ	Index	Charakterisierung
1	PROD ₁	Produzenten, die weder einen saisonal differenzierten Input aufnehmen noch einen saisonal differenzierten Output produzieren.
2	PROD ₂	Produzenten, die einen saisonal differenzierten Input aufnehmen, aber keinen saisonal differenzierten Output produzieren.
3	PROD ₃	Produzenten, die einen saisonal nicht differenzierten Input aufnehmen, aber einen saisonal differenzierten Output produzieren.
4	PROD ₄	Produzenten, die einen saisonal differenzierten Input aufnehmen und, da sie keine Anlage und keinen Prozess enthalten, die Inputflüsse unverändert weiterleiten.
5	PROD ₅	Produzenten, die einen saisonal differenzierten Input aufnehmen und durch Umwandlung der Flüsse in den Anlagen bzw. Prozessen des Produzenten einen Output mit einer anderen saisonalen Differenzierung produzieren.

Für eine vertiefende Diskussion der lastkurvenabhängigen Modellierung im Vergleich zur in Modellen zur strategischen Planung allgemein üblichen Darstellung auf Basis von Belastungsdauerlinien sei auf [Fichtner 1999, S. 69 ff.] verwiesen.

Obwohl mit dem PERSEUS-REG² Modell neben einer linearen Optimierung mit ausschließlich kontinuierlichen Variablen auch eine gemischt-ganzzahlige lineare Optimierung möglich ist, werden im Folgenden die Nebenbedingungen sowie die Zielfunktion aus Darstellungsgründen nur für den Fall einer linearen Optimierung mit stetigen Variablen formuliert. Eine Modellformulierung unter spezieller Berücksichtigung ganzzahliger Variablen findet sich beispielsweise in [Fichtner 1999] oder [Lüth 1997].

In der folgenden Übersicht sind die für die mathematische Darstellung des PERSEUS-REG² Modells notwendigen Variablen, Parameter, Indizes und Indexmengen angegeben²⁰. Dabei wird aus Gründen der Nachvollziehbarkeit der angegebenen Gleichungen und Ungleichungen auf die Darstellung der jeweiligen Einheiten verzichtet²¹. Für den Fall, dass in den folgenden Ungleichungen beziehungsweise der Zielfunktion der gleiche Index mehrfach benötigt wird, erfolgt eine Kennzeichnung mit einem zusätzlichen Strich (z. B. p und p').

<u>Indizes:</u>	
t	:= Zeitindex
f	:= Index für Flüsse im Netzwerk

¹⁹ Dies ist in den folgenden Un-/Gleichungen am Index „seas“ erkennbar.

²⁰ Die hier dargestellten Variablen, Parameter, Indizes und Indexmengen stellen nur einen Teil der im Modell definierten Größen dar.

²¹ Aus diesem Grund finden in den folgenden Ausführungen Umwandlungsfaktoren, beispielsweise von GJ nach kWh, keine Berücksichtigung.

seas	:= Index für Zeitintervalle
sc	:= Index für Sektoren
prod	:= Index für Produzenten
p	:= Index für Prozesse
u	:= Index für Anlagen
ein	:= Index für Flüsse in einen Prozess
aus	:= Index für Flüsse aus einem Prozess
ni	:= Index für Flüsse in das Netzwerk ²²
no	:= Index für Flüsse aus dem Netzwerk

Indexmengen:

T	:= Perioden
T*	:= Teilmenge der Perioden für die eine kumulierte Produktionsmenge vorgegeben ist
S	:= Zeitintervalle der gewählten Lastkurvenerteilung (z. B. Sommerwerktag 8.00 - 10.00 Uhr)
S*	:= Teilmenge der Zeitintervalle zur Beschreibung der maximalen Speicherdauer bei Energiespeichern
F	:= Flüsse, differenziert nach Energieträgern und Stoffen
Fbase	:= Grundgesamtheit der Flüsse auf die sich ein vorgegebenes Mengenziel für einen einzelnen Fluss bezieht (z. B. Anteil grünen Stroms am gesamten Strom (Fgreen \subset Fbase))
Fgreen	:= Flüsse, die zur Erfüllung eines vorgegebenen Mengenziels zugelassen sind
SECT	:= Sektoren
PROD	:= Produzenten
PROD ₁	:= Produzenten vom Typ 1 (siehe Tabelle 22)
PROD ₂	:= Produzenten vom Typ 2
PROD ₃	:= Produzenten vom Typ 3
PROD ₄	:= Produzenten vom Typ 4
PROD ₅	:= Produzenten vom Typ 5
PROD _{2,fo}	:= Produzenten des Typs 2, die den Fluss f als Output haben
PROD _{2,fi}	:= Produzenten des Typs 2, die den Fluss f als Input haben

²² Nur in der Zielfunktion werden die Flüsse nach ihrer Herkunft differenziert. Dabei werden Flüsse, die von außen in das Modellsystem eingehen (Import), Flüsse, die das System verlassen (Export), und Flüsse innerhalb des Modellsystem unterschieden. Bei der Darstellung der Nebenbedingungen wird aus Gründen der Übersichtlichkeit auf diese Differenzierung verzichtet. Es werden nur Flüsse zwischen zwei Produzenten betrachtet, wobei Import- und Exportflüsse als entsprechende Sonderfälle interpretiert werden können.

PROD _{3,fo}	:=	Produzenten des Typs 3, die den Fluss f als Output haben
PROD _{3,fi}	:=	Produzenten des Typs 3, die den Fluss f als Input haben
PROD _{5,fo}	:=	Produzenten des Typs 5, die den Fluss f als Output haben
PROD _{5,fi}	:=	Produzenten des Typs 5, die den Fluss f als Input haben
QProd	:=	Zur Einhaltung eines Mengenziels verpflichtete Produzenten
GProd	:=	Produzenten, die Flüsse, welche zur Erfüllung eines Mengenziels zugelassen sind, erzeugen
U	:=	Anlagen
U*	:=	Teilmenge der Anlagen auf die eine kumulierte Produktionsmenge verteilt werden kann
U _{prod}	:=	Anlagen, die dem Produzenten prod zugeordnet sind
P	:=	Prozesse
P _{GG}	:=	Prozesse, die in Grundlast betrieben werden müssen
P _{prod}	:=	Prozesse, die dem Produzenten prod zugeordnet sind
P _u	:=	Prozesse, die der Anlage u zugeordnet sind
P _{produ}	:=	Prozesse, die zum gleichen Produzenten gehören wie Anlage u
P _{up}	:=	Prozesse, die zur gleichen Anlage gehören wie Prozess p
storema p	:=	Menge der Tupel zusammengehöriger Erzeugungs- und Nachfrageproduzenten von Energiespeichern

Modellparameter

ant	:=	Anteil der Nachfrage in einem spezifischen Zeitintervall
D	:=	Nachfrage nach Nutzenergie / Stoffen
mal	:=	genau fixierter Marktanteil
amin	:=	minimaler Marktanteil
amax	:=	maximaler Marktanteil
Cvar	:=	Spezifische variable Ausgaben auf Stoff- und Energieflüssen
Cvar _a	:=	Spezifische variable Ausgaben je Aktivitätsniveau
Cfix	:=	Spezifische fixe Ausgaben je Anlagenkapazität
Cinv	:=	Spezifische über die Annuitätenmethode aufgeteilte Investition
h	:=	Stunden
hyear	:=	Stunden eines Jahres
v	:=	Verfügbarkeit
Cap0	:=	Noch vorhandene kontinuierlich betrachtete Kapazität einer vor dem Betrachtungszeitraum installierten Anlage
Capmax	:=	Maximalkapazität
Capmin	:=	Minimalkapazität
quota	:=	Relative Mengenvorgabe für Energieträger, z. B. Quote für grünen Strom

m_{kum}	:= Kumulierte Produktionsmenge
w	:= Gewichtungsfaktor auf Sektorebene
α_t	:= Abzinsungsfaktor (unter Berücksichtigung der Periodenlänge)
β	:= Umsetzungszahl für Input-Flüsse = Inputanteil von f , falls f Input des Prozesses p ist = 1, falls f Output des Prozesses p ist = 0, sonst
Ω	:= Kapazitätsbezugszahl des Prozesses p
δ	:= Umsetzungszahl für Output-Flüsse = 1/Outputanteil von f , falls f Output des Prozesses p ist = 1, sonst
Φ	:= Verwendung des Flusses = -1/Wirkungsgrad des Prozesses p , falls f Input des Prozesses p ist = 1, falls f Output des Prozesses p ist = 0, sonst
<u>Positive Variablen</u>	
PL	:= Aktivitätsniveau
Cap	:= Noch vorhandene kontinuierlich betrachtete Kapazität einer im Betrachtungszeitraum installierten Anlage
X	:= Energie- / Stofffluss
Zert	:= Handelbare grüne Zertifikate

5.2.3.2 Zielfunktion

Ein wesentliches Element der Liberalisierung des Strommarktes ist die Abschaffung der Gebietsmonopole, wodurch den Kunden die Möglichkeit gegeben wird, ihr Versorgungsunternehmen frei zu wählen und damit auch (indirekt) die zukünftige Entwicklung des gesamten Versorgungssystems zu bestimmen. Als Entscheidungskriterien für die Wahl des Energieversorgers sind der Strompreis aber auch die Versorgungssicherheit zu nennen. Im Rahmen einer modellgestützten Energiesystemanalyse für den liberalisierten Markt ist die Zielfunktion des Modells an diesen Kriterien auszurichten, da andernfalls die bestehende Entscheidungssituation nicht mit ausreichender Genauigkeit abgebildet wird.

Die Versorgungssicherheit stellt derzeit nur ein untergeordnetes Entscheidungskriterium dar. Versorgungsengpässe, wie sie z. B. im Januar 2001 in Kalifornien aufgetreten sind²³, sind für den bundesdeutschen Strommarkt aufgrund bestehender Überkapazitäten sowie anderer Rahmenbedingungen der Deregulierung für die kommenden Jahre nicht zu befürchten. Im langfristigen Zeithorizont ist zu erwarten,

²³ Siehe z. B. [Strom 2001].

dass dieser Aspekt aufgrund des Abbaus der Überkapazitäten an Bedeutung gewinnen wird. Es ist allerdings zu berücksichtigen, dass die Einschätzung der Versorgungssicherheit im Allgemeinen sehr subjektiv geprägt ist und daher eine Integration dieses Faktors in Modelle zur Systemanalyse, wie z. B. das PERSEUS-REG² Modell, nicht oder nur sehr eingeschränkt möglich ist.

Die aktuelle Entwicklung auf dem deutschen Strommarkt zeigt, dass der Strompreis als Entscheidungskriterium derzeit nur von eingeschränkter Relevanz ist. Die Ursache ist darin zu sehen, dass nach einer anfänglich turbulenten Entwicklung nur noch geringe Preisunterschiede zwischen den verschiedenen Anbietern zu verzeichnen sind. Nahezu alle Unternehmen – auch kleine EVU – haben sehr schnell auf die von Vorreitern initiierten Preissenkungen reagiert²⁴. Hinzu kommen noch Handels- und Wettbewerbsbehinderungen aufgrund des restriktiven Verhaltens der Netzbetreiber in Bezug auf die Stromdurchleitung. Dies führt dazu, dass bisher nur ein kleiner Anteil der Kunden das Versorgungsunternehmen gewechselt hat²⁵.

Für die zukünftige Entwicklung ist allerdings mit einer zunehmenden Durchsetzung des freien Wettbewerbs und der Aufhebung bestehender Handelshemmnisse zu rechnen. Dies bedeutet, dass in einem mittel- bis langfristigen Zeithorizont eine Situation vollständiger Konkurrenz zu erwarten ist. Dadurch werden sich langfristig die Strompreise der einzelnen Unternehmen angleichen, da in dieser Situation eine Preisdifferenzierung nicht zu realisieren ist. Weiterhin kann aufgrund des zu erwartenden Abbaus der bestehenden Überkapazitäten von einer Gleichgewichtssituation von Angebot und Nachfrage auf dem Strommarkt ausgegangen werden. Unter diesen Voraussetzungen entsprechen sich der Marktpreis für Strom und die Grenzausgaben der Stromerzeugung. Daher kann für die Durchführung langfristiger Modellanalysen zur Entwicklung eines Energiesystems unter den Rahmenbedingungen des liberalisierten Marktes eine Zielfunktion auf Grundlage der Systemausgaben verwendet werden.

Aus diesem Grund wird für das PERSEUS-REG² Modell als Energiesystemmodell mit mittel- bis langfristiger Ausrichtung die Minimierung der Summe der diskontierten entscheidungsrelevanten Systemausgaben als Zielfunktion gewählt. Dabei werden sämtliche Ausgaben vom 31. Dezember des Jahres in dem sie anfallen auf den 1. Januar des Basisjahres diskontiert. Die Systemausgaben setzen sich aus kapazitätsabhängigen, produktionsabhängigen und flussabhängigen Komponenten zusammen. Unter kapazitätsabhängige Ausgaben fallen die erforderlichen Investitionen sowie die mit dem Anlagenbestand verbundenen fixen Ausgaben. Die entsprechenden Modellvariablen sind die zugebauten Kapazitäten (Cap)²⁶. Produktionsabhängige Ausgaben werden durch das von der Anlagenutzung abhängige Aktivitätsniveau (PL) bestimmt²⁷. Sie bestehen aus betriebsmittelverbrauchsabhängi-

²⁴ Ein Angebotsvergleich macht deutlich, dass auch kleine EVU in Konkurrenz zu den Billigangeboten großer Erzeuger treten können [WMBW 2000].

²⁵ In [GFK 2000] und [VDEW 1999b] werden Wechselquoten von 3-5 % bei Privatkunden genannt.

²⁶ Die Kapazitäten bestehender Anlagen werden als Parameter vorgegeben und sind daher keine Variablen. Darüber hinaus sind die dafür getätigten Investitionen nicht mehr entscheidungsrelevant, da die Anlage bereits existiert.

²⁷ Im Zusammenhang mit diesem Begriff sei auf die Aktivitätsanalyse [Koopmans 1951] verwiesen.

gen bzw. variablen Ausgaben der Technologien. Flussabhängige Ausgaben setzen sich aus dem Produkt von Flussniveau (X) und spezifischen variablen Flussausgaben zusammen. Im Rahmen der Modellierung repräsentieren sie im Wesentlichen die Ausgaben für Energieträger.

$$\min \left[\sum_{t \in T} \alpha_t \cdot \sum_{sc \in SECT} w_{sc,t} \cdot \sum_{seas \in S} \left(\begin{aligned} & \sum_{f \in F} (X_{ni_{sc},f,t,seas} \cdot Cvar_{ni_{sc},f,t,seas} + X_{no_{sc},f,t,seas} \cdot Cvar_{no_{sc},f,t,seas}) \\ & + \sum_{prod \in (PROD \setminus PROD_{sc})} \sum_{prod' \in PROD_{sc}} \sum_{f \in F} (X_{prod,prod',f,t,seas} \cdot Cvar_{prod,prod',f,t,seas}) \\ & + \sum_{prod \in PROD_{sc}} \sum_{prod' \in PROD_{sc}} \sum_{f \in F} (X_{prod,prod',f,t,seas} \cdot Cvar_{prod,prod',f,t,seas}) \\ & - \sum_{prod \in PROD_{sc}} \sum_{prod' \in (PROD \setminus PROD_{sc})} \sum_{f \in F} (X_{prod,prod',f,t,seas} \cdot Cvar_{prod,prod',f,t,seas}) \\ & + \sum_{p \in P_{sc}} (PL_{p,t,seas} \cdot Cvar_{-a_{p,seas}}) \\ & + \left(\sum_{u \in U_{sc}} (Cap_{u,t} \cdot (Cfix_{u,t} + Cinv_{u,t}) + CapO_{u,t} \cdot Cfix_{u,t}) \right) \end{aligned} \right) \right] \quad (1.1)$$

In der Zielfunktion erfolgt eine Zusammenfassung der Ausgaben nach Sektoren²⁸, um eine sektorspezifische Gewichtung zu ermöglichen. Die Gewichtungsfaktoren können beispielsweise zur Modellierung unterschiedlicher Zugriffsmöglichkeiten auf Potentiale regenerativer Energieträger eingesetzt werden. Des weiteren können damit auch einzelne Sektoren, die beispielsweise zur Abbildung von Energieträgerumwandlungen erforderlich sind, aus der Zielfunktion ausgeblendet werden. Eine sektorabhängige Gewichtung der Ausgaben macht es erforderlich, dass bei den flussabhängigen Ausgaben eine Verrechnung zwischen den Sektoren erfolgt. Dazu werden die flussabhängigen Ausgaben im Quellsektor des Flusses mit einem negativen Vorzeichen (= Einnahmen) bilanziert und im Zielsektor mit positivem Vorzeichen (= Ausgaben).

5.2.3.3 Nebenbedingungen zur Bilanzierung von Energie- und Stoffflüssen

Wesentliche Nebenbedingung des Modellsystems ist, dass zu jedem Zeitpunkt die vorgegebene Energie- beziehungsweise Stoffnachfrage befriedigt werden muss. Dies wird über Ungleichungen der Form (1.2) abgebildet.

$$X_{no,f,t,seas} \geq D_{f,t,seas} \quad \forall f \in F; \forall seas \in S; \forall t \in T \quad (1.2)$$

Des weiteren muss für alle Produzenten des Modells eine ausgeglichene Flussbilanz gewährleistet sein. Das heißt, dass die Summe der eingehenden Flüsse abzüglich produktionsbedingter Verluste gleich der Summe der ausgehenden Flüsse sein muss. Dies wird über Nebenbedingungen, die auf dem in Gleichung (1.3) dargestell-

²⁸ Auf Basis von Sektoren werden die verschiedenen Unternehmenstypen abgebildet (siehe auch Kapitel 5.2.2.1).

ten Prinzip beruhen, realisiert. Dabei sind in Abhängigkeit des Produzententyps teilweise unterschiedliche Gleichungen für Input- und Outputflüsse anzuwenden (siehe Tabelle 23).

$$X_{\text{ein},p,f,t,\text{seas}} + \left(PL_{p,t,\text{seas}} \cdot \Phi_{f,p} \right) \cdot \left(\frac{\beta_{f,p}}{\delta_{f,p}} \right) = X_{\text{aus},p,f,t,\text{seas}} \quad (1.3)$$

$$\forall f \in F; \forall p \in P; \forall \text{seas} \in S; \forall t \in T$$

Tabelle 23: Zuordnung der Bilanzgleichungen zu Produzententypen

Produzententyp	Fluss	Gleichung				
		(1.4)	(1.5)	(1.6)	(1.7)	(1.8)
1	Input nicht-saisonal	X				
	Output nicht-saisonal	X				
2	Input saisonal		X			
	Output nicht-saisonal	X				
3	Input nicht-saisonal				X	
	Output saisonal			X		
4	Durchleitung saisonal		X			
5	Input saisonal					X
	Output saisonal			X		

$$\sum_{\text{prod} \in \text{PROD}} X_{\text{prod}', \text{prod}, f, t} + \sum_{p \in P_{\text{prod}}} PL_{p,t} \cdot \Phi_{f,p} \cdot \frac{\beta_{f,p}}{\delta_{f,p}} = \sum_{\text{prod} \in \text{PROD}} X_{\text{prod}, \text{prod}', f, t} \quad (1.4)$$

$$\forall t \in T; \forall f \in F; \forall \text{prod} \in \text{PROD}_1; \forall \text{prod} \in \text{PROD}_{2,fo}$$

$$\sum_{\text{prod} \in \text{PROD}} X_{\text{prod}', \text{prod}, f, t, \text{seas}} + \sum_{p \in P_{\text{prod}}} PL_{p,t} \cdot \Phi_{f,p} \cdot \beta_{f,p} \cdot \text{ant}_{p,\text{seas}} = \sum_{\text{prod}' \in \text{PROD}} X_{\text{prod}, \text{prod}', f, t, \text{seas}} \quad (1.5)$$

$$\forall \text{seas} \in S; \forall t \in T; \forall f \in F; \forall \text{prod} \in \text{PROD}_4; \forall \text{prod} \in \text{PROD}_{2,fi}$$

$$\sum_{p \in P_{\text{prod}}} PL_{p,t,\text{seas}} \cdot \frac{1}{\delta_{f,p}} = \sum_{\text{prod}' \in \text{PROD}} X_{\text{prod}, \text{prod}', f, t, \text{seas}} \quad (1.6)$$

$$\forall \text{seas} \in S; \forall t \in T; \forall f \in F; \forall \text{prod} \in \text{PROD}_{3,fo}; \forall \text{prod} \in \text{PROD}_{5,fo}$$

$$\sum_{\text{prod}' \in \text{PROD}} X_{\text{prod}', \text{prod}, f, t} + \sum_{p \in P_{\text{prod}}} PL_{p,t} \cdot \Phi_{f,p} \cdot \beta_{f,p} = \sum_{\text{prod}' \in \text{PROD}} X_{\text{prod}, \text{prod}', f, t} \quad (1.7)$$

$$\forall t \in T; \forall f \in F; \forall \text{prod} \in \text{PROD}_{3,fi}$$

$$\sum_{\text{prod}' \in \text{PROD}} X_{\text{prod}', \text{prod}, f, t, \text{seas}} = \sum_{p \in P_{\text{prod}}} PL_{p,t,\text{seas}} \cdot \Phi_{f,p} \cdot \beta_{f,p} \cdot (-1) \quad (1.8)$$

$$\forall \text{seas} \in S; \forall t \in T; \forall f \in F; \forall \text{prod} \in \text{PROD}_{5,fi}$$

Weiterhin ist sicherzustellen, dass die Summe der Flüsse für einzelne Zeitintervalle zwischen zwei Produzenten dem jährlichen Fluss entspricht (1.9). Analoges gilt für die Aktivitätsniveaus der Prozesse (1.10). Mit diesen Gleichheitsbedingungen kann beispielsweise der jährliche Output von Anlagen begrenzt werden, wobei die saisonale Aufteilung Gegenstand der Optimierung bleibt.

$$\sum_{seas \in S} X_{prod, prod', f, t, seas} = X_{prod, prod', f, t} \quad (1.9)$$

$$\forall prod \in PROD; \forall prod' \in PROD; \forall f \in F; \forall t \in T$$

$$\sum_{seas \in S} PL_{p, t, seas} = PL_{p, t} \quad \forall p \in P; \forall t \in T \quad (1.10)$$

Darüber hinaus können auch für einzelne Zeitintervalle die Outputmengen begrenzt werden (z. B. nachts bei Photovoltaikanlagen)²⁹. Da in der verwendeten Programmiersprache GAMS³⁰ Funktionen zur Definition von Minimal- und Maximalwerten für Variablen integriert sind, müssen dafür keine gesonderten Nebenbedingungen definiert werden³¹.

Eine weitere wichtige Funktionalität zur exogenen Vorgabe des Einsatzes von Prozessen ist in Gleichung (1.11) dargestellt. Sie ermöglicht es, Prozesse ausschließlich für die Grundlastproduktion freizugeben. Dies ist für die Abbildung von typischen Grundlastanlagen, wie z. B. Laufwasserkraftwerke, sinnvoll. Des Weiteren kann damit auch die Nutzung fluktuierender Energieträger, bei denen im Rahmen einer langfristigen Betrachtung einer größeren Region von einem gleichmäßigen mittleren Angebot ausgegangen werden muss, modelliert werden (z. B. Windkraft).

$$\frac{PL_{p, t, seas}}{h_{seas}} = \frac{\sum_{seas \in S} PL_{p, t, seas}}{\sum_{seas \in S} h_{seas}} \quad \forall seas \in S; \forall p \in P_{GG}; \forall t \in T \quad (1.11)$$

5.2.3.4 Nebenbedingungen für Kapazitäten

Zur Bestimmung der erforderlichen Anlagenkapazitäten werden Ungleichungen der Form (1.12) verwendet. Dadurch, dass die Ungleichung für jedes Zeitintervall erfüllt sein muss, bestimmt das Intervall mit dem größten Leistungsbedarf auch die erforderliche Anlagenkapazität. Zur Festlegung von minimalen oder maximalen Kapazitätsgrenzen auf Anlagenebene kann auf die in GAMS vorhandenen Funktionen zur Definition von Minimal- und Maximalwerten zurückgegriffen werden³¹.

²⁹ Dies entspricht Nebenbedingungen der Form $Variable \begin{cases} \leq \\ \geq \end{cases} Wert$.

³⁰ GENERAL ALGEBRAIC MODELLING SYSTEM (siehe z. B. [Brooke et al. 1998]).

³¹ Zur Definition von Unter- bzw. Obergrenzen werden die Variablensuffixe .LO und .UP verwendet [Brooke et al. 1998].

$$\left(CapO_{u,t} + Cap_{u,t} \right) \cdot v_u \cdot h_{year} \geq \sum_{p \in P_u} PL_{t,seas,p} \cdot \frac{h_{year}}{h_{seas}} \cdot \Omega_p \quad (1.12)$$

$$\forall seas \in S; \forall u \in U; \forall t \in T$$

Neben der Betrachtung von Kapazitäten auf Anlagenebene ist auch eine kumulierte Leistungsvorgabe für einen Produzenten möglich³². Die entsprechende Nebenbedingung zur Vorgabe einer kumulierten Maximalleistung für alle Anlagen eines Produzenten ist in Ungleichung (1.13) dargestellt.

$$\sum_{u \in U_{prod}} \left(CapO_{u,t} + Cap_{u,t} \right) \leq Capmax_{prod,t} \quad \forall prod \in PROD; \forall t \in T \quad (1.13)$$

Der minimale und maximale Leistungszubau einer Anlage kann gemäß der Ungleichungen (1.14) und (1.15) abgebildet werden. Für Vorgaben auf Produzentenebene gelten die Ungleichungen (1.16) und (1.17).

$$Cap_{u,t} - Cap_{u,(t-1)} \geq Capmin_{u,t} \quad \forall u \in U; \forall t \in T \quad (1.14)$$

$$Cap_{u,t} - Cap_{u,(t-1)} \leq Capmax_{u,t} \quad \forall u \in U; \forall t \in T \quad (1.15)$$

$$\sum_{u \in U_{prod}} \left(Cap_{u,t} - Cap_{u,(t-1)} \right) \geq Capmin_{prod,t} \quad \forall prod \in PROD; \forall t \in T \quad (1.16)$$

$$\sum_{u \in U_{prod}} \left(Cap_{u,t} - Cap_{u,(t-1)} \right) \leq Capmax_{prod,t} \quad \forall prod \in PROD; \forall t \in T \quad (1.17)$$

5.2.3.5 Abbildung von Energiespeichern

Zum Ausgleich einer zeitlichen Differenz zwischen Energiebereitstellung und Energienachfrage können Energiespeicher eingesetzt werden. Dabei ist in der PERSEUS-REG² Methodik eine Differenzierung zwischen verschiedenen Speicherarten möglich, die sich durch die Speicherdauer unterscheiden. So können beispielsweise Jahrespeicher, bei denen Energiespeicherung und -nutzung innerhalb eines Jahres stattfinden muss, und Tagesspeicher, die einen Ausgleich zwischen Speicherung und Nutzung innerhalb eines Tages erfordern, unterschieden werden. Diese Differenzierungsmöglichkeiten hängen im Wesentlichen von der gewählten zeitlichen Aufteilung eines Jahres in Intervalle, typische Tage und Jahreszeiten ab³³.

Im Rahmen der Modellierung wird das Auffüllen eines Speichers über einen Nachfrageprozess und das Entleeren über einen Produktionsprozess modelliert. In Gleichung (1.18) ist die Speicherbedingung angegeben. Sie hängt neben der durch die Intervallmenge S^* bestimmten Speicherdauer von der Zuordnungstabelle *storemap* ab. In dieser Tabelle werden die zur Modellierung eines Speichers erforderlichen

³² Dies ist beispielsweise dann relevant, wenn im Rahmen einer Potentialabschätzung für erneuerbare Energieträger eine Grenze für die installierbare elektrische Leistung angegeben wird und es verschiedene Anlagentypen gibt, die eingesetzt werden können (z. B. bei Windkraft).

³³ Siehe hierzu auch Kapitel 5.1 und 6.1.1.

Nachfrage- und Erzeugungsproduzenten sowie die entsprechenden Energieträger einander zugeordnet.

$$\sum_{seas \in S^*} X_{no,prod,f,seas,t} = \sum_{seas \in S^*} X_{ni,prod',f',seas,t}$$

$$\forall ((prod, f), (prod', f')) \in storemap; \quad (1.18)$$

$$\forall prod, prod' \in PROD; \forall f, f' \in F; \forall t \in T$$

5.2.3.6 Modellierung von Marktanteilen

Im Rahmen der Modellierung eines Versorgungssystems kann es erforderlich sein, Marktanteile für einzelne Prozesse oder Anlagen vorzugeben, um z. B. nicht-ökonomisches Verhalten oder technische Rahmenbedingungen abzubilden. Im PERSEUS-Modell werden solche Nebenbedingungen mit Bezug auf einzelne Outputenergieträger formuliert [Fichtner 1999, S. 82]. Da im PERSEUS-REG² Modell Energieträger nicht nur bezüglich technischer sondern auch umweltrelevanter Eigenschaften unterschieden und in Form verschiedener Outputs modelliert werden, muss die Abbildung von Marktanteilen unabhängig von Energieträgern formuliert werden. Als Beispiel kann die Zufeuerung von Biomasse in fossilen Kraftwerken angeführt werden. Bei den gewählten Beispielanlagen³⁴ darf aus technischen Gründen der Biomasseprozess nur einen maximalen Anteil von 25 % bezogen auf den gesamten Energieinput haben. Da aber unterschiedliche Stromarten (grüner und normaler Strom) produziert werden, ist eine Abbildung des Anteils mit Bezug auf die Outputenergieträger nicht möglich.

Die entsprechenden Nebenbedingungen für das Verhältnis zwischen Prozess und Anlage sind in (1.19) - (1.21) formuliert. Für die Definition von Produktionsanteilen zwischen Anlagen und Produzenten haben die Ungleichungen (1.22) und (1.23) sowie Gleichung (1.24) Gültigkeit.

$$PL_{p,t} = mal_{p,t} \cdot \sum_{p' \in P_{up}} PL_{p',t} \quad \forall p \in P; \forall t \in T; \quad (1.19)$$

$$PL_{p,t} \geq amin_{p,t} \cdot \sum_{p' \in P_{up}} PL_{p',t} \quad \forall p \in P; \forall t \in T; \quad (1.20)$$

$$PL_{p,t} \leq amax_{p,t} \cdot \sum_{p' \in P_{up}} PL_{p',t} \quad \forall p \in P; \forall t \in T; \quad (1.21)$$

$$\sum_{p \in P_u} PL_{p,t} = mal_{u,t} \cdot \sum_{p' \in P_{produ}} PL_{p',t} \quad \forall u \in U; \forall t \in T; \quad (1.22)$$

$$\sum_{p \in P_u} PL_{p,t} \geq amin_{u,t} \cdot \sum_{p' \in P_{produ}} PL_{p',t} \quad \forall u \in U; \forall t \in T; \quad (1.23)$$

$$\sum_{p \in P_u} PL_{p,t} \leq amax_{u,t} \cdot \sum_{p' \in P_{produ}} PL_{p',t} \quad \forall u \in U; \forall t \in T; \quad (1.24)$$

³⁴ Zur Charakterisierung der verschiedenen Anlagenoptionen zur Nutzung regenerativer Energieträger siehe Kapitel 6.3.

Weiterhin ist es auch möglich, die in der Basisversion integrierten Nebenbedingungen zur Berücksichtigung von Energieträgern bei der Definition von Marktanteilen zu nutzen. Die mathematische Darstellung ist analog zu den Gleichungen und Ungleichungen (1.19) - (1.24) allerdings mit zusätzlicher Berücksichtigung des energieträgerabhängigen Flusses f (siehe dazu z. B. [Fichtner 1999, S. 82f]).

5.2.3.7 Kumulierte Produktionsmengen

Für einzelne Anlagen oder Prozesse beziehungsweise Anlagen- oder Prozessgruppen können Obergrenzen für deren kumulierte Produktion vorgegeben werden. Für den Fall einer Vorgabe auf Anlagenebene ist die entsprechende Nebenbedingung in Ungleichung (1.25) dargestellt. Dabei kann unter Beachtung anderer Restriktionen die zur Verfügung stehende Produktionsmenge innerhalb des definierten Zeitraumes T frei zwischen den beteiligten Anlagen/Prozessen aufgeteilt werden. Damit ist es beispielsweise möglich, verbleibende Produktionsmengen optimal auf bestehende Alternativen aufzuteilen. Ein typischer Anwendungsfall für diese Nebenbedingung ist die Abbildung der Vereinbarung zum sogenannten Kernenergieausstieg³⁵.

$$\sum_{t \in T^*} \sum_{p \in P_{U^*}} PL_{p,t} \leq mkum_{U^*, T^*} \quad \forall U^*; \forall T^* \quad (1.25)$$

5.2.3.8 Abbildung von relativen Mengenvorgaben für Energieträger

Eine Mengenvorgaben für Energieträger kann durch Angabe eines absoluten Wertes oder durch einen prozentualen Anteil an der Gesamtmenge festgelegt werden. Für den Fall einer absoluten Mengenvorgabe kann dies durch Definition einer Flussbegrenzung in das PERSEUS-REG² Modell integriert werden (siehe Kapitel 5.2.3.3). Bei einer prozentualen Vorgabe ist aufgrund der Abhängigkeit von den Flussvariablen eine gesonderte Nebenbedingung erforderlich. Dabei ist zwischen einer Vorgabe, die von einzelnen Produzenten zu erfüllen ist (1.26), und einem kumulierten Wert, der mehrere Produzenten umfasst (1.27), zu unterscheiden. Die angegebenen Ungleichungen stellen den Fall einer vorgegebenen prozentualen Mindestmenge dar. Eine Definition für Maximalanteile oder genau zu erfüllende Vorgaben erfordert lediglich eine Veränderung des Vergleichsoperators.

$$\left(\sum_{f \in Fbase} \sum_{prod' \in PROD} X_{prod', prod, f, t} \right) \cdot quota_{prod, t} \leq \sum_{f \in Fgreen} \sum_{prod' \in PROD} X_{prod', prod, f, t} \quad (1.26)$$

$$\forall prod \in QProd; \forall t \in T$$

$$\left(\sum_{f \in Fbase} \sum_{prod' \in PROD} \sum_{prod \in QProd} X_{prod', prod, f, t} \right) \cdot quota_t \leq \sum_{f \in Fgreen} \sum_{prod' \in PROD} \sum_{prod \in QProd} X_{prod', prod, f, t} \quad (1.27)$$

$$\forall t \in T$$

³⁵ Siehe z. B. [BMU 2000c] sowie Kapitel 6.2.7.2.

5.2.3.9 Modellierung von handelbaren grünen Zertifikaten

Im Rahmen der Analyse von Quotenregelungen sind auch handelbare grüne Zertifikate zu berücksichtigen. Dabei bestehen, wie in Kapitel 5.2.2.2 bereits beschrieben, aus modelltechnischer Sicht zwei Alternativen: Einführung zusätzlicher Zertifikatsflüsse oder Integration neuer Nebenbedingungen. Im Rahmen dieser Arbeit erfolgt eine Abbildung der Zertifikate sowie des entsprechenden Handels über zusätzliche Nebenbedingungen. Gleichung (1.28) dient zur Bilanzierung der Erzeugung von Zertifikaten in Anlagen zur Stromproduktion aus regenerativen Energieträgern.

$$\sum_{prod \in GProd} \sum_{prod' \in PROD} \sum_{f \in Fgreen} X_{prod, prod', f, t} = \sum_{prod'' \in QProd} Zert_{prod'', t} \quad \forall t \in T \quad (1.28)$$

Die Verwendung der Zertifikate zur Erfüllung einer Quotenverpflichtung wird für den Fall einer Verpflichtung einzelner Produzenten mit Ungleichung (1.29) modelliert. Der Unterschied zu Ungleichung (1.26) besteht darin, dass zur Quotenerfüllung Zertifikate anstelle von Energieträgerflüssen zu verwenden sind. Für die Abbildung einer kumulierten Quote, die mehrere Produzenten umfasst, ist Ungleichung (1.27) entsprechend zu modifizieren.

$$\left(\sum_{f \in Fbase} \sum_{prod' \in PROD} X_{prod', prod, f, t} \right) \cdot quota_{prod, t} \leq Zert_{prod, t} \quad \forall prod \in QProd; \forall t \in T \quad (1.29)$$

Im Rahmen dieser Modellierung des Marktes für handelbare grüne Zertifikate wird ein Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage unterstellt. Weiterhin wird von einer vollständigen Konkurrenz zwischen den verschiedenen Anbietern ausgegangen. Aufgrund dieser Voraussetzungen entsprechen die mit dem Modell berechneten Grenzausgaben der Zertifikatsproduktion dem zu erwartenden Marktpreis. Im Rahmen der Modellierung werden die grünen Zertifikate nicht, wie beispielsweise in [Drillisch 1999a] vorgeschlagen, nach der Herkunft differenziert und gemäß ihres Umweltnutzens unterschiedlich bewertet. Die Integration eines entsprechenden Bewertungsschlüssels in die Methodik ist jedoch grundsätzlich möglich.

5.2.4 Kritische Würdigung des entwickelten Modellansatzes

Das im Rahmen der vorliegenden Arbeit entwickelte PERSEUS-REG² Modell basiert auf dem Ansatz von Energie- und Stoffflussmodellen. Diese weisen im Vergleich zu anderen Analyseansätzen verschiedene Vorteile bei der Bearbeitung der vorliegenden Problemstellung auf, weshalb dieser methodische Ansatz im Rahmen des Forschungsvorhabens gewählt wurde. Allerdings gibt es auch einige methodische Aspekte dieser Modellklasse sowie des entwickelten PERSEUS-REG² Modells, die einer kritischen Diskussion sowie einer Analyse der Auswirkungen auf die Modellergebnisse bedürfen.

5.2.4.1 Der normative Ansatz

Energiesystemmodelle vom Typus des PERSEUS-REG² Modells basieren auf einem normativen Ansatz. Dieser ist wertorientiert und basiert auf der Annahme rationalen Verhaltens, was sich empirisch nicht immer belegen lässt. Grundlage dieses Ansatzes ist die Betrachtung einer gesamten Region als eine (wirtschaftliche) Einheit, woraus

sich eine aggregierte ökonomische Sicht auf die Aktivitäten der verschiedenen Akteure ergibt. Dadurch wird es erforderlich, alle verfügbaren Optionen unabhängig von den Akteuren nach einheitlichen Kriterien zu bewerten und dabei nur die entscheidungsrelevanten Ausgaben zu berücksichtigen. Diese aggregierte Sichtweise kann in Bezug auf die zu untersuchende Region als gesamtwirtschaftliche oder gesellschaftliche Sicht bezeichnet werden. Sie muss nicht mit dem einzelwirtschaftlichen Blickwinkel betroffener Akteure übereinstimmen. Ein Beispiel hierfür ist der Betrieb eines privaten Laufwasserkraftwerkes. Aus Sicht des Betreibers sind die nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) zu zahlenden Vergütungen für Strom aus Wasserkraftanlagen in die ökonomische Bewertung einzubeziehen. Im Rahmen eines normativen Ansatzes erfolgt ein Vergleich mit anderen Optionen auf Basis entscheidungsrelevanter Ausgaben. Die Vergütung spielt hier keine Rolle. Des Weiteren bleiben mögliche gesetzliche Eingriffe unberücksichtigt, da es Zielsetzung des Ansatzes ist, erforderliche Modifikationen des zukünftigen rechtlichen Rahmens aus den Modellergebnissen abzuleiten. Eine Integration zukünftiger Regelungen würde lediglich die Evaluierung ihrer Auswirkungen erlauben.

Damit beschreiben die Modellergebnisse, welche auf Basis eines normativen Ansatzes abgeleitet werden, die Entwicklung, die aus gesellschaftlicher Sicht realisiert werden sollte. Da es Unterschiede zwischen einzelwirtschaftlicher und aggregierter Sicht geben kann, dienen die Modellergebnisse dazu, erforderliche Rahmenbedingungen und Handlungsfelder zu identifizieren, die gewährleisten, dass die Entwicklung in der Praxis mit den gesellschaftlich wünschenswerten Ergebnissen übereinstimmt.

Mit der Anwendung eines normativen Ansatzes auf umweltpolitische Zielsetzungen – wie z. B. Emissionsminderung – wird ein Regulierungs- und Marktversagen bei der Zielerreichung in diesem Bereich unterstellt. Falls kein entsprechendes Versagen vorliegt, kann mit Hilfe dieses Ansatzes nur die Optimalität des bestehenden/geplanten Vorgehens bestätigt werden. In diesem Fall stimmen die Modellergebnisse mit den geplanten zukünftigen Entwicklungen in der Praxis überein. Im Bereich umweltpolitischer Zielsetzungen manifestiert sich Marktversagen beispielsweise in einer zu geringen Nachfrage nach energiesparenden Anlagen oder Geräten aufgrund fehlender Information oder Marktübersicht. Des Weiteren kann hier auch die Trennung von Eigner/Investor und Nutzer der Anlage eine Rolle spielen. Regulierungsversagen äußert sich z. B. dann, wenn aufgrund bestehender rechtlicher Regelungen Anreize zur Energie- und Kosteneinsparung reduziert werden, da für einzelne Energieträger Subventionsregelungen oder unterschiedlich hohe Steuern Gültigkeit besitzen.

5.2.4.2 Kritik an Energie- und Stoffflussmodellen

Eine umfassende Kritik an nationalen und regionalen Energie- und Stoffflussmodellen wird beispielsweise in [Jochem 1997], [IPCC 1996], [Welsch 1996, S. 8 ff.], [Hourcade et al. 1996] und [UNEP 1992, S. 32 ff.] formuliert. Wesentliche Punkte, die Relevanz für die vorliegende Arbeit besitzen, sind:

- Die Ansätze integrieren überwiegend technologiebezogene Ausgaben. Weitergehende Aspekte, wie z. B. Transaktionskosten, werden üblicherweise nicht einbezogen.

Das Hauptproblem hierbei liegt nicht in der Methodik von Energiesystemmodellen sondern in der Verfügbarkeit belastbarer Daten.

- Die Modelle berücksichtigen nur die beim Betrieb der abgebildeten Anlagen anfallenden Emissionen und Brennstoffverbräuche. Entsprechende Faktoren für den Anlagenbau beziehungsweise –rückbau – sogenannte kumulierte Emissionen und Energieverbräuche – werden nicht integriert.
Seitens der Methodik ist eine Berücksichtigung kumulierte Energieaufwendungen und Emissionen problemlos möglich, allerdings ist auch hier die Verfügbarkeit einer konsistenten Datenbasis für alle relevanten Technologien erforderlich.
- Mit den Modellansätzen werden Strategien zur zukünftigen Gestaltung von Energiesystemen entwickelt. Dabei werden Ausgaben auf gesellschaftlicher oder politischer Ebene die zur Umsetzung der Strategien erforderlich sind nicht berücksichtigt (z. B. Implementierungsausgaben für ein umweltpolitisches Instrument). Zum einen besteht auch in diesem Bereich ein Mangel an belastbaren Daten. Zum anderen ist zu bedenken, dass umweltpolitische Instrumente nicht nur anhand monetärer Kriterien bewertet werden können³⁶. So sind in diesem Zusammenhang beispielsweise auch juristische Fragestellungen relevant. Damit stößt die in diesen Modellansätzen vorgenommene Bewertung auf Basis monetärer Größen an ihre Grenzen. Darüber hinaus ist die primäre Zielsetzung technologiebasierter Modelle die Durchführung einer Energiesystemplanung und nicht die Evaluierung bzw. Identifikation optimaler politischer/gesellschaftlicher Umsetzungsstrategien zur Erreichung gewünschter Systemausgestaltungen.
- Die Potentiale von sogenannten „No Regret“-Optionen³⁷ werden überschätzt, weil zusätzliche relevante Aspekte nicht berücksichtigt werden.
Hier stößt die Bewertung von Optionen ausschließlich auf Basis ökonomischer Größen an Grenzen. So sind beispielsweise bei Wärmedämmmaßnahmen im Gebäudebereich auch gestalterische Gesichtspunkte oder bei der Nutzung von gasbetriebenen Anlagen Betriebsrisiken zu beachten. Eine Integration solcher nicht-monetären Faktoren ist nur sehr schwer möglich. Üblicherweise wird zur Vermeidung dieser Problematik die Potentialausnutzung durch eine exogene Vorgabe von Marktanteilen begrenzt.
- Eine unzureichende Berücksichtigung von Lernkurveneffekten kann die Modellergebnisse derart verzerren, dass technologiebezogene Ausgaben überschätzt und andere Faktoren wie beispielsweise Emissionsminderungen unterschätzt werden.
Im Bereich der Integration von Lerneffekten besteht noch Entwicklungsbedarf, um

³⁶ Zur Bewertung und Charakterisierung umweltpolitischer Instrumente sei auf die zahlreichen entwickelten Kriterienraster verwiesen (siehe z. B. [Rentz et al. 1999b], [Rennings et al. 1999] sowie die dort angegebene Literatur).

³⁷ Für den Begriff „No Regret“ Optionen gibt es in der Literatur keine allgemeine Definition. Üblicherweise werden darunter solche Optionen verstanden, die ohne Berücksichtigung eines Zusatznutzens (z. B. Emissionsminderung) wirtschaftlich sind und daher umgesetzt werden. Dabei spielen allerdings der verwendete Ansatz (normativ oder betriebswirtschaftlich) sowie die eingesetzte finanzmathematische Methode eine bedeutende Rolle (siehe auch [Wietschel 2000, S. 228 ff.]).

die Beziehungen zwischen installierten Anlagenkapazitäten und der Entwicklung technischer, ökonomischer und ökologischer Kenngrößen in die Methodik von Energie- und Stoffflussmodellen integrieren zu können. Darüber hinaus ist auch die Verfügbarkeit belastbarer Lernkurvendaten von Bedeutung.

- Aufgrund der Konzentration auf die Abbildung des Energiesystems werden makroökonomische Auswirkungen und Beziehungen zwischen dem Energiesektor und anderen volkswirtschaftlichen Sektoren nicht berücksichtigt. Für eine Analyse makroökonomischer Zusammenhänge sind Energiesystemmodelle nicht geeignet. Entsprechende Fragestellungen können mit Energiewirtschaftsmodellen bearbeitet werden.
- Weitergehende „nicht-technische“ Möglichkeiten, wie z. B. Verhaltensänderungen, zur Beeinflussung der Entwicklung eines Energiesystems werden nicht berücksichtigt. Grundsätzlich stoßen techno-ökonomische Modelle an ihre Grenzen, wenn nicht oder nur sehr schwer monetär zu bewertende Alternativen zu integrieren sind. In solchen Fällen sind Ansätze aus der Wohlfahrtstheorie zielführend. Dabei wird mit Hilfe einer übergeordneten Gesamtnutzenfunktion versucht, verschiedene Zielkriterien, wie z. B. Wirtschaftlichkeit, Konsumentennutzen usw., zusammenzufassen.
- Externe Kosten werden nicht berücksichtigt. Aufgrund des Umstandes, dass weder alle für Externe Effekte relevanten Ursache-Wirkungs-Beziehungen bekannt sind, noch die Frage der Monetarisierung abschließend geklärt ist, ist eine allgemein akzeptierte Bestimmung der Höhe Externer Kosten nicht möglich. Seitens der Modellierungsmethodik von Energie- und Stoffflussmodellen wurden bereits Ansätze zur Integration Externer Kosten vorgestellt (siehe z. B. [Lüth 1997], [Tewes 1992]).

Eine nähere Betrachtung der angeführten Kritikpunkte lässt deutlich werden, dass sehr häufig Probleme bei der Verfügbarkeit belastbarer Daten dafür verantwortlich sind, dass die entsprechenden Bereiche nicht in Energiesystemmodelle integriert werden. Des Weiteren zeigt sich, dass einige Kritikpunkte auf Themenbereiche abzielen, die mit dem techno-ökonomischen Modellierungsansatz von Energiesystemmodellen nicht bearbeitet werden können. Dies ist dann der Fall, wenn Kriterien in die Bewertung von Zukunftsstrategien einfließen sollen, die nicht mit technischen oder ökonomischen Parametern zu beschreiben sind (z. B. Verhalten).

5.2.4.3 Berücksichtigung von Preiselastizitäten der Energienachfrage

Ein Kritikpunkt betrifft die Berücksichtigung von Preiselastizitäten der Energienachfrage. Aufgrund des auch zukünftig zu erwartenden Preisgefälles zwischen grünem und normalem Strom ist im Rahmen einer gezielten Förderung regenerativer Energieträger in der Stromproduktion mit einem Anstieg der mit dem Stromverbrauch verbundenen Ausgaben der Konsumenten zu rechnen. Da die Methodik des PERSEUS-REG² Modells von einer festen, exogen vorgegebenen Energienachfrage ausgeht, können Rückkopplungen des Energiepreises auf die Nachfrage nicht berücksichtigt werden.

Zur Beurteilung der Bedeutung dieses Aspektes und der möglichen Auswirkungen auf die Modellergebnisse ist eine Abschätzung der zu erwartenden Preiselastizitäten erforderlich. Dabei wird üblicherweise zwischen langfristigen und kurzfristigen Preiselastizitäten unterschieden [Wietschel 1995]. Langfristige Preiselastizitäten enthalten die Auswirkungen der Preisänderungen auf den Kapitalstock der Konsumenten. Daher treten die entsprechenden Nachfragereaktionen nur im Falle von Neu- oder Ersatzinvestitionen auf³⁸. Kurzfristige Preiselastizitäten beziehen sich dagegen auf Verhaltensänderungen, die der Konsument als Reaktion auf Preisänderungen jederzeit realisieren kann. Daraus ergibt sich, dass im Rahmen einer Energiesystemmodellierung vorrangig kurzfristige Preiselastizitäten zu berücksichtigen sind. In [Rentz et al. 1999a] werden vor dem Hintergrund einer Integration eines preisabhängigen Nachfragemoduls in Energie- und Stoffflussmodelle die kurzfristigen Preiselastizitäten der für die Entwicklung regionaler Energiesystemmodelle relevanten Nachfragebereiche näher untersucht. Die dort erzielten Ergebnisse, dass es keine oder nur sehr geringe kurzfristige Abhängigkeiten zwischen Energiepreis und –nachfrage gibt, werden durch die in anderen Veröffentlichungen genannten, betragslich geringen Elastizitätswerte bestätigt (siehe Tabelle 24).

Tabelle 24: Kurzfristige Preiselastizitäten (Quellen nach [Wietschel 1995])

Nachfragesektor	Kurzfristige Preiselastizitäten	Quelle
Private Haushalte, Gerätestrom	-0,11 bis -0,4	[Karl et al. 1988], [Jochem 1987]
Industrie, Strom	-0,1	[Spieler 2000], [Pfitzner 1990]
Verkehr, Kraftstoffnachfrage	-0,1 bis -0,8	[Spieler 2000], [Wirl 1989], [Dennerlein 1990]
Verkehr, Personenverkehrsleistung	-0,012 bis -0,085	[Dreher et al. 1999c]

Dies bedeutet, dass davon ausgegangen werden kann, dass die Energienachfrage nicht oder nur in sehr geringen Ausmaß von Preisänderungen beeinflusst wird. Dementsprechend hat eine zusätzliche Integration einer preisabhängigen Energienachfrage, wie sie beispielsweise in [Wietschel 1995] oder [Morgenstern 1991] vorgestellt wird, keinen nennenswerten Einfluss auf die Modellergebnisse und ist daher im Rahmen der entwickelten Methodik nicht erforderlich.

5.2.4.4 Lineare Programmierung

Das PERSEUS-REG² Modell baut auf der linearen Programmierung auf, wobei grundsätzlich auch alternative Verfahren wie z. B. eine nicht-lineare Modellierung möglich wären. Die lineare Programmierung wird vor allem aufgrund der im Folgenden dargestellten Aspekte ausgewählt. Für lineare Modelle sind mit den verschiedenen Varianten des Simplex-Verfahrens exakte Lösungsverfahren verfügbar, die, falls das Optimierproblem lösbar ist, die Identifikation der optimalen Lösung gewährleisten. Ein Einsatz von Lösungsheuristiken, die auch suboptimale Lösungen liefern können, ist

³⁸ Bei typischen technischen Lebensdauern von Investitionsgütern von über 15 Jahren bedeutet dies, dass pro Jahr nur ein Fünftel aller betroffenen Konsumenten auf Preisänderungen reagieren kann.

nicht erforderlich. Des Weiteren können mit dem Verfahren durch eine stückweise Linearisierung auch nicht-lineare Zusammenhänge hinreichend genau nachgebildet werden, so dass grundsätzlich alle relevanten Aspekte modelliert werden können. Für den speziellen Einsatz der linearen Programmierung in der Energiesystemplanung konnte im Rahmen eines Modellvergleichs zwischen einem linearen PERSEUS-Modell und einem vergleichbaren nicht-linearen Modell gezeigt werden, dass von den mit der Linearisierung verbundenen Vereinfachungen bei der Darstellung keine negativen Auswirkungen auf die Ergebnisqualität ausgehen³⁹.

Ein grundlegendes Problem der linearen Programmierung ist der Umstand, dass aufgrund der Optimierung Modellergebnisse zustande kommen können, die ausschließlich von einer oder sehr wenigen Optionen geprägt sind. Ursache dafür ist, dass im Zuge der Optimierung die bezüglich der Zielfunktion günstigste Alternative gewählt wird und bis zum Greifen einer Restriktion eingesetzt wird, worauf die nächstbeste Alternative folgt. Für die Energiesystemanalyse bedeutet dies, dass schon aufgrund marginaler Kostenvorteile einzelner Optionen die entwickelten Ausbaustrategien von einer Technologie bestimmt werden können. Bei geringen Veränderungen der Modelldaten z. B. im Rahmen von Szenarioanalysen, kann dann das Ergebnis vollständig von einer anderen Technologie bestimmt werden. Diese starke Beeinflussbarkeit der Modellergebnisse durch marginale Datenänderungen wird auch als „Bang-Bang“ Effekt bezeichnet.

In der Praxis wird allerdings kein Energiesystem ausschließlich auf eine Option ausgerichtet werden, da dann im Falle einer Veränderung der Rahmenbedingungen das gesamte System angepasst werden müsste und damit sehr hohe „stranded Investments“ in Form der stillzulegenden Anlagen entstehen würden. Um die Praxisrelevanz der Modellergebnisse zu erhöhen, sind Funktionalitäten in das Modellsystem zu integrieren, die eine technologische Diversifikation der Modelllösung gewährleisten beziehungsweise unterstützen.

Eine Möglichkeit diese Anforderung zu erreichen, besteht darin, für einzelne Technologien Marktanteile oder Produktionsmengen vorzugeben. Das Hauptproblem hierbei ist, dass durch diese exogenen Vorgaben die Freiheitsgrade der Systemoptimierung eingeschränkt werden. Es besteht die Gefahr, dass durch zu enge Vorgaben das Modellergebnis in wesentlichen Bereichen vorwegbestimmt wird und keine Optimierung sondern nur noch eine Simulation stattfinden kann. Aus diesem Grund ist es sinnvoll, ausgehend von einem Fall ohne Vorgaben schrittweise entsprechende Restriktionen in das Modell zu integrieren. Dieses Vorgehen ist allerdings mit einem zusätzlichen Modellierungs- und Auswertungsaufwand verbunden.

Eine weitere Alternative zur Vermeidung einer Ausrichtung der Modellergebnisse auf einzelne Optionen liegt in der verstärkten Berücksichtigung technologiespezifischer Einsatzbereiche. Dies kann durch die Abbildung von Lastkurven sowie durch die darauf aufbauenden, in Kapitel 5.2.3.3 dargestellten Nebenbedingungen zur Begrenzung einzelner saisonaler Flüsse erfolgen. Dies erlaubt, dass einzelne Anlagen ent-

³⁹ Die Vergleichsrechnungen wurden für das Versorgungsgebiet eines großen deutschen EVU durchgeführt. Das verwendete nicht-lineare Konkurrenzmodell basiert auf der in [Flicke et al. 1998] vorgestellten Methodik. Der Modellvergleich wurde unter Beteiligung des Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP) der Universität Karlsruhe (TH) durchgeführt.

sprechend ihrer technologischen Charakteristika, wie z. B. jährliche Verfügbarkeit, eingeplant werden. Da sich daraus üblicherweise Beschränkungen für den Einsatz einzelner Technologien ergeben, bedeutet dies, dass das Modellsystem weitere Optionen berücksichtigt und die entwickelten Ausbaustrategien auf einem breiteren Technologieportfolio basieren.

Die dritte Alternative setzt bei der Integration der Unsicherheit der zukünftigen Entwicklung an, die letztlich der Grund dafür ist, dass in der Praxis ein Energiesystem auf unterschiedlichen Technologien aufbaut⁴⁰. Unsicherheiten können im Rahmen einer stochastischen Programmierung in das lineare Modell integriert werden (siehe z. B. [Göbelt et al. 2000]). Ein grundlegendes Problem hierbei ist, dass zur Abbildung der Unsicherheiten Parameter, wie Standardabweichung, Erwartungswert oder Risikopräferenzen, vom Modellanwender quantifiziert werden müssen. Die Bestimmung dieser Werte ist für einzelne Akteure noch möglich, erscheint aber für eine gesamte Region aufgrund stark unterschiedlicher Einschätzungen der einzelnen Akteure dieser Region nicht mehr realisierbar. Damit ist die Entwicklung eines validen stochastischen Optimiermodells für eine Region kaum möglich.

Weiterhin kann im Zuge von Sensitivitätsanalysen oder einer parametrischen Optimierung der Einfluss einer Variation von Parametern der Zielfunktion oder der Nebenbedingungen auf das Modellergebnis untersucht werden⁴¹. Aus den Analyseergebnissen der Parametervariation können Rückschlüsse über die Bedeutung verschiedener Technologien im Rahmen einer ungewissen zukünftigen Entwicklung der Rahmenbedingungen des Energiesystems gezogen werden. Darauf aufbauend ist es möglich, die Rolle einzelner Technologieoptionen im Rahmen einer robusten Strategie, welche ein breites Technologieportfolio berücksichtigt, zu identifizieren.

Grundsätzlich kann mit Hilfe der dargestellten Alternativen die technologische Diversifikation der Ergebnisse der Energiesystemanalyse unterstützt werden. Allerdings wird das grundlegende Problem der linearen Optimierung, dass die identifizierten Ergebnisse sehr stark auf einzelnen Optionen basieren, damit nicht vollständig vermieden. Diesem Umstand ist bei der Ergebnisinterpretation dahingehend Rechnung zu tragen, dass die Modellergebnisse als Richtungsvorgaben für die zukünftige Entwicklung des untersuchten regionalen Energiesystems unter den jeweiligen Rahmenbedingungen zu verstehen sind. Im Rahmen von Szenarioanalysen kann durch die vergleichende Auswertung der Modellergebnisse für unterschiedliche Rahmenannahmen eine belastbare Zukunftsstrategie für ein regionales Energiesystem entwickelt werden.

⁴⁰ Durch die Nutzung unterschiedlicher Technologien sollen die Auswirkungen der verschiedenen für die Zukunft möglichen Entwicklungen abgedeckt werden. Ziel dabei ist es, die finanziellen Auswirkungen einer Fehlentscheidung möglichst gering zu halten.

⁴¹ Die Grundlagen dieser Verfahren sind in [Neumann et al. 1993, S. 118 ff.] ausführlich dargestellt.

6 Das PERSEUS-REG² Modell für die Region Baden-Württemberg

Bearbeitet von M. Dreher, M. Wietschel, O. Rentz

In diesem Kapitel wird das auf Basis der PERSEUS-REG²-Methodik entwickelte Energie- und Stoffflussmodell für die Region Baden-Württemberg vorgestellt. Zunächst wird auf grundlegende Rahmenannahmen und Definitionen eingegangen, bevor im darauffolgenden Abschnitt das Modell für die zu untersuchende Region dargestellt wird. Dabei wird auf Aspekte wie die Ausgangssituation des Energiesystems, Nachfrage- und Energieträgerpreisentwicklung sowie die Ankopplung an den liberalisierten Strommarkt eingegangen. Darauf aufbauend werden anschließend die integrierten Optionen zur Erzeugung von grünem Strom vorgestellt. In diesem Rahmen werden, differenziert nach Primärenergieträgern, Technologien, Potentiale und Energieträgerpreise dargestellt. Abschließend wird die Modellintegration der zu untersuchenden umweltpolitischen Instrumente dargestellt.

6.1 Grundlegende Rahmenannahmen der Modellierung

6.1.1 Zeitliche Differenzierung des Analysezeitraumes

6.1.1.1 Periodeneinteilung

Im Rahmen einer Systemanalyse auf Basis von Energie- und Stoffflussmodellen wird üblicherweise ein Analysezeitraum zwischen 15 und 50 Jahren betrachtet. Ausschlaggebend für die Festlegung des Zeithorizontes ist die Fristigkeit der zu untersuchenden Fragestellung sowie die Verfügbarkeit von belastbarem Datenmaterial zur künftigen Entwicklung modellexogener Größen. Zur Bearbeitung der vorliegenden Fragestellungen wird ein Zeithorizont bis 2030 gewählt. Eine Betrachtung deutlich über diesen Zeitpunkt hinaus erscheint nicht sinnvoll, weil keine aussagekräftigen Prognosen für erforderliche Inputdaten, wie z. B. für die Nachfrageentwicklung oder für Primärenergieträgerpreise, vorhanden sind. Darüber hinaus besteht allgemein nur eine sehr vage Vorstellung über die mögliche weitere Entwicklung der diskutierten umweltpolitischen Instrumente zur Förderung von grünem Strom nach 2010. Für 2010 ist das in [EC 2000], [EC 1997] formulierte Mengenziel für grünen Strom von 10,3 % auf politischer Ebene konsensfähig, da dies - unter anderem in Deutschland - mit national definierten Mengenvorgaben sehr gut übereinstimmt [Bräuer et al. 2000]. Zur weiteren Ausgestaltung gibt es bisher nur Einzelmeinungen, wie z. B. die des Bundesumweltministers [Strom 2000b]. Auf dieser Grundlage ist die Wahl des Zeithorizontes bis 2030 sinnvoll, da für diese Zeitspanne einerseits noch Prognosedaten verfügbar sind und andererseits der Zeitraum lang genug ist, um die Auswirkungen eines Instrumenteneinsatzes auch bei langlebigen Erzeugungsanlagen untersuchen zu können.

Der gesamte Untersuchungszeitraum erstreckt sich damit von 2000 bis 2030 und wird in die in Tabelle 25 dargestellten Teilperioden aufgeteilt. Als Basisjahr für die Modellierung wird das Jahr 1996 verwendet, da zum Zeitpunkt der Modellierung die erforderlichen Basisdaten zur Beschreibung des Energiesystems für spätere Jahre nur lückenhaft zur Verfügung gestanden haben. Mit Hilfe der Periode 1996 – 1999 wird die aktuelle Ausgangslage für das Modellsystem dargestellt, wobei aufgrund der

bereits historischen Entwicklung in diesem Zeitraum kein Optimierungsspielraum mehr zugelassen ist. Dem Zeitraum 2000/2001 kommt innerhalb des Modells eine Übergangsrolle zu. In dieser Zeitspanne sind grundsätzlich noch Änderungen des Energiesystems – z. B. in Form von Neuinvestitionen – möglich. Allerdings zeichnet sich ab, dass in Baden-Württemberg keine größeren Anlagenbauten geplant sind. Somit kann unter Berücksichtigung des notwendigen Planungsvorlaufes davon ausgegangen werden, dass frühestens ab 2002 eine nennenswerte Modifikation des Energiesystems realisiert werden kann. Daher beginnt die erste Periode, in der das Modell eine Systemoptimierung vornehmen kann, mit dem Jahr 2002.

Als nächstes Stützjahr wird 2005 gewählt, da ab diesem Zeitpunkt mit einer Entscheidung auf europäischer Ebene über die zukünftige Ausgestaltung eines EU-weit harmonisierten Förderinstrumentariums gerechnet werden muss¹. Für die Modellierung bedeutet dies, dass für den Zeitraum vor 2005 keine Änderung der Fördermodalitäten zugelassen wird.

Dem Jahr 2010 kommt eine Schlüsselrolle zu. Für diesen Zeitraum existieren verschiedene nationale wie internationale Verpflichtungen zur Minderung von Emissionen². Obwohl es sich hierbei um Emissionsminderungsziele handelt, die nicht ausschließlich durch Veränderungen im Stromsektor realisiert werden können, erfolgt in der Öffentlichkeit eine sehr starke Fokussierung auf diesen Bereich³. Aufgrund dieser Situation wird im Rahmen der Szenariorechnungen angenommen, dass erstmalig im Jahr 2010 eine verbindliche Mindestmenge für grünen Strom vorgegeben wird (siehe auch Kapitel 7.1.2).

Tabelle 25: Aufteilung des Untersuchungszeitraumes

Periode	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Stützjahr	1996	2000	2002	2005	2007	2010	2015	2020	2025	2030
Dauer [a]	4	2	3	2	3	5	5	5	5	1
Charakterisierung	Basis	Über-gang	Systemoptimierung							

Da aus Rentabilitätsgründen zu erwarten ist, dass die im Rahmen der Konsensgespräche zum Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie festgelegten Reststrommengen für Baden-Württembergische Kernkraftwerke im Zeitraum zwischen 2005 und 2010 erreicht werden, wird 2007 als weiteres Stützjahr eingeführt. Damit wird eine zeitlich genauere Analyse des sogenannten Kernenergieausstiegs ermöglicht. Ab 2010 erfolgt die Modellierung in Schritten von fünf Jahren, was eine Analyse der Auswirkungen umweltpolitischer Instrumente mit ausreichender Genauigkeit erlaubt.

¹ In [EC 2000] ist nach einer fünfjährigen Beobachtungsphase eine Entscheidung über ein Eu-weit harmonisiertes Förderinstrument vorgesehen. Bei einer Verabschiedung des Richtlinienvorschlags [EC 2000] im Jahr 2000 ist dies frühestens für 2005 zu erwarten.

² Z. B. Nationales Klimaschutzprogramm [BMU 2000b] oder Zielzeitraum zur Erfüllung der Verpflichtungen aus dem sogenannten Kyoto-Protokoll [UN 1997].

³ So werden beispielsweise im Rahmen des Richtlinienentwurfs der Europäischen Kommission die Kyoto-Minderungsziele auf die Stromerzeugung durch regenerative Energieträger heruntergebrochen [EC 2000]. Inwieweit diese Einengung auf den Stromsektor zu einer Fehlallokation finanzieller Mittel führen kann, wird in dieser Arbeit nicht diskutiert.

6.1.1.2 Intervalleinteilung

Die einzelnen Jahre des Analysezeitraumes werden zur Abbildung von jahres- und tageszeitlichen Nachfrageschwankungen in repräsentative Zeitintervalle unterteilt⁴. Zur Modellierung saisonabhängiger Variationen wird in die Jahreszeiten Sommer und Winter unterschieden. Kriterium für die Unterscheidung sind die durchschnittlichen Temperaturen in der zu analysierenden Region Baden-Württemberg, womit die Monate April bis Oktober als Sommer und November bis März als Winter definiert werden. Die Lastverläufe innerhalb dieser Jahreszeiten werden durch jeweils einen typischen Tag modelliert. Dazu wird ein Werktag verwendet. Eine weitere Differenzierung in Wochenenden erfolgt nicht, da hier die Netzbelastung erfahrungsgemäß geringer ist als an Werktagen und somit von diesen Tagen keine zusätzlichen Anforderungen an die Energiebereitstellung ausgehen. Ergänzend zu den Durchschnittstagen wird zur Abbildung von Lastspitzen ein sogenannter Max-Tag als der Tag mit maximaler Netzbelastung in das Modell integriert. Die Einteilung der Tage in einzelne Intervalle zur Nachbildung der Lastkurven orientiert sich am zeitlichen Verlauf der Stromnachfrage in der zu analysierenden Region. Aufbauend auf typischen Lastkurven für Baden-Württemberg⁵ wird folgende Einteilung in acht Intervalle gewählt:

Tabelle 26: Intervalleinteilung

Intervall	Charakterisierung
I	0. ⁰⁰ – 5. ⁵⁹ Uhr; Nachtbereich, nur Grundlastanwendungen sind in Betrieb
II	6. ⁰⁰ – 9. ⁵⁹ Uhr; Morgenbereich, deutlicher Anstieg der Stromnachfrage im privaten wie auch gewerblichen Bereich
III	10. ⁰⁰ – 11. ⁵⁹ Uhr; weiterer Anstieg der Nachfrage bis zur Mittagsspitze, allerdings langsamer als in Intervall II
IV	12. ⁰⁰ – 13. ⁵⁹ Uhr; Zweiter Teil der Mittagsspitze, der etwas unter den maximalen Werten liegt
V	14. ⁰⁰ – 16. ⁵⁹ Uhr; Nachmittagstal, spürbarer Rückgang der Nachfrage
VI	17. ⁰⁰ – 18. ⁵⁹ Uhr; Abendspitze mit Nachfrageanstieg
VII	19. ⁰⁰ – 21. ⁵⁹ Uhr; Abendbereich, Rückgang der Nachfrage
VIII	22. ⁰⁰ – 23. ⁵⁹ Uhr; Nachtbereich, schrittweise Abnahme der Nachfrage, Anschluss an Intervall I

⁴ Zu den methodischen Grundlagen siehe Kapitel 5.1 und [Fichtner 1999, S. 69].

⁵ Siehe z. B. verschiedene Jahrgänge der „Statistik der öffentlichen Elektrizitätsversorgung in Baden-Württemberg“ des Verband der Elektrizitätswerke Baden-Württemberg e.V. (VdEW).

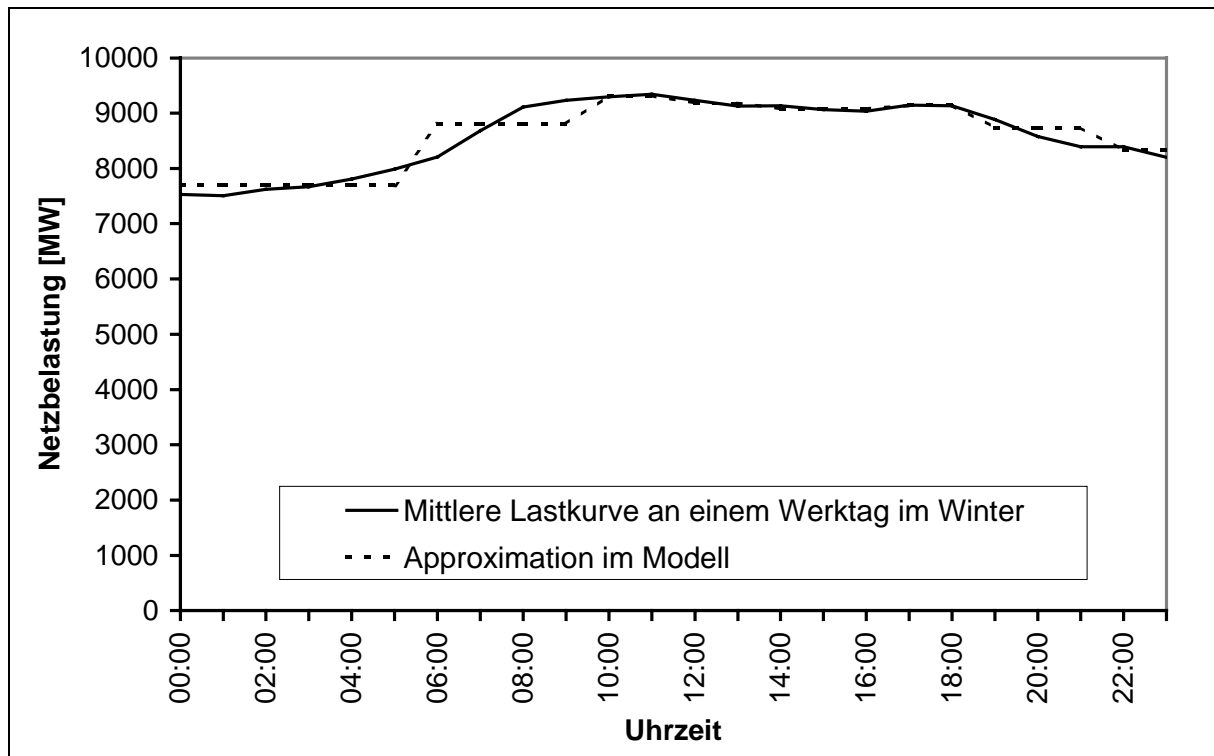


Abbildung 12: Lastkurve für einen Werktag im Winter in Baden-Württemberg

6.2 Das Basismodell für Baden-Württemberg

6.2.1 Grundstruktur des Modells

In diesem Kapitel wird die Struktur dargestellt, welche dem entwickelten Modell zur Analyse der Auswirkungen umweltpolitischer Instrumente auf die Region Baden-Württemberg zugrunde liegt. Dabei wird im folgenden Abschnitt auf die Akteure, welche die Entwicklung des Energiesystems beeinflussen können, näher eingegangen. Darauf aufbauend werden anschließend die Beziehungen zwischen den Akteuren und deren modelltechnische Realisierung dargestellt. Aus der Kombination der beiden Elemente Beziehungen und Akteure ergibt sich die Grundstruktur des Modellsystems.

6.2.1.1 Akteure auf dem baden-württembergischen Energiemarkt

Unter dem Begriff Akteure sind aus modelltechnischer Sicht zum einen Wirtschaftssubjekte zu verstehen, die in der untersuchten Region Baden-Württemberg ansässig sind, wie z. B. Stadtwerke oder Kunden, zum anderen werden aber auch Bereiche, die von außen auf die Region einwirken können, wie z. B. der internationale Stromhandel, darunter zusammengefasst. Allgemein können Akteure als die Elemente charakterisiert werden, welche die zukünftige Ausgestaltung des Energiesystems der untersuchten Region beeinflussen können⁶. Dabei erfolgt im Rahmen der Modellie-

⁶ Staatliche Akteure können durch Gesetze oder Verordnungen die Systementwicklung beeinflussen. Allerdings stellt ihr Handeln üblicherweise eine Reaktion auf die (zu erwartende) autonome Entwicklung des Energiesystems dar. Da im Rahmen dieser Arbeit auf Grundlage der

zung eine grundsätzliche Unterscheidung in den Bereich des Energieangebots und der Energienachfrage. Die Angebotsseite muss die Befriedigung der Energienachfrage sicherstellen und bestimmt in diesem Rahmen die Ausgestaltung des Energiesystems. Die Nachfrageseite gibt die Höhe und Struktur der Energienachfrage vor. Der Bereich des Stromhandels, welcher bei Angebot und Nachfrage angesiedelt werden kann, nimmt in diesem Zusammenhang eine Sonderstellung ein.

6.2.1.1.1 Akteure der Energieangebotsseite

Auf der Energieangebotsseite ist aufgrund bestehender Unterschiede eine Untergliederung in verschiedene Gruppen erforderlich, um das zu untersuchende Energiesystem adäquat abbilden und die Auswirkungen der diskutierten umweltpolitischen Instrumente detailliert analysieren zu können. Dabei erfolgt eine grundsätzliche Unterscheidung in Versorgungs- und Erzeugungsunternehmen, die in der Region ansässig sind, private Anlagenbetreiber und Stromhandel. Da es im Zusammenhang mit der Einführung umweltpolitischer Instrumente aus baden-württembergischer Sicht auch interessant sein kann, Potentiale für regenerative Energieträger in anderen Regionen zu nutzen, wird als weiterer Akteur der Markt für grünen Strom auf gesamtdeutscher Ebene, differenziert nach Angebot und Nachfrage integriert. Aufgrund des Umstandes, dass auf europäischer Ebene die Einführung eines einheitlichen beziehungsweise kompatiblen Förderinstruments für grünen Strom angestrebt wird [EC 2000], wird auch das Angebotspotential für grünen Strom aus dem europäischen Ausland im Modell berücksichtigt.

Innerhalb der Gruppe der in Baden-Württemberg ansässigen Erzeugungs- und Versorgungsunternehmen gibt es teilweise deutliche strukturelle Unterschiede, so dass hier eine weitere Differenzierung einen detaillierteren Blick auf die zukünftige Entwicklung des Energiesystems ermöglicht. Aus diesem Grund wird auf Basis der in Kapitel 5.2.2.1 herausgearbeiteten relevanten unternehmensspezifischen Merkmale „Existenz eines Fernwärmenetzes“, „Unternehmensgröße“ und „existierender Kraftwerkspark“ eine Unterteilung der Unternehmen in folgende drei Gruppen vorgenommen:

- Große Erzeugungsunternehmen und überregionale Versorger: Unternehmen, die große Erzeugungsanlagen betreiben und deren Kerngeschäftsfeld die Erzeugung und der Verkauf von Elektrizität ist. Diese Unternehmen betreiben üblicherweise Übertragungsnetze auf allen Spannungsebenen und agieren auch auf nationaler und internationaler Ebene. Aufgrund der früheren Versorgungsgebiete im regulierten Markt versorgen sie auch nach der Liberalisierung überwiegend Endkunden in ländlichen Regionen, in denen keine Stadtwerke existieren.
- Versorgungsunternehmen, die ein Fernwärmenetz betreiben: Hierbei handelt es sich typischerweise um mittlere und große Stadtwerke, welche im ganzen Stadtgebiet oder einzelnen Stadtteilen ein Fernwärmenetz unterhalten. Diese Unternehmen betreiben häufig aufgrund der Fernwärmeversorgung eigene Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. Unternehmen, die lediglich kleine Nahwärmenetze als

Insel- oder Individuallösungen betreiben (z. B. einzelne Straßenzüge oder Gebäude), fallen nicht in diese Gruppe.

- Kleinere Versorgungsunternehmen: In dieser Klasse sind Versorgungsunternehmen zusammengefasst, die weder ein Fernwärmenetz noch eigene Stromerzeugungsanlagen in nennenswertem Umfang betreiben. Hierzu gehören auch die Unternehmen, die kleine Nahwärmenetze, z. B. auf Basis einzelner Blockheizkraftwerke, betreiben⁷. Dabei handelt es sich typischerweise um kleinere Stadtwerke.

Charakteristisch für diese hier gewählte Aufteilung der Versorgungsunternehmen ist die Betrachtung des gesamten Unternehmens als vertikal integrierte Einheit. Das bedeutet, dass die für den Wettbewerb relevanten Bereiche Stromproduktion, Netzbetrieb und Handel als Einheit agieren. Diese Sichtweise widerspricht der im Energiewirtschaftsgesetz⁸ vorgeschriebenen wirtschaftlichen und organisatorischen Entflechtung früherer monopolistischer Versorgungsunternehmen im liberalisierten Markt. Allerdings wird anhand der aktuellen Entwicklungen auf dem bundesdeutschen Strommarkt deutlich, dass in der Praxis die geforderte Entflechtung häufig nur in Form einer getrennten Bilanzierung der verschiedenen Teilgesellschaften realisiert wird. Im Rahmen des Stromgeschäfts arbeiten die einzelnen Unternehmensteile nach wie vor sehr eng zusammen, was sich beispielsweise darin äußert, dass für eigene Handels- und Verkaufsabteilungen andere Durchleitungsentgelte angesetzt werden, als für externe Händler⁹.

Auf Basis dieser drei Unternehmensklassen wird im Modell die gesamte Region Baden-Württemberg aufgeteilt. Grundlage bilden dabei die von den zur jeweiligen Klasse gehörenden Unternehmen versorgten Endkunden. Als Datenbasis können hierfür aktuelle Geschäftsberichte sowie die Statistiken des VdEW¹⁰ herangezogen werden. Anhand der Entwicklung des Marktes seit Inkrafttreten der Liberalisierung zeigt sich, dass es bisher keinem einzelnen Unternehmen oder einer Unternehmensklasse gelungen ist, größere Marktanteile für sich zu gewinnen und damit eine tiefgreifende Veränderung der aus dem regulierten Markt stammenden Marktaufteilung herbeizuführen. Ursache dafür ist, dass die Mehrheit der Unternehmen wettbewerbsbedingte Preissenkungen durchgeführt hat und somit die Kunden auf lange Sicht durch einen Anbieterwechsel keine entscheidenden Preisvorteile realisieren konnten. Hinzu kommt, dass durch die Höhe der Netznutzungsentgelte im Falle einer Durchleitung auch Sondervertragskunden dazu bewegt werden können, beim bisherigen Versorger und Netzbetreiber zu bleiben. Aufgrund neuer energiepolitischer Rahmen-

⁷ Eine Analyse Kraftwerksanlagen der in Baden-Württemberg ansässigen Versorgungsunternehmen lässt deutlich werden, dass die überwiegende Mehrheit der Unternehmen entsprechende Anlagen z. B. für Schwimmbäder oder Krankenhäuser betreibt.

⁸ § 7, Energiewirtschaftsgesetz.

⁹ Dies wird beispielsweise durch einen Vergleich von Strompreisen und Netznutzungsentgelten verschiedener Versorgungsunternehmen deutlich, wonach sich bei Berücksichtigung der veröffentlichten Netznutzungsentgelte z. T. negative Stromgestehungskosten ergeben müssten (siehe dazu z. B. Aufstellung in [Seyfried 2000]). Diese Praxis gewährleistet nicht den geforderten diskriminierungsfreien Netzzugang für alle Teilnehmer.

¹⁰ Jahresstatistiken des Verbandes der Elektrizitätswerke Baden-Württemberg e. V. (VdEW).

bedingungen z. B. zur Durchleitungsregelung oder eines geänderten Nachfrageverhaltens kann es allerdings zukünftig zu Verschiebungen der Marktanteile kommen. Die Entwicklung in diesem Bereich ist aus heutiger Sicht kaum abschätzbar. Daher wird im Rahmen der Modellierung davon ausgegangen, dass es auch künftig zwischen den abgebildeten Unternehmensklassen keine nennenswerten Verschiebungen bei den Marktanteilen geben wird.

Tabelle 27: Aufteilung des baden-württembergischen Versorgungsgebiets auf die Unternehmensklassen

Unternehmensklassen	Versorgungsgebiet von ...
Große Erzeugungsunternehmen	Energie Baden-Württemberg (EnBW)
EVU mit Fernwärmenetz	Mannheimer Versorgungs- und Verkehrsgesellschaft mbH, Neckarwerke Stuttgart, Stadtwerke Heidelberg, Stadtwerke Reutlingen, Stadtwerke Karlsruhe, Stadtwerke Rottweil, Stadtwerke Ulm, Stadtwerke Pforzheim, Stadtwerke Schwäbisch Hall, Stadtwerke Bad Säckingen, Stadtwerke Bietigheim-Bissingen, Stadtwerke Crailsheim, Stadtwerke Esslingen, Stadtwerke Tübingen
Kleinere EVU	Übrige Versorgungsunternehmen in Baden-Württemberg

Die Gruppe unabhängiger gewerblicher Betreiber größerer Kraftwerksanlagen, sogenannte Independent Power Producer (IPP), wird nicht gesondert im Modell berücksichtigt, weil bisher keine entsprechenden Anlagen in Baden-Württemberg existieren und daher eine Abbildung bestehender Kapazitäten nicht erforderlich ist. Eine zukünftige Etablierung solcher Unternehmen in der untersuchten Region wird in der Klasse „Große Erzeugungsunternehmen“ abgebildet, weil davon ausgegangen werden kann, dass IPP nur dann eine Marktchance haben, wenn sie mit den Preisen großer Erzeuger konkurrieren können.

Als weitere Gruppe werden neben etablierten Versorgungsunternehmen unabhängige Betreiber von Stromerzeugungsanlagen berücksichtigt. Dabei handelt es sich typischerweise um Privatpersonen oder Betreibergesellschaften, welche Anlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger betreiben oder um Industrie- und Handwerksbetriebe, welche eine Überproduktion aus kleinen Anlagen ins Netz einspeisen. Aufgrund der hier zu untersuchenden Problemstellung stehen Betreibergesellschaften beziehungsweise private Betreiber von regenerativen Erzeugungsanlagen im Vordergrund. Charakteristisch für diese Akteure ist der Betrieb von Kleinanlagen, welche im Rahmen staatlicher Förderprogramme unterstützt werden. Dazu gehören beispielsweise das Stromeinspeisungsgesetz / Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) aber auch länderspezifische Förderungen für einzelne Technologien oder Energieträger¹¹. Dieser Bereich ist vor allem für die Abbildung der Entwicklung unter den Rahmenbedingungen des EEG, welche im Referenzszenario untersucht wird, von Bedeutung (siehe dazu auch Kapitel 6.4.1).

Der Einsatz umweltpolitischer Instrumente zur Förderung der Erzeugung von grünem Strom wird auf nationaler beziehungsweise europäischer Ebene diskutiert. Da es zwischen verschiedenen Regionen innerhalb des Geltungsbereiches des Instruments

¹¹ Siehe dazu z. B. [Staiß 2000, S. I-102].

sehr starke Unterschiede bei der Verfügbarkeit von Potentialen regenerativer Energieträger geben kann, besteht die Möglichkeit, dass durch eine Verschiebung der Erzeugung grünen Stroms in Regionen mit für die Stromerzeugung sehr gut nutzbaren Potentialen ökonomische Vorteile im Vergleich zu einer gleichmäßigen Nutzung in allen betroffenen Regionen realisiert werden können. Daraus ergibt sich, dass die Potentiale regenerativer Energieträger sowie deren Ausnutzung im gesamten Geltungsbereich des Instruments in das Modellsystem zu integrieren sind. Dazu werden die Erzeugungsmöglichkeiten für grünen Strom in den übrigen Bundesländern sowie das europaweite Angebot in das Modell integriert.

6.2.1.1.2 Energienachfrageseite

Der Bereich der Konsumenten umfasst die gesamten, in der untersuchten Region ansässigen Endkunden für Strom und Fernwärme. Es ist anzumerken, dass der Schwerpunkt der Arbeit auf der Analyse des Strommarktes liegt. Der Bereich Fernwärme wird nur aufgrund seiner Bedeutung für die Stromerzeugung in KWK-Anlagen und der sich daraus ergebenden Wechselwirkungen zwischen Strom- und Wärmeproduktion in das Modell integriert (siehe auch Kapitel 6.2.9). Weil es bei den Nachfragecharakteristika deutliche Unterschiede zwischen verschiedenen Konsumenten geben kann, erfolgt auf dieser Ebene eine Differenzierung in Tarif- und Sondervertragskunden.

Da die Nachfrage auch ausschlaggebend für die Entwicklung von Energieanbietern ist, erfolgt für jede der drei modellierten Unternehmensklassen eine getrennte Abbildung der jeweiligen Energienachfrage. Eine detaillierte Darstellung der Modellierung der Nachfrageseite ist in Kapitel 6.2.6 gegeben. Die Abbildung der Energienachfrageseite ist für das Modell von besonderer Relevanz, da auf dieser Ebene die Höhe wie auch der zeitliche Verlauf als wichtige exogene Modellgrößen vorgegeben werden.

Für die Untersuchung der Auswirkungen umweltpolitischer Instrumente kommt den Konsumenten eine Schlüsselrolle zu, da sich beispielsweise bei der Diskussion um die Ausgestaltung einer Quotenregelung abzeichnet, dass eine Verpflichtung der Endkunden eine sinnvolle Alternative ist [Drillisch 1999c, S. 272] (siehe auch Kapitel 2.1.2.1).

Zur korrekten Modellierung der Potentialausnutzung regenerativer Energieträger in anderen Bundesländern ist für die Erzeugung von grünem Strom auf nationaler Ebene auch eine Nachfrage vorzugeben. Mit diesem Nachfragewert wird die Höhe der Mengenverpflichtung für grünen Strom in den übrigen Bundesländern abgebildet.

6.2.1.1.3 Handelsakteure

Neben einer Erzeugung der nachgefragten Elektrizität innerhalb der zu untersuchenden Region kommt auch ein Zukauf über einen nationalen beziehungsweise internationalen Strommarkt in Frage. Analog ist auch ein Verkauf überschüssiger Produktion in andere Regionen möglich. Zur Abbildung der sich dadurch ergebenden Anknüpfung an den nationalen/internationalen Strommarkt wird der Stromhandel als gesonderter Akteur in das Modellsystem integriert.

6.2.1.2 Modellierung einzelner Akteure

Zielsetzung der Anwendung des PERSEUS-REG² Modells für Baden-Württemberg ist die Analyse der Auswirkungen der verschiedenen diskutierten umweltpolitischen Instrumente sowie die Identifikation einer optimalen zukünftigen Ausgestaltung des Energieversorgungssystems. Dies bedeutet, dass Akteure, die einen Einfluss auf die Analyseergebnisse haben, auch sehr detailliert abgebildet werden müssen.

Aus modelltechnischer Sicht können die beschriebenen Akteure, wie z. B. Energieversorgungsunternehmen, Teile des Versorgungssystems, die durch verschiedene Kraftwerke und Energie- und Stoffflüsse charakterisiert werden können, umfassen. Aus diesem Grund muss die Akteursebene in Form von Modellsektoren im PERSEUS-REG² Modell abgebildet werden (siehe Abbildung 10). Da die Energienachfrage einzelnen angebotsseitigen Akteuren zugeordnet wird, werden zusammengehörige Angebots- und Nachfrageakteure in einem gemeinsamen Modellsektor zusammengefasst. Dies erhöht die Übersichtlichkeit des gesamten Modellsystems.

Mit Hilfe der Versorgungsunternehmensklassen wird der Bereich der öffentlichen Strom- und Fernwärmeversorgung in Baden-Württemberg abgebildet. Diese Akteure repräsentieren zum einen die Ausgangslage des Versorgungssystems, zum anderen sind sie auch maßgeblich für die zukünftige Entwicklung. Aufgrund dieser Schlüsselrolle erfolgt hier eine sehr detaillierte Modellierung auf Basis unterschiedlicher Erzeugungstechnologien. Ausgangspunkt bildet dabei der bestehende Kraftwerkspark im Basisjahr 1996. Grundsätzlich wird zwischen regenerativen Primärenergieträgern und der damit verbundenen Produktion von grünem Strom und grüner Wärme und fossilen Primärenergieträgern unterschieden. Erzeugungsanlagen werden differenziert nach Anlagengröße abgebildet, wobei große Kraftwerke als Einzelanlagen modelliert werden, während kleinere Einheiten in Form von Kraftwerksklassen Berücksichtigung finden. Diese vergleichsweise detaillierte Darstellung der Ausgangssituation ermöglicht eine genaue Untersuchung der Rückwirkungen einer Förderung grünen Stroms auf existierende Anlagen, z. B. in Form von vorzeitigen Stilllegungen. Die zukünftigen Ausbauoptionen werden ebenfalls detailliert abgebildet, wobei hier der Schwerpunkt auf Optionen zur Nutzung regenerativer Energieträger liegt. Eine ausführliche Darstellung der Ausgangslage und der abgebildeten Zukunftsoptionen findet sich in den Kapiteln 6.2.7, 6.2.8 und 6.3. Die Energienachfrage, welche von den einzelnen Unternehmensgruppen zu befriedigen ist, wird differenziert nach Sondervertrags- und Tarifikunden modelliert (siehe Kapitel 6.2.6).

Die Möglichkeiten zur Erzeugung von grünem Strom in den übrigen Bundesländern werden aufgrund der Bedeutung eines Imports von grünem Strom beziehungsweise von Zertifikaten nach Baden-Württemberg ebenfalls sehr detailliert auf Ebene einzelner Technologien abgebildet. Um die Potentialausschöpfung und damit die Kosten für grünen Strom oder Zertifikate aus einer Produktion außerhalb Baden-Württembergs korrekt bestimmen zu können, muss auch die Nachfrage der übrigen 15 Bundesländer nach grünem Strom integriert werden.

Der Ausbau und die Nutzung regenerativer Energieträger zur Stromerzeugung wird derzeit vor allem durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) gefördert. Eine Förderung nach dem EEG ist im Gegensatz zum StrEG gleichermaßen für Versorgungsunternehmen wie auch für unabhängige Anlagenbetreiber möglich. Aller-

dings wird anhand der aktuellen Situation deutlich, dass überwiegend unabhängige Betreiber das EEG in Anspruch nehmen. Für den Umstand, dass Versorgungsunternehmen die EEG-Förderung kaum nutzen, gibt es eine Reihe von Gründen, die unter anderem mit der Höhe der garantierten Vergütung zusammenhängen. Ein Vergleich der Stromgestehungskosten verschiedener geförderter Technologien mit den Förderbeträgen lässt deutlich werden, dass im Falle einer durchschnittlichen Anlage mit der EEG-Förderung häufig nur eine sehr geringe beziehungsweise gar keine Verzinsung des eingesetzten Kapitals erzielt werden kann¹². Dies bedeutet, dass nur für regenerative Stromerzeugungsanlagen mit überdurchschnittlichen Rahmenbedingungen¹³ das EEG einen unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten sinnvollen Anlagenbetrieb gewährleistet. Hinzu kommt, dass gerade bei Energieträgern, deren Dargebot witterungsbedingt ist (wie z. B. Windkraft), die Gefahr besteht, dass in einem Jahr mit unterdurchschnittlichem Energieträgerdargebot Verluste entstehen. Unter Berücksichtigung dieser Rahmenbedingungen bieten sich für Versorgungsunternehmen andere Investitionsalternativen an, welche höhere Renditen und geringere Risiken aufweisen. Weiterhin ist vor dem Hintergrund der bestehenden Überkapazitäten auf dem bundesdeutschen Strommarkt zu bedenken, dass Neuinvestitionen in Stromerzeugungsanlagen zu einem zusätzlichen Aufbau der Anlagenkapazitäten und letztlich zur Entstehung weiterer „stranded Investments“ beitragen. Eine solche Entwicklung ist nicht im Sinne der Versorgungsunternehmen.

Als Gründe für die zu beobachtende sehr umfangreiche Nutzung der EEG-Förderung durch unabhängige Anlagenbetreiber - vor allem im Bereich der Windkraft - besitzen unter anderem folgende Aspekte Relevanz. Die Betreibergesellschaften für die regenerativen Stromerzeugungsanlagen haben üblicherweise die Gesellschaftsform einer GmbH & Co. KG. Dadurch können die Gesellschafter Gewinne und Verluste steuerlich geltend machen. Aufgrund der daraus entstehenden Einkommenssteuereffekte ist eine Beteiligung vor allem für Privatpersonen interessant. In Verbindung mit einer im Vergleich zu Versorgungsunternehmen geringeren Renditeerwartung der privaten Anleger bedeutet dies, dass für unabhängige Anlagenbetreiber die Nutzung der EEG-Förderung wesentlich attraktiver ist als für Versorgungsunternehmen. Weiterhin ist zu berücksichtigen, dass bei privaten Anlegern auch Idealismus und Umweltbewusstsein als Motivation für Investitionen in regenerative Stromerzeugungsanlagen dienen können.

Aufgrund der dargestellten Situation ist eine Modellierung der zu erwartenden Förderwirkungen des EEG ausschließlich auf Basis der im PERSEUS-REG² Modell umgesetzten Optimierung ökonomischer Parameter nicht zielführend. Aus diesem Grund wird ein Ausbaupfad für die einzelnen Technologien vorgegeben, der sich an den Zuwachsraten vergangener Jahre orientiert¹⁴. Da beim EEG eine

¹² Diese Ergebnisse der im Rahmen der vorliegenden Arbeit durchgeführten Vergleiche zwischen den Stromgestehungskosten verschiedener Stromerzeugungstechnologien auf Basis regenerativer Energieträger und den Förderbeträgen des EEG werden durch die Angaben in [Markard et al. 2000] bestätigt.

¹³ Wie z. B. Standortvorteile aufgrund einer sehr guten Verfügbarkeit des regenerativen Energieträgers.

¹⁴ Die jeweiligen Ausbaupfade in Abhängigkeit der einzelnen Energieträger sind in Kapitel 6.4.1 angegeben.

Abnahmeverpflichtung durch die Netzbetreiber besteht, ist hier keine gesonderte Nachfragemodellierung notwendig. Die Bedeutung dieses Bereichs für die Instrumentenanalysen liegt darin, dass eine Förderung entsprechend dem EEG als Referenzentwicklung zu interpretieren ist (siehe Kapitel 7.1.1).

Der europaweite Markt für grünen Strom beziehungsweise grüne Zertifikate wird in Form einer Angebotskurve integriert (siehe Kapitel 6.3.4). Eine disaggregierte Modellierung, wie sie für die bundesdeutschen Potentiale vorgenommen wird, erfolgt nicht. Ausschlaggebend dafür sind die aktuellen Entwicklungen innerhalb verschiedener Mitgliedsstaaten der Europäischen Union. Derzeit werden im Rahmen der Entwicklung nationaler Instrumente zur Förderung regenerativer Stromerzeugung teilweise sehr unterschiedliche Definitionen für grünen Strom und für Anlagen, welche grüne Zertifikate erhalten, entwickelt¹⁵. Die mangelnde Kompatibilität der verschiedenen Systeme führt dazu, dass es in absehbarer Zeit kaum möglich sein wird, ein einheitliches Produkt in Form von Zertifikaten oder grünem Strom zwischen den Ländern zu handeln, da aus Gründen wie Rechts- und Investitionssicherheit auf nationaler Ebene die jeweiligen Regierungen kaum bereit sein werden, eingeführte Instrumente zu revidieren beziehungsweise abzuschaffen. Damit zeichnet sich ab, dass einem europäischen Markt in der näheren Zukunft nur eine untergeordnete Rolle zukommen wird. Aufgrund dieser sehr ungewissen Entwicklung eines europäischen Marktes für grüne Stromprodukte und der sich daraus ergebenden Rolle dieses Marktes erscheint die mit einer detaillierten Modellierung dieses Bereiches einhergehende deutliche Komplexitätssteigerung des Modells nicht gerechtfertigt.

Der Stromhandel, differenziert nach Im- und Export, stellt die Schnittstelle des entwickelten Modells zum liberalisierten Strommarkt dar. Er wird über entsprechende Eingangs- und Ausgangsflüsse modelliert (siehe dazu auch Kapitel 6.2.3).

6.2.1.3 Beziehungen zwischen den Akteuren

Die Beziehungen zwischen den verschiedenen abgebildeten Akteuren repräsentieren die existierenden Verflechtungen des zu untersuchenden Energiesystems von Baden-Württemberg. Dabei ist von Bedeutung, dass jeder Akteur mindestens eine Beziehung zu einem der anderen unterhält. Ein isolierter Akteur hat nicht die Möglichkeit, mit den weiteren Systemteilen zu interagieren, und kann daher die Systementwicklung nicht beeinflussen. Dementsprechend kann er im Rahmen einer Einzelanalyse untersucht werden. Darüber hinaus muss bei solchen Akteuren auch die Frage beantwortet werden, ob sie aufgrund ihrer Isolation überhaupt zum betrachteten System gehören und im Rahmen der Untersuchung Berücksichtigung finden müssen. Aus diesem Grund stellt nach der Identifikation der relevanten Akteursgruppen die Identifikation der Beziehungen einen wichtigen Modellierungsschritt dar, weil durch das Ausschließen isolierter und damit nicht relevanter

¹⁵ So ist beispielsweise in Italien im Gegensatz zu anderen Ländern die Müllverbrennung zur Erzeugung von grünem Strom zugelassen. Österreich beschreitet mit seiner Festlegung, dass nur kleine Wasserkraftanlagen entsprechende Zertifikate erhalten, ebenfalls einen sehr individuellen Weg.

Einheiten aus dem Systemmodell die Modellkomplexität reduziert und die Analysen vereinfacht werden können¹⁶.

Aus modelltechnischer Sicht werden die Beziehungen über Energie- und Stoffflüsse dargestellt. Diese fließen zwischen den als Produzenten modellierten Elementen verschiedener Akteure, welche in Form von Sektoren abgebildet werden. Bei den Flüssen können unterschiedliche Energieträger und Stoffe, Preise, Transportverluste sowie Transportentgelte berücksichtigt werden. Im entwickelten PERSEUS-REG² Modell für die Region Baden-Württemberg werden durch die Beziehungen Handelsverflechtungen zwischen den abgebildeten Akteuren modelliert.

Die Absatzbeziehungen zwischen jeweils zusammengehörigen Akteuren der Erzeugungs- und der Nachfrageseite stellen das Grundgerüst des Energiesystems dar. Da die einander entsprechenden Erzeugungs- und Nachfrageakteure in jeweils einem Modellsektor zusammengefasst sind, werden diese Beziehungen als Flüsse innerhalb eines Sektors modelliert.

Zwischen den verschiedenen Erzeugungsakteuren bestehen Handelsbeziehungen für Elektrizität und Fernwärme. Der Austausch von Fernwärme bezieht sich auf die Wärmeauskopplung in Großkraftwerken, die Unternehmen gehören, welche selbst kein Fernwärmenetz betreiben. Der entsprechende Fernwärmebezug der Akteursgruppe „EVU mit Fernwärmenetz“ wird über direkte Flüsse zwischen den betroffenen Akteuren abgebildet.

Aufgrund der europaweiten Liberalisierung des Strommarktes wird im Rahmen der Modellierung vereinfachend unterstellt, dass sich ein nationaler/internationaler Markt für normalen Strom etabliert, für den ein einheitlicher Strompreis ermittelt werden kann. Damit ist eine Unterscheidung des Stromhandels in Austauschbeziehungen zwischen Akteuren innerhalb Baden-Württembergs und einen Handel mit Partnern außerhalb der modellierten Region nicht erforderlich. Sämtliche Import- und Exportbeziehungen einzelner Akteure können über Flussverbindungen mit dem in das Modellsystem integrierten Handelsbereich abgebildet werden.

Da grüner Strom in dieser Arbeit im Mittelpunkt steht, müssen die Austauschbeziehungen für grünen Strom gesondert modelliert werden. Baden-Württemberg verfügt im Vergleich zur übrigen Bundesrepublik Deutschland nur in sehr begrenztem Umfang über Potentiale regenerativer Energieträger, die konkurrenzfähig zu den Potentialen anderer Regionen (vor allem Offshore-Windkraft) sind. Aus diesem Grund ist die Annahme gerechtfertigt, dass Baden-Württemberg im Rahmen einer Mengenvorgabe für grünen Strom ein Importeur von regenerativ erzeugtem Strom sein wird. Damit sind im Modellsystem für Akteure in Baden-Württemberg nur Importbeziehungen für grünen Strom abzubilden. Aufgrund der Herkunftsmöglichkeiten müssen dazu Importflüsse von den Modellbereichen der bundesdeutschen und europäischen Erzeugung für grünen Strom modelliert werden.

¹⁶ Erfahrungen bei der Modellierung von Energiesystemen zeigen, dass es vorteilhafter ist, mehrere einfache Modelle als ein sehr komplexes Modell zu unterhalten und auszuwerten.

Da im Rahmen der mit dem Modellsystem durchzuführenden Analysen auch ein Handel mit grünen Zertifikaten berücksichtigt werden soll, müssen die für grünen Strom abgebildeten Beziehungen auch für Zertifikate integriert werden.

Auf Basis der in diesem Kapitel identifizierten Akteure und Beziehungen ergibt sich die in Abbildung 13 dargestellte Grundstruktur des entwickelten Energie- und Stoffflussmodells für die Region Baden-Württemberg. Die angegebenen Energiemengen beschreiben die Ausgangssituation im Basisjahr 1996, wobei sich die Mengenangaben auf die Summe aus grünem und normalem Strom beziehungsweise auf Fernwärme beziehen.

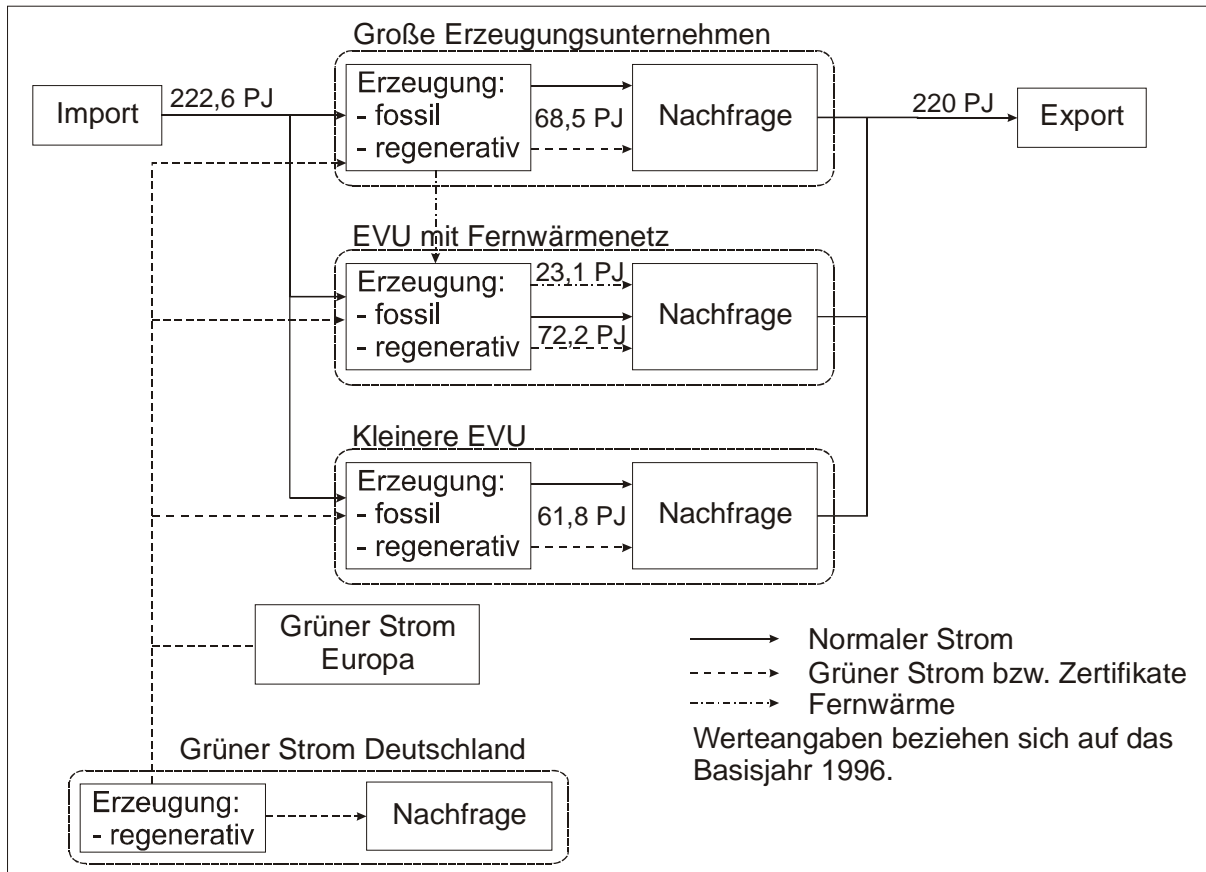


Abbildung 13: Struktur des entwickelten PERSEUS-REG² Modells für Baden-Württemberg

6.2.2 Exkurs: Stromnetz und Stromflüsse

Unter dem Oberbegriff Stromnetz wird das für den Transport und die Verteilung elektrischer Energie erforderliche Leitungsnetz zusammengefasst. Das gesamte Netzsystem umfasst unterschiedliche Spannungsebenen von der Hoch- und Höchstspannung (220/119 kV bzw. 380 kV) bis zur Niederspannung mit 0,4 kV. Während über Hoch- und Höchstspannungsnetze der Stromtransport abgewickelt wird, übernehmen die Mittel- und Niederspannungsbereiche überwiegend Verteilungs- und Anschlussfunktionen [Pfaffenberger 1993, S. 49]. Im Rahmen des europäischen

Verbundsystems UCTE¹⁷ sind die Transportnetze der verschiedenen Betreiber inklusive der daran angeschlossenen Verteilnetze miteinander zu einem Gesamtnetz verbunden. Im Rahmen des hier entwickelten Energiesystemmodells wird das gesamte Stromnetz als eine Einheit betrachtet, ohne differenzierte Abbildung der einzelnen Spannungsebenen mit ihren spezifischen Aufgaben, da die technischen Aspekte der Stromverteilung im Rahmen der vorliegenden Arbeit nicht betrachtet werden.

Die Aufgabe des Stromnetzes liegt in der Aufnahme der erzeugten Strommenge und der Weiterleitung an die Verbraucher. Somit übernimmt das Netz aus Sicht der Stromerzeugung eine Sammelfunktion. Aufgrund der Kopplung einzelner Teilnetze zu einem Verbundnetz¹⁸ und den damit verbundenen strengen Qualitätsanforderungen an das Produkt Strom, die aus technischer Sicht zu einer weitestgehenden Homogenität führen, ist bei der Stromentnahme aus dem Netz durch den Verbraucher nicht mehr festzustellen, in welchem Kraftwerk die Elektrizität erzeugt wurde. Eine Zuordnung zwischen Erzeugung und Verbrauch ist nur soweit möglich, dass zu jedem Zeitpunkt die dem System entnommene Strommenge der eingespeisten Menge entsprechen muss.

Für den Stromhandel bedeutet diese Poolfunktion des Netzes, dass aufgrund einer Handelsbeziehung zwischen zwei Akteuren nicht unbedingt auch ein physikalischer Stromfluss zwischen diesen beiden Akteuren entstehen muss. In der Bundesrepublik Deutschland findet aufgrund der landesweiten Verteilung der Kraftwerksstandorte die Stromerzeugung verbrauchsnahe statt, was in der Vergangenheit zu einer Verkürzung der mittleren Transportentfernungen geführt hat [Müller 1996], [Brumshagen 2000]. Erfolgt nun beispielsweise ein Stromhandel in Nord-Süd Richtung über eine große Entfernung und gleichzeitig ein Handel in gleichem Umfang in entgegengesetzter Richtung, so hat dies im Allgemeinen keine Veränderung der Flüsse im Netz zur Folge. Nur für den Fall, dass es eine regionale Schwerpunktbildung von Erzeugung oder Nachfrage gibt, führt dies zu zusätzlichen Stromflüssen im Netz.

Im PERSEUS-REG² Modellsystem wird das Stromnetz durch (direkte) Verbindungen zwischen den verschiedenen Akteuren modelliert. Dies entspricht einer vereinfachenden Darstellung des real existierenden Verbundnetzes, wobei sich die Abbildung technischer Parameter auf maximale Übertragungsleistungen und Transportverluste beschränkt. Bei der Angabe der maximalen Übertragungsleistung ist sinnvollerweise das Minimum der Summe der verfügbaren Kapazitäten aller möglichen Wege anzugeben. Da dies aufgrund der sehr komplexen Zusammenhänge im Verbundnetz oft nur sehr schwer möglich ist, wird üblicherweise das Minimum aus der Exportleistung des Erzeugers und der Importleistung des Empfängers angegeben.

¹⁷ „Union für die Koordinierung des Transportes elektrischer Energie“, franz.: „Union pour la Coordination du Transport de l' Electricité“.

¹⁸ Die Bundesrepublik Deutschland ist in das westeuropäische Verbundnetz, welches von der UCTE koordiniert wird, eingebunden.

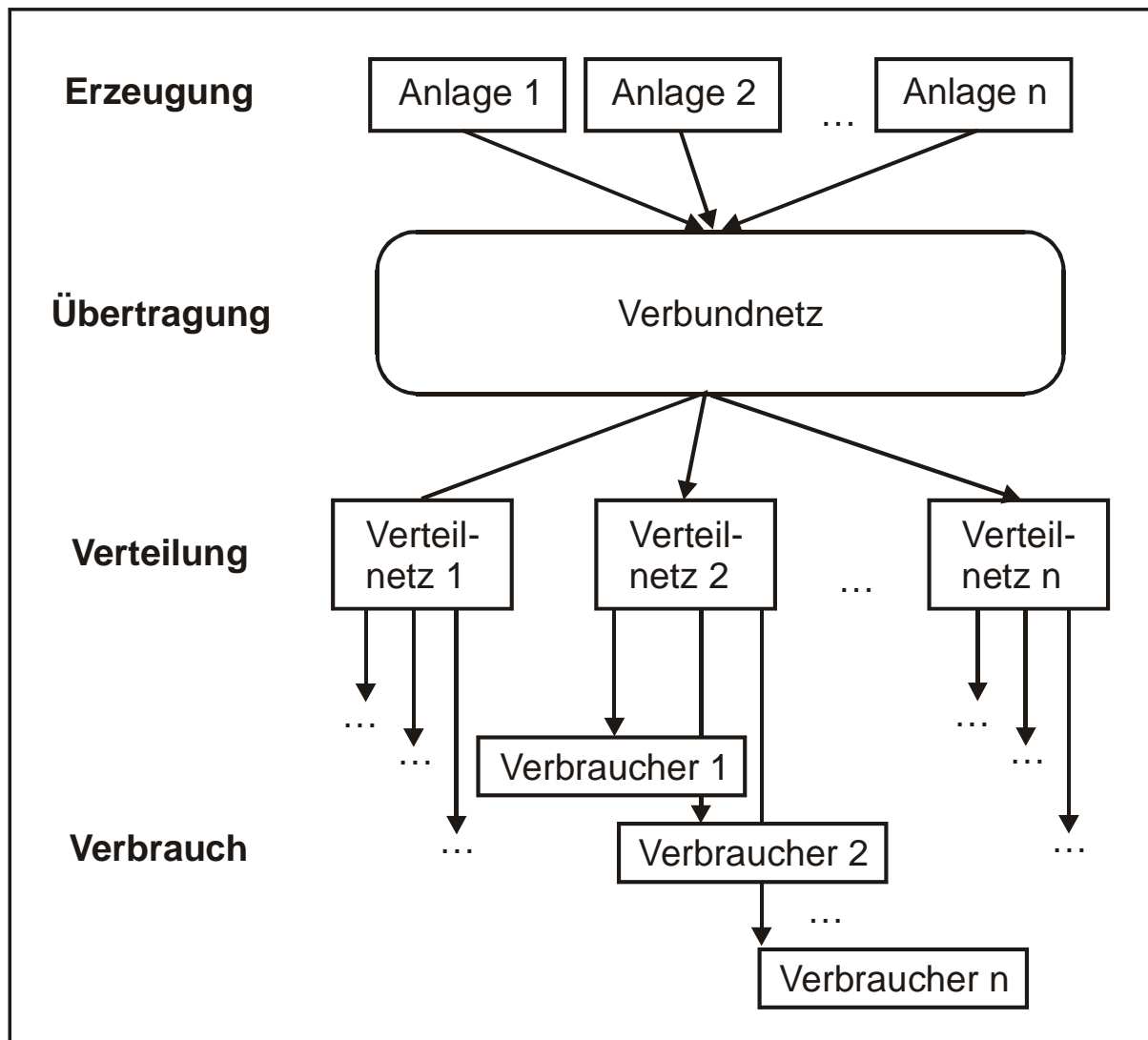


Abbildung 14: Schematische Darstellung des Verbundsystems (nach [Pffaffenberger 1993, S. 28])

Im Rahmen der Systemoptimierung werden vom Modell die zur Befriedigung der vorgegebenen Nachfrage optimalen Energieflüsse bestimmt. Dabei sind Angaben zum Energieoutput beim Erzeuger sowie zum Energieinput beim Empfänger und über die grundsätzliche Flussrichtung möglich. Aussagen über die aus dem Transport resultierenden Belastungen einzelner Teilnetze zwischen den Akteuren können nicht oder nur sehr eingeschränkt getroffen werden. Ausschlaggebend für den Detaillierungsgrad der Aussagen zur Netzbelastung ist der regionale Aggregationsgrad und damit die Abbildungsschärfe einzelner Teilnetze der modellierten Region. An dieser Stelle ist allerdings darauf hinzuweisen, dass eine detaillierte Abbildung der elektrotechnischen Zusammenhänge des Verbundnetzes nicht das Ziel von Energie- und Stoffflussmodellen ist.

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit ist unter anderem die Frage zu beantworten, wo der zur Erfüllung einer Mengenvorgabe in Baden-Württemberg erforderliche grüne Strom produziert wird. Dazu erfolgt die in Abbildung 13 dargestellte regionale Differenzierung, welche zwischen den möglichen Erzeugungsregionen Baden-Württemberg, übrige Bundesrepublik und Mitgliedsländer der europäischen Union

differenziert. Die Verbindung der Regionen über das Verbundnetz ist durch direkte Modellflüsse aus diesen Regionen zu den Versorgungsakteuren in Baden-Württemberg modelliert. Da das Stromnetz außerhalb Baden-Württembergs somit nicht modelliert ist, sind mit dem Modellsystem lediglich Aussagen in Bezug auf die Netzbelastung beim Import nach Baden-Württemberg möglich. Aus einem Stromtransport resultierende Netzbelastungen außerhalb der untersuchten Region können daher nicht mit dem Modell erfasst werden.

6.2.3 Ankopplung eines regionalen Modells an den liberalisierten Strommarkt

6.2.3.1 Modellrelevante Bereiche des liberalisierten Marktes

Im Rahmen dieser Arbeit steht die zukünftige Entwicklung des Versorgungssystems der Region Baden-Württemberg im Mittelpunkt. Daher fokussiert sich das entwickelte PERSEUS-REG² Modell auf die in Kapitel 6.2.1 dargestellte Abbildung der relevanten Zusammenhänge innerhalb dieser Region sowie auf die Modellierung der Stromerzeugung aus regenerativen Energieträgern. Aufgrund der Deregulierung des Strommarktes auf nationaler und europäischer Ebene muss allerdings auch die Ankopplung an den liberalisierten Markt in das Modellsystem integriert werden. Der deregulierte Strommarkt bietet die Möglichkeit eines freien Elektrizitätshandels mit Akteuren anderer Regionen. Neben dem ungehinderten Im- und Export von Strom auf Unternehmensebene besteht auch die Möglichkeit, dass baden-württembergische Versorgungsunternehmen neue Kunden in anderen Regionen dazugewinnen und dass bisherige Endkunden zu anderen Anbietern abwandern.

Bei einer Untersuchung des Wechselverhaltens von Endkunden ist grundsätzlich zwischen Tarif- und Sondervertragskunden zu unterscheiden. Auf Seiten der Tarifbeziehungswise Privatkunden ist die Wechselbereitschaft mit einer Wechselquote von 3-5 % sehr gering und erreicht nicht die anfänglichen Erwartungen¹⁹. Damit kommt dem Tarifkundenwechsel derzeit keine marktbeeinflussende Stellung zu, weshalb eine Modellintegration nicht erforderlich ist.

Für das Sondervertragskundengeschäft werden Angaben zu Wechselquoten und Preisvereinbarungen im Allgemeinen nicht veröffentlicht. Dies hängt mit der großen Bedeutung dieses Marktsegments für die Versorgungsunternehmen zusammen. Die Entwicklungstendenz kann allerdings anhand der folgenden Punkte abgeschätzt werden. Zunächst ist aufgrund der Marktentwicklung davon auszugehen, dass baden-württembergische Stromanbieter wettbewerbsfähig sind. Dies bedeutet, dass sich Kundenzugewinne und Kundenverluste grundsätzlich die Waage halten. Diese Annahme wird durch bundesweite Preisvergleiche zu Sondervertragskunden unterstützt, aus denen hervorgeht, dass es zwischen verschiedenen Regionen kaum

¹⁹ Aus [VDEW 1999b] ergibt sich eine Wechselquote von 3 %. In [GFK 2000] werden Werte zwischen 3 und 5 % genannt. In [Warentest 2000] nennt die Stiftung Warentest eine Wechselquote von 24 %, die im Rahmen einer Leserumfrage ermittelt wurde. Bei einer Leserumfrage eines Magazins wie dem „Warentest“, welches sich sehr stark mit Fragen der Produktqualität beschäftigt, stellt sich grundsätzlich die Frage nach der Repräsentativität der Ergebnisse. Da davon auszugehen ist, dass besonders kritische Kunden dieses Magazin lesen und damit auch auf die Umfrage antworten, ist die Repräsentativität der Umfrage und damit die allgemeine Gültigkeit dieser Werte nicht sichergestellt.

grundlegende Preisdifferenzen gibt (siehe z. B. [VIK 2000, S. 18]). Weiterhin sind im Rahmen eines Wechsels des Versorgungsunternehmens neben den reinen Strompreisen auch die Durchleitungsentgelte für den Strombezug von einem externen Anbieter relevant. Hier wird seitens der bisherigen Versorgungsunternehmen, die üblicherweise auch das Verteilnetz betreiben, versucht, durch die Festlegung sehr hoher Netznutzungsgebühren²⁰, eventuelle Preisvorteile von Angeboten anderer Unternehmen zu kompensieren. Aufgrund dieser Entwicklungen bei Strompreisen und Durchleitungsentgelten kann davon ausgegangen werden, dass bei Sondervertragskunden keine ausgeprägten Veränderungen der Marktanteile der verschiedenen abgebildeten Unternehmensgruppen auftreten.

Aufgrund dieser Zusammenhänge werden im Rahmen der Modellierung die Wechselmöglichkeiten bei Endkunden nicht weiter berücksichtigt. Die Abbildung des liberalisierten Strommarktes beschränkt sich auf die Darstellung von Handelsmöglichkeiten auf der Ebene von Versorgungsunternehmen. Im Modell bilden dabei die Handelsakteure zur Abbildung von Im- und Export die Schnittstelle der sehr detailliert modellierten Region Baden-Württemberg zum umgebenden liberalisierten Strommarkt.

6.2.3.2 Möglichkeiten zur Integration des liberalisierten Strommarktes

In ein PERSEUS-REG² Modell zur Abbildung eines regionalen Energiesystems kann der liberalisierte Strommarkt auf zwei grundlegende Arten integriert werden. Zum einen kann eine Ankopplung des regionalen Modells an ein Marktmodell erfolgen. Zum anderen ist die Integration einer Angebotsfunktion, welche die Preisverhältnisse des liberalisierten Marktes widerspiegelt möglich. Im Folgenden wird auf die Vor- und Nachteile beider Alternativen näher eingegangen.

6.2.3.2.1 Modellkopplung - Gesamtmodell und Dekomposition

Im Falle einer Modellkopplung werden das regionale Modell für Baden-Württemberg sowie das Modell zur Abbildung des übrigen liberalisierten Marktes zu einem Gesamtsystem verbunden. Dabei entsteht ein sogenanntes „Large-Scale-System“, das sich durch seine hohe Dimensionalität und komplexe Struktur auszeichnet²¹. Dies kann durch eine Zusammenführung beider Modelle zu einem Modell sowie durch eine Kopplung auf Basis eines Dekompositionsalgorithmus erfolgen.

Für den Fall, dass die Teilmodelle zusammengefügt werden, entsteht ein Gesamtmodell, das aufgrund des Umfangs des liberalisierten Marktes und der detaillierten Abbildung des baden-württembergischen Versorgungssystems sehr umfangreich ist. Im Falle von optimierenden Energie- und Stoffflussmodellen führt dies neben besonderen Anforderungen an die Datenverwaltung üblicherweise - auch bei modernen PC - zu Anforderungen bezüglich Speicherplatz und Rechenzeit, die an die Leistungsgrenzen heutiger PC-Rechnersysteme gehen. Darüber hinaus ist in diesem Fall auch der Austausch eines der beiden Teilmodelle, z. B. zur Berücksichtigung eines euro-

²⁰ Siehe z. B. [Seyfried 2000].

²¹ Zur Diskussion des Begriffs der „Large-Scale-Systems“ sei beispielsweise auf [Morgenstern 1991, S. 55 ff.], [Siljak 1983] oder [Haimes 1982] verwiesen.

päischen anstelle eines nationalen Marktes, mit einem großen zusätzlichen Modellierungsaufwand verbunden, da die entsprechenden Modellteile entfernt und durch neue ersetzt werden müssen. Für den Fall, dass die Teilmodelle im Rahmen anderer Fragestellungen auch unabhängig voneinander weiter betrieben werden sollen, ergibt sich ein deutlich erhöhter Pflegeaufwand für die Datenbasis sowie eine zusätzliche Fehlerquelle, da alle Änderungen mehrfach durchgeführt werden müssen. Aufgrund dieser Nachteile erscheint die Entwicklung eines Gesamtmodells zur simultanen Optimierung der Teilsysteme Baden-Württemberg und übriger Markt nicht sinnvoll.

Die zweite Alternative zur Modellkopplung besteht in der Anwendung eines Dekompositionsalgorithmus. Anwendungen dieses Ansatzes bei großen Energie- und Stoffflussmodellen werden beispielsweise in [Ardone 1999], [Morgenstern 1991], [Ho et al. 1979], [Nurminski et al. 1983] und [Bahn et al. 1994] beschrieben. Das bekannteste Verfahren zur Dekomposition von linearen Optimierungsmodellen ist der Dantzig-Wolfe-Algorithmus [Dantzig et al. 1960]. Ein weiteres Dekompositionsverfahren ist der Nurminski-Algorithmus [Nurminski 1982]. Beide Ansätze haben eine ähnliche Vorgehensweise, bei der das Gesamtproblem in Teilprobleme zerlegt wird und anschließend im Rahmen eines iterativen Verfahrens eine Koordination der Subsysteme erfolgt. Auf Grundlage der Ergebnisse der Teilsysteme wird dann eine optimale Lösung für das Gesamtproblem bestimmt. Die Stärke des Verfahrens liegt vor allem in der Berücksichtigung der sich aus den Lösungen der verschiedenen Teilprobleme ergebenden Interdependenzen. Dabei wird die Konvergenz der Teilprobleme über Mengen- und Preisbeziehungen gesteuert. Da die Teilprobleme der vorliegenden Problemstellung als umfangreich charakterisiert werden können, ist in diesem Fall der Dekompositionsalgorithmus von Nurminski dem Verfahren von Dantzig-Wolfe vorzuziehen [Ohse 1971, S. 78 ff.]. Für eine detaillierte Darstellung der Implementierung des Verfahrens im Zusammenhang mit PERSEUS-Modellsystemen sei auf [Ardone 1999] verwiesen. Aufgrund des iterativen Vorgehens und der Lösung mehrerer Teilprobleme steigt bei diesem Verfahren die erforderliche Rechenzeit im Vergleich zum Lösen eines einfachen Modells deutlich an.

6.2.3.2.2 Angebotsfunktion

Ausschlaggebend für den Energiehandel zwischen verschiedenen Akteuren sind vor allem die zu erwartenden Strompreise, die z. B. in Form einer Angebotskurve dargestellt werden können. Damit besteht grundsätzlich die Möglichkeit, Handelsbeziehungen über Angebotskurven in ein regionales Energie- und Stoffflussmodell zu integrieren. Zur Umsetzung im entwickelten Modell für die Region Baden-Württemberg können die Im- und Exportflüsse der Handelsakteure verwendet werden. Die Preisentwicklung kann beispielsweise aus Studien zur Entwicklung des liberalisierten Strommarktes oder auf Basis von Marktpreismodellen abgeleitet werden. Wichtig ist, dass zur Ableitung der Marktdaten die gleichen Prämissen unterstellt werden, wie sie auch im Modellsystem, in welches sie integriert werden sollen, angenommen werden. Aus diesem Grund ist im Rahmen der vorliegenden Problemstellung eine Bestimmung der entsprechenden Daten mit Hilfe eines Marktpreismodells auf Basis des PERSEUS-Ansatzes sinnvoll. Hierfür kann beispielsweise das zur Analyse der

Entwicklung des deutschen und europäischen Strommarktes erstellte PERSEUS-ICE Modell verwendet werden [Forum 2000].

Wesentlicher Vorteil der Integration einer Angebotskurve im Vergleich zu den anderen genannten Alternativen ist, dass dies ohne Veränderung der Modellstruktur oder Integration zusätzlicher Modellparameter realisiert werden kann. Darüber hinaus werden von dieser Alternative die Rechneranforderungen zur Lösung des Optimierproblems nicht nennenswert beeinflusst.

6.2.3.2.3 Realisierung im Rahmen des entwickelten Modells für die Region Baden-Württemberg

Aus der Darstellung der drei verschiedenen Alternativen wird deutlich, dass lediglich die Anwendung eines Dekompositionsalgorithmus oder die Integration von Angebotskurven sinnvolle Alternativen für die Ankopplung des regionalen Modells für Baden-Württemberg an den liberalisierten Markt darstellen. In beiden Fällen wird ein Marktmodell zur Abbildung des liberalisierten Marktes benötigt. Wesentlich hierbei ist, dass das regionale Modell wie auch das Marktmodell von identischen Rahmenannahmen ausgehen und damit gewährleistet ist, dass die Modelle und deren Ergebnisse vergleichbar sind. Aufgrund dieser Anforderungen kann hier das Marktmodell PERSEUS-ICE, welches auf der gleichen methodischen Grundlage wie das PERSEUS-REG² Modell aufbaut, verwendet werden. Damit sind beide Systeme nicht nur bezüglich der Methodik sondern auch im Hinblick auf die unterstellten Annahmen vergleichbar, was eine Modellkopplung grundsätzlich ermöglicht. Bei der Anwendung eines Dekompositionsalgorithmus wäre die im Marktmodell vorhandene Abbildung der Region Baden-Württemberg zu deaktivieren und durch die Ankopplung des disaggregierten regionalen Modells zu ersetzen.

Aus Systemsicht stellt das disaggregiert modellierte Energiesystem der Region Baden-Württemberg einen Teil des gesamten liberalisierten Strommarktes dar. Aufgrund des Größenverhältnisses bezüglich der Stromproduktion und der Nachfrage zwischen Baden-Württemberg und dem europäischen Strommarkt kann davon ausgegangen werden, dass die Entwicklung in dieser Region den gesamten Strommarkt in Bezug auf die Strompreise nur in einem sehr untergeordneten Maß beeinflussen kann. Damit ist es nicht erforderlich, Rückwirkungen der Systementwicklungen in Baden-Württemberg auf den gesamten Markt zu berücksichtigen. Allerdings hat die Entwicklung des gesamten Marktes deutlichen Einfluss auf einzelne Regionen, so dass von einer Abhängigkeit Baden-Württembergs von der allgemeinen Marktentwicklung ausgegangen werden kann.

Zur Entwicklung einer konsistenten Zukunftsstrategie ist für beide Kopplungsalternativen eine Abstimmung der Modelle notwendig, so dass eine einheitliche Ausgangssituation abgebildet wird. Aufgrund der beschriebenen Abhängigkeit zwischen den Systemen müssen – eine korrekte Modellierung vorausgesetzt – bei abgestimmten Modellen das Marktmodell und das regionale Modell identische Ergebnisse erzielen. Andernfalls kann davon ausgegangen werden, dass die Anforderung der Modellabstimmung nicht erfüllt ist. Damit ist eine Modellkopplung auf Grundlage der Dekomposition zur Ermittlung einer abgestimmten Lösung des Gesamtproblems nicht erforderlich.

Für die vorliegende Modellierung der Region Baden-Württemberg bedeutet dies, dass auf die modelltechnisch einfach zu realisierende Integration einer Angebotsfunktion zurückgegriffen werden kann. Zur Ableitung der erforderlichen Marktpreise für Elektrizität wird aus Konsistenzgründen das PERSEUS-ICE Modell eingesetzt.

6.2.4 Stromhandel

6.2.4.1 Der Strommarkt aus Sicht der Modellierung

Der Stromhandel wird in der in den vorangegangenen Kapiteln beschriebenen Weise in das PERSEUS-REG² Modell für Baden-Württemberg integriert. Dabei wird der Handel auf der Ebene von Versorgungsunternehmensklassen abgebildet. Aufgrund der Marktöffnung wird der gesamte Stromhandel als Austausch über den Strommarkt interpretiert. Demzufolge werden auch bilaterale Handelsbeziehungen zwischen den modellierten Unternehmenstypen als Export beziehungsweise Import dargestellt. Aufgrund der besonderen Rolle grünen Stroms im Rahmen dieser Arbeit bezieht sich der Bereich des Stromhandels ausschließlich auf normalen Strom. Die Austauschbeziehungen für grünen Strom werden gesondert modelliert, wobei aufgrund der Charakteristik der verfügbaren Potentiale in Baden-Württemberg davon ausgegangen wird, dass baden-württembergische Unternehmen keinen grünen Strom exportieren werden.

Im Rahmen der Modellierung werden die verschiedenen Strommärkte, wie Spot- und Terminmarkt, in Form **eines** übergeordneten Gesamtmarktes abgebildet. Aufgrund des langfristigen Zeithorizontes des Modells ist hier vor allem die grundlegende Preisentwicklung relevant. Dies bedeutet, dass eine Untergliederung in einzelne Teilmärkte, wie z. B. Spot- und Terminmarkt, grundsätzlich nicht erforderlich ist, da diese Märkte vor allem die Preisentwicklung im kurz- bis mittelfristigen Zeithorizont²² bestimmen. Darüber hinaus ist eine detaillierte Abbildung von Spot- und Terminmärkten nur sehr schwer zu realisieren, da sich diese Märkte derzeit noch in der Entwicklungs- beziehungsweise in Anfangsphase befinden²³ und es kaum möglich ist, Preisprognosen für diese Märkte zu erstellen²⁴. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass durch eine vereinfachte Abbildung der nachfragebedingten tageszeitlichen Preisverläufe die Modellgenauigkeit erhöht werden kann, weil damit den unterschiedlichen Stromgestehungskosten der modellierten Grund-, Mittel- und

²² Auf Spotmärkten werden üblicherweise Kontrakte auf 15-Minuten- oder Stundenbasis über einen Zeithorizont bis zu einer Woche gehandelt, während auf Terminmärkten alle längerfristigen Produkte gehandelt werden. Die Strombörsen LPX (Leipzig) und EEX (Frankfurt/Main) planen standardisierte Terminkontrakte mit einem Zeithorizont von bis zu 1,5 Jahren.

²³ So plant z. B. die EEX ab Mitte Dezember 2000 die Veröffentlichung von Strompreisindizes auf Basis der Börsenpreise [Strom 2000a]. Dabei kommt dem Spotmarkt allgemein die Aufgabe zu, eine Preistransparenz für alle Marktteilnehmer zu gewährleisten [Wietschel 2000, S. 94]. In diesem Zusammenhang wird auch die Verfügbarkeit entsprechender Preisindizes als Voraussetzung für die Entwicklung eines funktionierenden Terminmarktes angesehen.

²⁴ In [Dreher et al. 1999d] wird eine Vorgehensweise zur Abschätzung der Preisentwicklung für einen noch in der Entwicklung begriffenen deutschen Spotmarkt vorgestellt. Allerdings konnten die dort vorgestellten Modelle aufgrund des kurzen bisherigen Handelszeitraumes noch nicht evaluiert werden, so dass eine entsprechende Modellintegration dieses Ansatzes (noch) nicht sinnvoll erscheint.

Spitzenlastanlagen eine entsprechende Preisdifferenzierung der Strombezugsoption gegenübersteht.

6.2.4.2 Handelsmengen

Im Rahmen der Modellierung sind für den Stromhandel Mengenbegrenzungen vorzugeben. Für den Stromexport müssen aus zweierlei Gründen Obergrenzen für die Exportmenge definiert werden. Zum einen ist zu vermeiden, dass das Optimierungsproblem unbeschränkt wird. Eine solche Situation kann sich dann ergeben, wenn die Marktpreise höher sind als die Erzeugungskosten und damit durch die entsprechenden Einnahmen der Zielfunktionswert verringert werden kann. Sind in diesem Fall keine Exportgrenzen definiert, kann der Zielfunktionswert gegen $-\infty$ konvergieren und das Modell wird unlösbar. Zum anderen ist nicht davon auszugehen, dass für baden-württembergische Erzeugungsunternehmen eine unbegrenzte Expansionsmöglichkeit auf dem liberalisierten Markt besteht, da in anderen Regionen zu ähnlichen Preisen Strom erzeugt werden kann. Über die Mengenbegrenzung sind daher die zu erwartenden Marktanteile vorzugeben.

Da sich aus der bisherigen Entwicklung des liberalisierten Strommarktes keine eindeutige Verschiebung der Marktanteile zwischen verschiedenen Regionen ergeben hat, wird im Rahmen der Modellierung für die zukünftige Entwicklung davon ausgegangen, dass die baden-württembergischen Erzeuger auch weiterhin ihre Marktanteile halten können. Basis für die Abschätzung bildet dabei die Situation im Basisjahr 1996. Nach [VDEW 1997a] belief sich im Jahr 1996 die Stromlieferung an andere Bundesländer auf rund 80 PJ. Im gleichen Zeitraum wurden 40 PJ an ausländische Abnehmer geliefert. Der Stromverkauf innerhalb Baden-Württembergs erreichte ein Volumen von 98 PJ, wobei hier ca. 88 PJ von der Klasse der großen Erzeugungsunternehmen überwiegend an kleine EVU verkauft wurde. Im Sinne der Modellierung beläuft sich damit der Stromexport, das heißt die Summe aller Verkäufe baden-württembergischer EVU, für das Basisjahr auf 218 PJ. Für die zukünftige Entwicklung des Exports wird bis 2020 von einem Wachstum von 0,8 % p.a. ausgegangen, das ab 2020 auf 0,4 % p.a. zurückgeht. Basis für diese Abschätzung bildet die in [Prognos 2000, S. 370] dargestellte zu erwartende Entwicklung der Industriestromnachfrage. Die hierfür angesetzten Wachstumsraten liegen über den Werten für die Haushaltsnachfrage. Damit kann die unterstellte Entwicklung des Stromexports als etwas über dem Durchschnitt der Gesamtnachfrage eingestuft werden. In [Prognos 2000] reicht der Zeithorizont für die Nachfrageprojektionen nur bis 2020. Zur Fortschreibung der Nachfrageentwicklung bis zum Ende des Analysezeitraumes in 2030 wird im Rahmen dieser Arbeit von einer Weiterentwicklung des Trends der letzten Jahre vor 2020 ausgegangen. Aufgrund dieser Entwicklung wird ein Rückgang der Wachstumsrate auf 0,4 % p.a. unterstellt.

Tabelle 28: Maximale Exportmengen für Strom

	1996	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Export [PJ]	218	233	244	255	264	273	278	283

Eigene Berechnungen in Anlehnung an [Prognos 2000, S. 370].

Im Basisjahr 1996 betrug der Stromimport rund 126 PJ, wobei davon 45 PJ auf das Ausland entfallen. Entsprechend dem Baden-Württemberg-internen Handel von

98 PJ ist im Modell eine gesamte Importmenge von 224 PJ vorzugeben. Die Definition der zukünftigen Importmengen erfolgt in Anlehnung an den Wachstumspfad des Exports.

Im Zusammenhang mit den hier definierten Mengenvorgaben für den Stromhandel ist auch auf den in Kapitel 5.2.4.4 diskutierten „Bang-Bang“ Effekt linearer Optimiermodelle hinzuweisen. Für den Fall, dass die Erlöse aus dem Stromverkauf/Export über den für die Stromerzeugung erforderlichen Ausgaben liegen, wird aufgrund dieses Effektes das vorgegebene Potential vollständig ausgeschöpft. Im umgekehrten Fall erfolgt keine Nutzung des Handelspotentials²⁵. Aufgrund dieses „Kippens“ des Modells, können anhand der Modellergebnisse nur sehr eingeschränkt Aussagen zum Handelsvolumen gemacht werden. Damit beschränkt sich die Rolle der Mengenvorgaben für die Handelsbeziehungen auf zwei grundlegende Funktionen. Zum einen dienen sie dazu, eine Unbeschränktheit des Optimierproblems zu vermeiden, zum anderen wird über eine Mengenvorgabe eine Aussage über die aufgrund des Handels vorrangig eingesetzten Erzeugungstechnologien möglich. Damit liegt die Rolle der Mengenvorgaben darin, eine Abschätzung der Auswirkungen eines Stromhandels zu ermöglichen, während genaue Aussagen zum zukünftigen Handelsvolumen kaum möglich sind. Zur Ableitung entsprechender Aussagen eignen sich Marktpreismodelle wie z. B. das Modell PERSEUS-ICE.

6.2.4.3 Marktpreise und Durchleitungsentgelte

Die Strompreise als Entscheidungsgrundlage für die Nutzung der Alternativen Stromimport oder –export sind im entwickelten Modell erst ab der Periode 2002 relevant. Im Basisjahr 1996 sowie in der Übergangsperiode 2000 kann keine Systemoptimierung im eigentlichen Sinne erfolgen, da für diese Zeiträume die Systemstruktur und die Anlagennutzung durch die Entwicklung in der Realität weitestgehend vorgegeben sind. In den anschließenden Perioden sind für den Strombezug der Marktpreis für die Ware Strom sowie die für den Transport zu entrichtenden Netznutzungsentgelte entscheidungsrelevant. Im Gegensatz dazu ist für den Export nur der erzielbare Erlös für den Strom, welcher dem Marktpreis ohne Berücksichtigung der Durchleitungsentgelte entspricht, anzusetzen²⁶.

Die zu erwartenden Marktpreise für den gesamten Analysezeitraum bis 2030 werden mit Hilfe des PERSEUS-ICE Modells abgeschätzt. Es handelt sich dabei um ein Energie- und Stoffflussmodell, das auf Basis eines nationalen PERSEUS-Modells²⁷ für die Bundesrepublik Deutschland entwickelt wurde. Anwendungsgebiet des PERSEUS-ICE Modells ist die Analyse der zukünftigen Struktur und der Marktentwicklung des liberalisierten deutschen und europäischen Strommarktes [Forum 2000]. Das PERSEUS-ICE Modell wird als Grundlage der Preisbestimmung gewählt, weil hier, im Gegensatz zu anderen in Frage kommenden Quellen, wie z. B. [Prognos 2000] oder [Hoster 1996], bereits aktuelle energiepolitische Rahmenbedingungen und deren Folgen berücksichtigt sind. Ein Beispiel hierfür ist der sogenannte Kernenergieausstieg [BMU

²⁵ Analoges gilt für den Import von Elektrizität.

²⁶ Durchleitungsentgelte sind üblicherweise vom Empfänger zu bezahlen.

²⁷ Siehe z. B. [Forum 1999].

2000c]. Eine Auswertung des zu erwartenden Preispfades zeigt, dass die mit der Stilllegung von Kernkraftwerken verbundene Umstrukturierung des Kraftwerksparks im Zeitraum 2005 bis 2020 spürbare Preisanstiege nach sich zieht²⁸.

Die aus den Modellergebnissen abgeleiteten Strompreise repräsentieren die reinen Erzeugungskosten. Sie können damit zur Abschätzung der Handelspreise auf dem Hoch- und Höchstspannungsniveau verwendet werden²⁹.

Tabelle 29: Vergleich der zu erwartenden Stromerzeugungskosten als Abschätzung der zukünftigen Preisentwicklung auf dem Hochspannungsniveau

[Pf/kWh]	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
PERSEUS-ICE (eigene Berechnung)	5	5,24	5,64	6,03	6,35	6,5	6,5
[Hoster 1996, S. 106]	8,03	8,21	7,57	7,28	7,76	-	-
[Prognos 2000, S. 392]	-	4,1	5,5	5,5	5,5	-	-

Als Ausgangslage wird für das Jahr 2000 ein mittleres Preisniveau von 5 Pf/kWh₂₀₀₀³⁰ angenommen. Dieser Wert wird beispielsweise durch Angaben in [VIK 2000] (nach Abzug von Steuern und Abgaben) beziehungsweise [Seyfried 2000] bestätigt. Darüber hinaus kann dieses Preisniveau anhand von Auswertungen der Datenbasis für das zu entwickelnde Modell für Baden-Württemberg bestätigt werden³¹. Damit kann davon ausgegangen werden, dass mit dieser Preisannahme das aktuelle Marktpreisniveau hinreichend genau beschrieben wird. Für die folgenden Jahre ist ein Preisanstieg zu erwarten, der vor allem auf die Umstrukturierung des Kraftwerksparks zurückgeht. Ausschlaggebend dafür ist vor allem der bereits erwähnte Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie. Für den Zeitraum ab 2025 ist mit einer Stabilisierung auf einem Preisniveau von etwa 6,5 Pf/kWh zu rechnen. Im Vergleich zum PERSEUS-ICE Modell zeichnen sich die in [Hoster 1996, S. 106] genannten Preise für ein Kernenergieausstiegsszenario durch deutlich höhere Werte zu Beginn des betrachteten Zeitraumes aus. Dies liegt vor allem daran, dass im Rahmen des Szenarios ein Kernenergieausstieg bis 2005 angenommen wird. Weiterhin ist zu berücksichtigen, dass in [Hoster 1996] im Gegensatz zum PERSEUS-ICE Modell die Abschreibungen für bereits bestehende Kraftwerke in die Berechnung der Erzeugungskosten einbezogen werden. Dies erscheint vor dem Hintergrund, dass der bestehende Kraftwerkspark unter den Rahmenbedingungen des regulierten Marktes vollständig abgeschrieben werden konnte, nicht gerechtfertigt. Die im PERSEUS-ICE Modell getroffene Annahme,

²⁸ Ein Vergleich der verschiedenen Szenarios in [Hoster 1996] bestätigt dieses Ergebnis. Allerdings sind andere Annahmen zum Ausstieg unterstellt, als sie in [BMU 2000c] vereinbart sind.

²⁹ Da Strom-, Mehrwertsteuer und Konzessionsabgaben unabhängig von der Erzeugungstechnologie sind, ist die Investitionsentscheidung für einzelne Technologien auf Unternehmensebene davon weitestgehend unbeeinflusst. Die Versorgungsunternehmen bezahlen zwar die Steuern und Abgaben, geben diese aber an die Kunden weiter.

³⁰ Die Basis für alle im Rahmen der Modellanalyse dargestellten monetären Größen bildet das Jahr 2000. Bei den angegebenen Werten handelt es sich um reale Größen, da im PERSEUS-REG² Modell die Inflation nicht berücksichtigt wird. Aus Gründen der übersichtlichen Darstellung wird im Weiteren bei monetären Angaben auf die Nennung der Preisbasis 2000 verzichtet.

³¹ Entsprechende Kontrollrechnungen für das Basisjahr, differenziert nach den abgebildeten Unternehmensklassen, führen zu Werten zwischen 4,5 und 6,7 Pf/kWh.

dass der existierende Kraftwerkspark bereits beschrieben ist, wird durch einen Vergleich der Ergebnisse des PERSEUS-ICE Modells mit den aktuellen Spotmarktpreisen für Strom bestätigt. In [Prognos 2000, S. 392] wird kein gezielter Ausstieg aus der Kernenergienutzung unterstellt, so dass nach allgemeinen Umstrukturierungsmaßnahmen bereits ab 2010 eine Preiskonstanz auf vergleichsweise niedrigem Niveau eintritt. Da in [Hoster 1996] wie auch in [Prognos 2000] die Annahmen zur weiteren Kernenergienutzung nicht mit den Ergebnissen der Konsensgespräche [BMU 2000c] übereinstimmen, erscheint eine weitere Verwendung dieser Preispfade im Rahmen der vorliegenden Arbeit nicht sinnvoll.

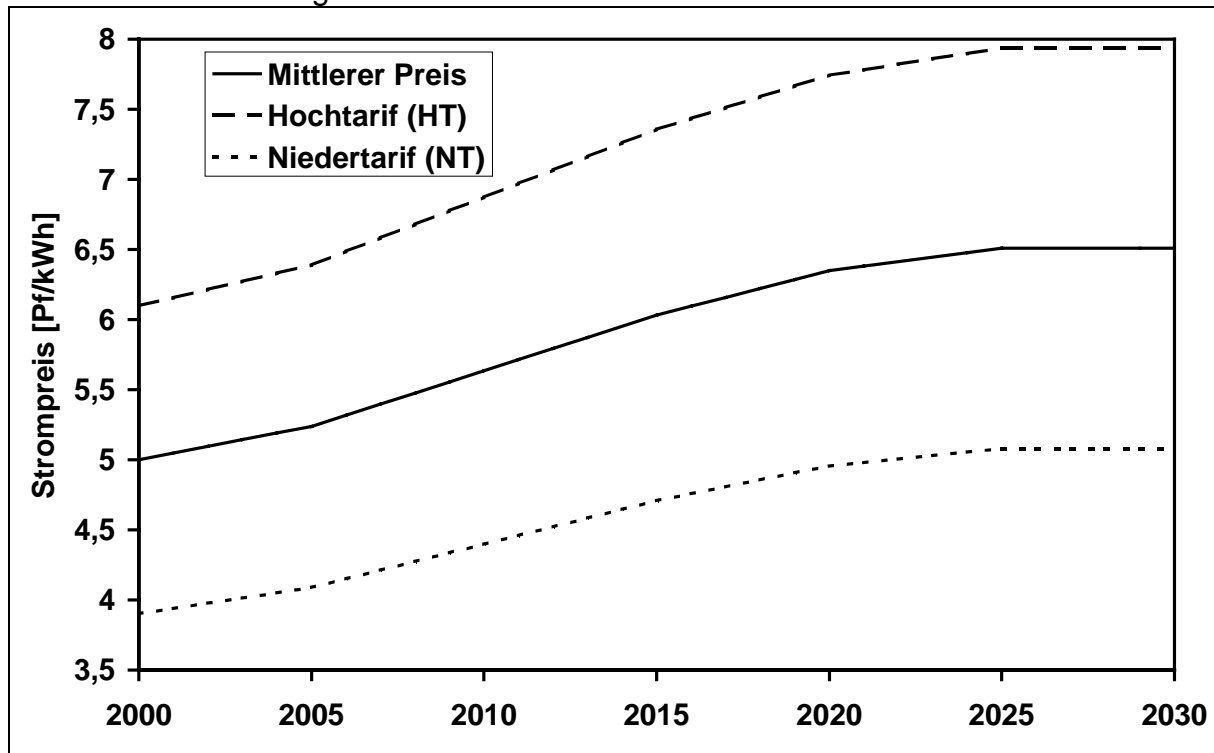


Abbildung 15: Entwicklung der Preise auf dem Strommarkt

Zur weiteren zeitlichen Differenzierung erfolgt eine Unterscheidung in Hoch- und Niedertarifzeiten (HT/NT). Die Abend- und Nachtstunden zwischen 19.⁰⁰ und 6.⁰⁰ Uhr werden dem Niedertarif, der übrige Zeitraum dem Hochtarif zugerechnet. Die Preisunterschiede zwischen den verschiedenen Tarifzeiten werden auf Basis der Angaben in [Dreher et al. 1999d] und [Prognos 2000] abgeschätzt. Nach [Dreher et al. 1999d] sind auf einem Spotmarkt im Tagesverlauf Preisabweichungen von bis zu 25 %, bezogen auf den mittleren Preis, zu erwarten. Die entsprechenden Werte in [Prognos 2000, S. 392] liegen für die Perioden ab 2010 mit rund 33 % noch darüber. Aufbauend auf dem mit dem PERSEUS-ICE Modell bestimmten Preispfad ergeben sich die in Abbildung 15 dargestellten Preisverläufe, differenziert nach Hoch- und Niedertarif. Diese Werte werden als Exporterlöse für baden-württembergische Erzeugungsunternehmen vorgegeben.

Tabelle 30: Netznutzungsentgelte für Industriekunden (Stand: 07.07.2000, ohne KWK-Förderung in Höhe von 0,53 Pf/kWh)

	Spannungsebene	Grundpreis [DM/kW a]	Arbeitspreis [Pf/kWh]	Preis in [Pf/kWh] ^a

EnBW	Höchstspannung	35,55	0,19	1,08
	Umspannung zur Hochspannung	42,35	0,19	1,25
	Hochspannung	71,6	0,38	2,17
	Umspannung zur Mittelspannung	87,15	0,38	2,56
	Mittelspannung	114,9	0,62	3,49
	Umspannung zur Niederspannung	141,4	0,62	4,16
	Niederspannung	167,5	0,9	5,09
NWS	Hochspannung	64,05	0,48	2,08
	Umspannung zur Mittelspannung	60,45	0,77	2,28
	Mittelspannung	105,75	1,31	3,95
	Umspannung zur Niederspannung	108,8	1,81	4,53
	Niederspannung	133,25	2,5	5,83
HEW	110 kV	34,18	0,84	1,69
	10 kV	95,76	1,54	3,93
	0,4 kV	163,48	3,1	7,19
^a : Nutzungsdauer 4000h pro Jahr Quelle: Preislisten der genannten Unternehmen vom 07.07.2000.				

Für den Stromimport sind noch die Netznutzungsentgelte hinzuzurechnen. Auf Grundlage der sogenannten zweiten Verbändevereinbarung [VDEW et al. 1999] ergeben sich in Abhängigkeit der Spannungsebene unterschiedliche Netznutzungsbeziehungswise Durchleitungsentgelte. Ab 01.07.2000 werden noch die nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG-Gesetz) zu zahlenden Förderbeträge für KWK-Anlagen auf die Netznutzung umgelegt. Dies hat eine Anhebung der Entgelte um 0,53 Pf/kWh zur Folge. Aus einem Vergleich der veröffentlichten Gebühren verschiedener Netzbetreiber³² geht hervor, dass es teilweise sehr deutliche Unterschiede zwischen den verschiedenen untersuchten Unternehmen gibt. Im Bereich der Privatkunden werden die Entgelte häufig in Form eines Arbeitspreises angegeben. Es gibt allerdings auch Unternehmen, die nach Grund- und Arbeitspreis differenzieren. Bei Sondervertragskunden, für die eine Lastanmeldung erforderlich ist, wird nach Spannungsebenen sowie nach erforderlichen Umspannungen zwischen verschiedenen Ebenen unterschieden. Die Tarife gliedern sich hier überwiegend in Arbeits- und Grundpreis. Damit hängen die pro Kilowattstunde zu zahlenden Gebühren sehr stark von der gesamten Nutzungsdauer ab. Für den Bereich des Stromhandels zwischen Versorgungsunternehmen wird im Rahmen der Modellierung von einer Nutzung während des gesamten Jahres ausgegangen. Diese Annahme ist gerechtfertigt, da im Rahmen der Modellierung langfristige Strategien auf Jahresbasis entwickelt werden, und daher die abgebildeten Bezugsmöglichkeiten grundsätzlich für längere Zeitspannen genutzt werden. Damit ergibt sich für die relevanten

³² Es wurden die zum 07.07.2000 veröffentlichten, auf Grundlage der Verbändevereinbarung vom 13.12.99 bestimmten Netznutzungsentgelte folgender Unternehmen miteinander verglichen: EnBW, HEW, NWS, RWE, TEAG.

Es ist anzumerken, dass zu diesem Zeitpunkt nur sehr wenige Unternehmen der Verpflichtung zur Veröffentlichung der Netznutzungsentgelte nachgekommen waren.

Ebenen der Hoch- und Höchstspannung ein Netznutzungsentgelt von rund 1 Pf/kWh (zuzüglich KWK-Umlage). Bei den Privatkunden liegt das zu zahlende Durchleitungsentgelt bei etwa 11,5 Pf/kWh (zuzüglich KWK-Umlage). Für die Modellierung des Stromimports ergibt sich damit aus der Summe aus Netznutzungsentgelt (1 Pf/kWh) und KWK-Förderung (0,53 Pf/kWh) ein Preisniveau, das um 1,53 Pf/kWh über dem in Abbildung 15 dargestellten Preisfad liegt.

6.2.5 Preisentwicklung bei fossilen Primärenergieträgern

Stromgestehungskosten werden außer von den Umwandlungstechnologien auch entscheidend von den Primärenergieträgerpreisen beeinflusst. Damit kommt in Energie- und Stoffflussmodellen den Annahmen zur zukünftigen Entwicklung der Primärenergieträgerpreise eine Schlüsselrolle zu, da sie einen deutlichen Einfluss auf die Verteilung von Eigenerzeugung und Zukauf sowie auf die Technologiewahl haben. Im Zusammenhang mit der Analyse von Fördermöglichkeiten für grünen Strom können sich aus der Preisentwicklung der fossilen Konkurrenzenergieträger zusätzliche Förderwirkungen oder Hemmnisse für den Ausbau der Nutzung regenerativer Energieträger in der Stromerzeugung ergeben.

Im Rahmen von Energiesystemanalysen ist es aus Gründen der Konsistenz grundsätzlich vorteilhaft, Inputdaten aus einer Quelle oder aus Quellen, die von identischen Annahmen ausgehen, zu verwenden. Daher, sowie aufgrund des Umstandes, dass es sich um eine sehr aktuelle und anerkannte Quelle für Energieträgerpreisprognosen handelt, werden für die Modellentwicklung die Preisprognosen aus [Prognos 2000, S. 204] genutzt. Die dort angegebenen Entwicklungspfade decken ausgehend von 1998 den Zeitraum von 2005 bis 2020 in Fünfjahresschritten ab. Aufgrund der gewählten Periodeneinteilung des PERSEUS-REG² Modells müssen aus diesen Daten Zwischenwerte für die Jahre 2000, 2002 und 2007 berechnet werden. Dazu werden die vorhandenen Werte linear interpoliert. Für den Analysezeitraum nach 2020 sind ebenfalls keine Prognosewerte angegeben. Hier erfolgt eine Fortschreibung auf Basis der für den Zeitraum 2015 bis 2020 angegebenen Werte. Damit ergibt sich die in Abbildung 16 dargestellte Entwicklung für die Preise der fossilen Primärenergieträger Steinkohle, Erdgas und Heizöl. Braunkohle wird nicht berücksichtigt, da hier nur eine Verwertung in räumlicher Nähe zu den Lagerstätten sinnvoll ist und somit diese Option für Baden-Württemberg nicht in Frage kommt. Da im Rahmen dieser Arbeit die kommerzielle Nutzung der Energieträger in Kraftwerken im Mittelpunkt steht, sind die Großhandels- beziehungsweise Kraftwerkspreise zu verwenden.

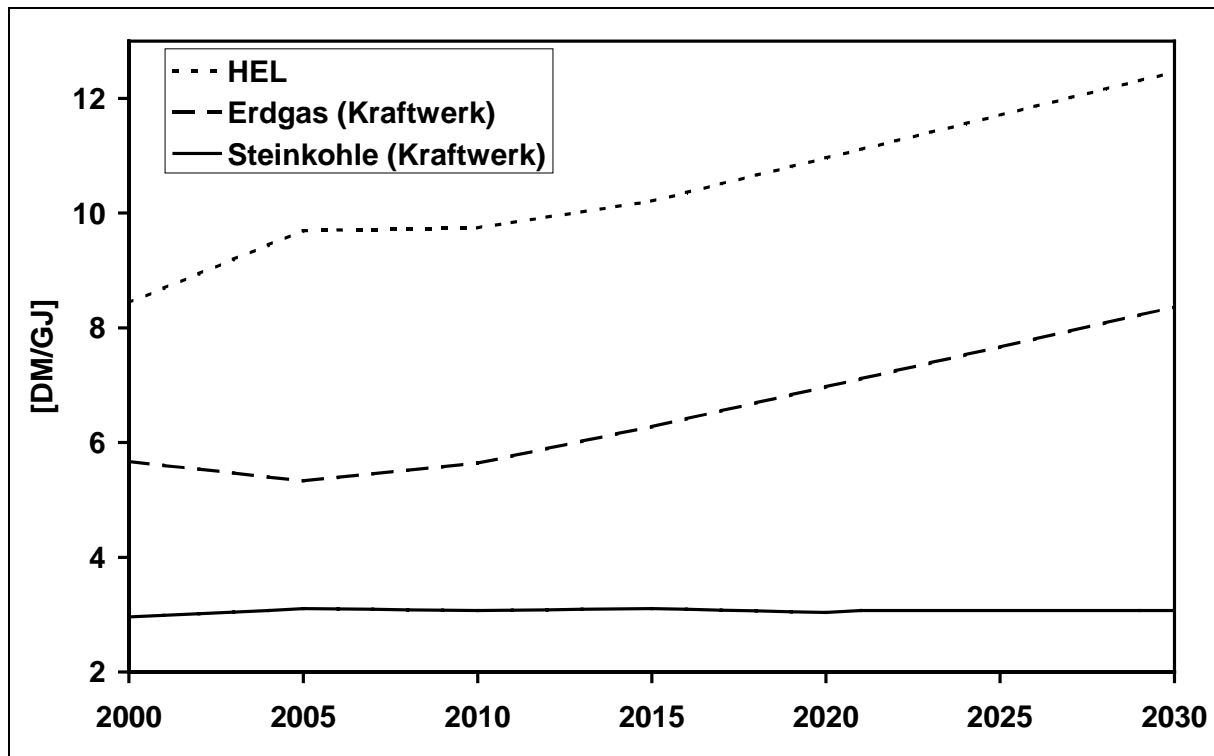


Abbildung 16: Preisentwicklung fossiler Primärenergieträger (nach [Prognos 2000] und eigene Berechnungen)

Bei den Preisen für Steinkohle wird davon ausgegangen, dass diese sich auch langfristig auf dem gegenwärtigen Niveau von rund 3 DM/GJ halten werden. Als Gründe für diese Annahme werden in [Prognos 2000] die umfangreichen Kohleressourcen sowie zu erwartende Kostensenkungen bei Förderung und Verteilung genannt. Weiterhin besteht ein zunehmender Wettbewerbsdruck aufgrund der Konkurrenzsituation zwischen den Förderländern. Die Annahme weitgehend stabiler Preise für den Weltkohlemarkt wird für einen kurzfristigen Zeitraum bis 2004 auch in [Gruß 2000, S.3 und 38] geäußert. Im Rahmen einer Langfristprognose wird in [Rheinbraun 2000] von einem Preisanstieg zwischen 0,7 und 1 % p.a. für den Zeitraum bis 2020 ausgegangen. Hierbei ist allerdings zu berücksichtigen, dass diese Analyse auf Daten von 1995 basiert und damit die aktuellen Entwicklungen der letzten Jahre nicht berücksichtigt.

Für Erdgas wird davon ausgegangen, dass die Anlegbarkeit an die Konkurrenzenergie-träger grundsätzlich erhalten bleibt. Für den Bereich der Stromerzeugung bedeutet dies, dass eine Orientierung am Kohlepreis zu erwarten ist³³. Aufgrund dieser Voraussetzungen ergibt sich bis etwa 2010 ein Erdgaspreis von unter 6 DM/GJ. Aufgrund einer hohen Erdgasnachfrage in Westeuropa wird in [Prognos 2000, S. 83 ff.] unterstellt, dass ab 2010 auch der Import aus weiter entfernten Regionen, wie z. B. Russland, an Bedeutung gewinnen wird. Die dadurch verursachten höheren Transportkosten führen zu dem in Abbildung 16 erkennbaren deutlichen Preisanstieg.

³³ Im Bereich der Wärmeversorgung wird sich der Erdgaspreis am wichtigsten Konkurrenzenergie-träger Heizöl orientieren.

Aufgrund des sehr geringen Ölanteils von etwa 0,5 % an der gesamten bundesdeutschen Stromproduktion [VDEW 2000, S. 26] kommt der Ölpreisentwicklung im Rahmen einer Analyse des Stromerzeugungssystems nur eine untergeordnete Rolle zu. Für die zukünftige Entwicklung wird zunächst von real konstanten Preisen ausgegangen, die ab 2010 ansteigen werden. Damit ist bei leichtem Heizöl (HEL) ein Preisanstieg von rund 9,7 DM/GJ in 2005 auf 10,95 DM/GJ in 2020 verbunden. Diese Abschätzung liegt nach [Prognos 2000, S. 185] leicht unter dem Mittelwert verschiedener in [IEA 1999] verglichener Studien. Für den Zeitraum nach 2020 wird im Rahmen der für die Modellanwendung erforderlichen Fortschreibung der Daten von einem weiteren Preisanstieg ausgegangen.

6.2.6 Energienachfrage

6.2.6.1 Nachfragegruppen

Die Energienachfrage wird im PERSEUS-REG² Modell auf Basis der Nachfragemenge und der Nachfrageganglinie modelliert, wobei grundsätzlich zwischen der Strom- und der Fernwärmenachfrage unterschieden wird. Dabei ist die Ganglinie ein für einzelne Konsumentengruppen charakteristisches Merkmal, welches maßgeblich den Nachfrageverlauf im Tages- und Jahresrhythmus bestimmt. Von der Ganglinie und damit von der Laststruktur gehen wichtige Impulse für die strukturelle Zusammensetzung des Kraftwerksparks aus, weil dadurch der Einsatz verschiedener Kraftwerkstypen, wie z. B. Grund-, Mittel- und Spitzenlastanlagen, determiniert wird. Die Nachfragehöhe dagegen ist vor allem für Umfang und Ausbau der zu installierenden Kraftwerkskapazitäten von Bedeutung. Das Zusammenwirken beider Nachfragegrößen bestimmt die Entwicklung des zur Befriedigung der Nachfrage erforderlichen Kraftwerksbestands.

Da es zwischen verschiedenen Konsumentengruppen markante Unterschiede bezüglich der Lastganglinie geben kann³⁴, ist im Rahmen einer Energiesystemmodellierung eine Differenzierung der Gesamtnachfrage in einzelne Gruppen sinnvoll. Damit besteht die Möglichkeit, die Auswirkungen von Nachfrageveränderungen bei einzelnen Gruppen sowie deren Bedeutung für den Anlageneinsatz und Systemausbau detailliert zu untersuchen. Grundsätzlich ist der im Modell gewählte Detaillierungsgrad nur von der Verfügbarkeit belastbarer Ganglinien- und Nachfragedaten abhängig. Da die entsprechende Datenerhebung mit aufwendigen Messungen verbunden ist, existieren hierfür nur wenige verlässliche Datenquellen.

Für die im Rahmen dieser Arbeit betrachtete Region Baden-Württemberg erfolgt aufgrund der beschränkten Datenverfügbarkeit sowie in Anlehnung an die Tarifformen eine Differenzierung der Gesamtnachfrage in die Gruppen Tarifkunden und Sondervertragskunden. Bei den Tarifkunden werden Privathaushalte sowie Kleinverbraucher zusammengefasst, während die Gruppe der Sondervertragskunden größere Industriebetriebe abbildet. Im jahreszeitlichen Verlauf wird zwischen einem typischen Sommer- und Wintertag sowie einem Maximaltag mit maximaler Netzbelastung unterschieden. Wie aus den entsprechenden Statistiken hervorgeht, handelt es sich

³⁴ Vergleiche z. B. [Schöttle 1998, S. 169] oder [Fichtner 1999, S. 110].

bei dem Maximaltag typischerweise um einen Wintertag (siehe Kapitel 6.1.1.1 und z. B. [VDEW 1997a]).

Bei der Bestimmung der Lastganglinien spielt die gewählte Intervalleinteilung eine wesentliche Rolle, weil dadurch die Anpassungsgenauigkeit der Modelllastkurve an den realen Lastverlauf bestimmt wird. Auf Basis der in Kapitel 6.1.1 dargestellten Tageseinteilung in acht Intervalle sind die Ganglinien der baden-württembergischen Konsumenten mit ausreichender Genauigkeit abzubilden. Die Lastganglinie für den Bereich der Stromtarifkunden wird aus den Anteilen der wichtigsten Einzelanwendungen, wie z. B. Kochen, Kühlen, Waschen, an der gesamten Stromnachfrage und deren charakteristischen Nutzung bestimmt³⁵. Dabei wird primär auf Studien zu Stromnachfrage und Benutzungsgewohnheiten von bundesdeutschen Durchschnittshaushalten zurückgegriffen [VDEW 1985], [VDEW 1992], [VDEW 1994], [VDEW 1996], [BEWAG 1986], [Geiger et al. 1995]. Die ermittelten Ganglinien werden zur Konsistenzprüfung mit den Ergebnissen internationaler Studien, wie z. B. [Gellings 1992], verglichen. Die Angaben zu Kleinverbrauchern basieren auf [Fritsche 1993, Anhang 3.1, S. 3] und werden durch Messreihen einzelner Verteilstationen im Versorgungsgebiet der Stadtwerke Karlsruhe verifiziert. Die Lastganglinie für Sondervertragskunden kann aufgrund einer unzureichenden Datenlage nicht mit Hilfe existierender Studien bestimmt werden. Sie wird aus der Differenz der baden-württembergischen Gesamtlastkurve, welche beispielsweise aus [VDEW 1997a] abgeleitet werden kann, und der Ganglinie der Tarifnachfrage berechnet.

Zur Modellierung der Lastganglinie der Fernwärmenachfrage muss aufgrund fehlender Daten auf Werte, die sich aus dem Betrieb des Fernwärmenetzes der Stadtwerke Karlsruhe ergeben, zurückgegriffen werden³⁶.

6.2.6.2 Nachfrageprognose

Ausgangspunkt für die Nachfrageentwicklung ist die Situation im Jahr 1996, dem Basisjahr der Modellierung. Die Nachfragewerte ergeben sich aus [VDEW 1997a] sowie aus einer Auswertung von Geschäftsberichten verschiedener Versorgungsunternehmen³⁷. Für die zukünftige Entwicklung der Stromnachfrage wird aus Gründen der Datenaktualität und der Konsistenz der gesamten Inputdaten des Modells der in [Prognos 2000, S. 370] dargestellte Wachstumspfad angenommen. Dabei wird für die privaten Haushalte bis 2010 ein Wachstum der Stromnachfrage um rund 7 % gegenüber 1996 erwartet, bevor in den folgenden Jahren ein leichter Rückgang zu verzeichnen sein wird. Bei den Kleinverbrauchern wird bis 2020 ein deutlicher Nachfrageanstieg von 21 % im Vergleich zu 1996 unterstellt. Damit ergibt sich für die gesamte Tarifnachfrage, welche private Haushalte wie auch Klein-

³⁵ Ein analoges Vorgehen zu Bestimmung von Lastganglinien wird beispielsweise auch in [Fichtner 1999] und [Dreher et al. 1999b] gewählt.

³⁶ Diese Daten wurden im Rahmen der Arbeiten von [Fichtner 1999] zur Analyse des Versorgungssystems der Stadtwerke Karlsruhe aus Messwerten ermittelt.

³⁷ In diesem Zusammenhang wurden die Geschäftsberichte der Vorgängergesellschaften der EnBW – Badenwerk und Energieversorgung Schwaben – sowie der unter dem Unternehmenstyp „EVU mit Fernwärmenetz“ zusammengefassten Versorgungsunternehmen für das Basisjahr 1996 ausgewertet (siehe auch Kapitel 6.2.1.1.1 und Tabelle 27).

verbrauchskunden umfasst, ein Nachfragezuwachs, der sich aber ab 2010 spürbar abschwächt. Auf dieser Basis wird für die in [Prognos 2000] nicht dargestellte Entwicklung nach 2020 von einer stagnierenden Nachfrage zwischen 2020 und 2030 ausgegangen.

Die Entwicklung der Stromnachfrage von Sondervertragskunden, wobei es sich überwiegend um Industriebetriebe handelt, geht - in Analogie zum Kleinverbrauch - von einem Wachstum bis 2020 aus, das sich von 1 % p. a. im Zeitraum um 2000 auf 0,5 % p. a. in 2020 abschwächt. Für die weitere Entwicklung bis 2030 wird ein konstanter Nachfrageanstieg auf dem Niveau von 2020 angenommen. Damit ergibt sich der in Tabelle 31 dargestellte Nachfragepfad, differenziert nach Unternehmenstyp und Kundengruppe.

Tabelle 31: Entwicklung der Energienachfrage für die verschiedenen abgebildeten Unternehmenstypen in Baden-Württemberg

		1996	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Elektrizität [PJ]									
Große Erzeugungsunternehmen	Tarifikunden	34,3	35,3	36,5	37,8	38,5	38,7	38,7	38,7
	Sondervertragskunden	34,3	35,7	37,5	39,2	40,4	41,5	42,5	43,5
EVU mit Fernwärmenetz	Tarifikunden	27,2	28	29	30	30,6	30,7	30,7	30,7
	Sondervertragskunden	45	46,9	49,3	51,5	53	54,5	55,8	57,2
Kleine EVU	Tarifikunden	29,2	30,1	31,1	32,3	32,8	33	33	33
	Sondervertragskunden	32,6	34	35,7	37,3	38,4	39,5	40,5	41,5
Fernwärme [PJ]		25	24,7	24,8	24,7	24,3	23,6	23,6	23,6

Für die zukünftige Entwicklung der Fernwärmenachfrage wird der in [Prognos 2000, Kap. 7.2 und 7.3] dargestellte Pfad für den Bereich private Haushalte und Kleinverbrauch unterstellt. Daraus ergibt sich nach einer Stagnation ab 2010 ein leichter Rückgang der Nachfrage. Für den Zeitraum nach 2020, welcher nicht in [Prognos 2000] abgedeckt ist, wird von einer konstanten Nachfrage auf dem Niveau von 2020 ausgegangen. Die Werte für das Basisjahr werden aus [AGFW 1998] sowie aus einer Auswertung der Geschäftsberichte der abgebildeten Versorgungsunternehmen mit Fernwärmenetz abgeleitet.

6.2.7 Existierender Kraftwerkspark in Baden-Württemberg

In den folgenden Abschnitten wird der baden-württembergische Kraftwerkspark des Basisjahres 1996 dargestellt. Er repräsentiert das Energiesystem, in welches im Rahmen eines zukünftigen Ausbaus der Nutzung regenerativer Energieträger die entsprechenden Erzeugungsanlagen zu integrieren sind. Der gesamte Kraftwerkbestand wird aufgrund der vorliegenden Problemstellung in Anlagen, die mit fossilen und nuklearen Brennstoffen betrieben werden, und in Kraftwerke auf Basis regenerativer Energieträger aufgeteilt. Weiterhin erfolgt aufgrund der Unterscheidung verschiedener Unternehmenstypen eine Differenzierung nach den Besitzverhältnissen.

6.2.7.1 Anlagen auf Basis fossiler Energieträger

Bei den bestehenden fossilen Kraftwerken wird zwischen Großanlagen mit einer elektrischen Leistung von über 100 MW und Kleinanlagen unterschieden. Großanlagen werden aufgrund des bedeutenden Anteils einzelner Anlagen an der gesamten Kraftwerksleistung differenziert nach Standorten in das PERSEUS-REG² Modell integriert. Dies erlaubt eine detaillierte Analyse der Auswirkungen einer Anlagenstilllegung, z. B. im Rahmen des Ausstiegs aus der Kernenergienutzung, sowie der Rückwirkungen einer Mengenvorgabe für grünen Strom auf den Betrieb bedeutender fossiler Kraftwerke. Die Daten zu einzelnen Kraftwerken beziehungsweise Kraftwerksblöcken, wie z. B. Anlagentyp und Installationsjahr, stammen aus Geschäftsberichten der Anlagenbetreiber sowie aus [VDEW 1997a], [VDEW 1997b] und [Brecht et al. 1995]. Die Anlagenleistung wird entsprechend der Eigentumsverhältnisse auf die Unternehmenstypen aufgeteilt.

Tabelle 32: Elektrische Leistung der modellierten fossilen und nuklearen Kraftwerke in Baden-Württemberg im Basisjahr 1996

Kraftwerksstandort/ -typ	Energieträger	Leistungsanteil der Eigentümer [MW _{el}]		
		Große Erzeugungsunternehmen	EVU mit Fernwärmeversorgung	Kleine EVU
Karlsruhe	Erdgas/Kohle	810	100	-
Altbach	Überwiegend Steinkohle	420	392 ^a	-
Mannheim	Überwiegend Steinkohle	912	1060	-
Heilbronn	Steinkohle	1230	-	-
Marbach	Öl	320	-	-
Gaisburg	Erdgas/Öl	-	124	-
Münster	Mischfeuerung	-	163	-
Walheim	Steinkohle/Öl	-	507	-
Philipsburg	Uran	2378	-	-
Neckarwestheim	Uran	701	1421	83
Obrigheim	Uran	215	79	64
Blockheizkraftwerke	Erdgas/Öl	20	30	52
Sonstige Gaskraftwerke	Erdgas	-	142	5
<i>Summe</i>		<i>7006</i>	<i>4018</i>	<i>204</i>

^a: Hinzu kommen noch 380 MW_{el} mit Inbetriebnahme des Block 6.

Quelle: [VDEW 1997a], [VDEW 1997b], [Brecht et al. 1995] sowie eigene Berechnungen.

Kleinere Kraftwerksanlagen werden nach Anlagentypen zu Kraftwerksklassen zusammengefasst. Dabei werden Daten für eine Durchschnittsanlage des entsprechenden Typs verwendet. Die Sterbelinien werden - falls möglich - auf Basis der Installationsjahre ermittelt. Andernfalls wird von einer gleichmäßigen Stilllegung der

Anlagen in Abhängigkeit von der mittleren technischen Lebensdauer ausgegangen³⁸. In Tabelle 32 ist der Anlagenbestand für das Basisjahr 1996 angegeben.

Bei den bestehenden Kraftwerken erreicht nur ein geringer Anteil innerhalb des Zeitraumes bis 2010 das Ende der technischen Nutzungsdauer, so dass für diese Zeitspanne keine umfangreichen Ersatzinvestitionen erforderlich sind. Im weiteren Verlauf ist dann für die Mehrheit der abgebildeten Kraftwerksstandorte mit der Stilllegung oder Erneuerung von Anlagenteilen zu rechnen. Dies bedeutet, dass für die Perioden nach 2010 der Umfang der Kraftwerksneuinvestitionen durch den Nachfrageanstieg aber auch durch den Bedarf an Ersatzanlagen bestimmt werden wird.

6.2.7.2 Kernkraftwerke und Kernenergieausstieg

In Baden-Württemberg sind im Basisjahr 1996 an den drei Standorten Obrigheim, Philippsburg und Neckarwestheim Kernkraftwerke mit einer elektrischen Leistung von rund 4900 MW installiert (siehe Tabelle 32). An diesen Kraftwerken besitzen Versorgungsunternehmen aller modellierten Unternehmenstypen Beteiligungen. Unter den Kernkraftwerken befinden sich mit Obrigheim und Neckarwestheim 1 Anlagen, die voraussichtlich im Zeitraum bis 2010 das planmäßige Ende ihrer Nutzungsdauer erreichen werden. Dem gegenüber steht mit Neckarwestheim 2 eines der neuesten bundesdeutschen Atomkraftwerke, welches bei einer unterstellten technischen Nutzungsdauer von 40 Jahren noch bis 2028 eingesetzt werden könnte.

Durch die mit dem Titel „Kernenergieausstieg“ bezeichnete Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen von 14. Juni 2000 [BMU 2000c] wird die weitere Nutzung der bestehenden Kernkraftwerke mit dem Ziel einer Beendigung der Kernenergienutzung geregelt³⁹. Die verbleibenden Nutzungsmöglichkeiten werden durch die Definition von Reststrommengen für jedes einzelne Kraftwerk festgelegt. Diese Produktionsmengen werden auf Grundlage der Restnutzungsdauer bei einer unterstellten Anlagenlebensdauer von 32 Jahren bestimmt. Daraus ergibt sich für baden-württembergische Kernkraftwerke eine Reststrommenge von 587,84 TWh. Diese kann von den Betreibern beliebig zwischen allen bundesdeutschen Anlagen aufgeteilt werden. Da die Anlagenbetreiber eine möglichst lange Nutzung vor allem der neueren Kraftwerke anstreben, ist nicht damit zu rechnen, dass baden-württembergische Betreiber ihre Mengen an Erzeugungsunternehmen anderer Bundesländer abgeben werden. Aufgrund dieser Rahmenbedingungen erfolgt die Abbildung des Kernenergieausstiegs in Form einer Vorgabe der kumulierten Produktionsmenge von 587,84 TWh für alle abgebildeten Kernkraftwerke in Baden-Württemberg. Diese Menge kann innerhalb des Planungszeitraumes ab 2000 beliebig zwischen den Anlagen aufgeteilt werden.

³⁸ Dies bedeutet, dass pro Jahr ein Anteil von $1/\text{Lebensdauer}$ der Anlagen außer Betrieb geht.

³⁹ Ausschlaggebend für die Initiative der Bundesregierung, die Nutzung von Atomkraftwerken zu beenden, ist die im Koalitionsvertrag 1998 zwischen den Regierungsparteien SPD und Bündnis 90/Die Grünen getroffene Vereinbarung.

6.2.7.3 Anlagen auf Basis regenerativer Energieträger

Eine Analyse der Eigentumsverhältnisse bei existierenden Stromerzeugungsanlagen auf Basis regenerativer Energieträger lässt deutlich werden, dass diese Anlagen - mit Ausnahme von Großwasserkraftwerken - überwiegend von Privatpersonen oder von Unternehmen, welche von EVU unabhängig sind⁴⁰, betrieben werden. Etablierte Versorgungsunternehmen unterhalten nur einen sehr geringen Anteil der Anlagen. Die Ursachen für diese Situation liegen zum einen in der Förderpraxis vor Inkrafttreten des EEG⁴¹, welche eine Förderung von regenerativ betriebenen Erzeugungsanlagen bei Versorgungsunternehmen nicht unterstützt hat, und zum anderen darin, dass es für etablierte EVU attraktivere Investitionsalternativen gibt und dass ein weiterer Kapazitätsausbau vor dem Hintergrund der bestehenden Überkapazitäten nicht im Interesse der Versorgungsunternehmen ist (siehe auch Kapitel 6.2.1.2). Aufgrund dieser Situation muss bei der Erfassung bestehender Anlagen neben den abgebildeten Unternehmensklassen auch die Gruppe der privaten Anlagenbetreiber berücksichtigt werden.

Da nicht für alle regenerativen Energieträger Leistungsdaten für das gewählte Basisjahr 1996 verfügbar sind, beziehungsweise weil es zwischen verschiedenen Quellen widersprüchliche Werte gibt, mussten einige der Werte zur installierten Leistung abgeschätzt werden (siehe Tabelle 33).

Der bedeutendste regenerative Energieträger in Baden-Württemberg ist die Wasserkraft. Hier ist entsprechend der in Kapitel 1.4 dargestellten Definition für grünen Strom zwischen Groß- und Kleinanlagen zu unterscheiden. Großanlagen mit einer elektrischen Leistung über 5 MW sind zwar auch als regenerativ einzustufen, produzieren aber gemäß der gewählten Definition keinen grünen Strom. Diese Anlagen befinden sich ausschließlich im Besitz von Versorgungsunternehmen. Im Basisjahr 1996 haben sie mit einer installierten Leistung von 640 MW_{el} einen Anteil von 72 % an der gesamten in Baden-Württemberg installierten Anlagenleistung auf Basis regenerativer Energieträger. Kleinwasserkraftanlagen mit einer installierten Leistung von 91 MW befinden sich im Besitz privater Betreiber, während 99 MW von Versorgungsunternehmen betrieben werden.

Zu den existierenden Wasserkraftanlagen in Baden-Württemberg sind - bei Kleinanlagen wie auch bei Großwasserkraftwerken - kaum Daten zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme der aktuell genutzten wesentlichen Anlagenteile, wie Maschinensätze, verfügbar. Dies bedeutet, dass das Potential für Ersatzinvestitionen in den einzelnen Perioden nicht anhand der tatsächlichen Lebensdauern der Anlagen bestimmt werden kann, sondern abgeschätzt werden muss. Zur Ableitung der sogenannten Sterbelinie wird von einer Lebensdauer von 30 Jahren ausgegangen. Weiterhin wird angenommen, dass in der Vergangenheit der Anlagenzubau beziehungsweise die Ersatzinvestitionen gleichmäßig über die Jahre verteilt

⁴⁰ Ein typisches Beispiel hierfür sind Betreibergesellschaften für Windparks.

⁴¹ Wichtigstes Förderinstrument für die Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen war in der Vergangenheit das Stromeinspeisungsgesetz (StrEG). Dieser Vorläufer des EEG hat nur eine Förderung von Anlagen, die sich nicht im Besitz von Versorgungsunternehmen befinden, vorgesehen. Mit dem EEG wurde diese Beschränkung aufgehoben.

vorgenommen wurden. Damit ergibt sich eine gleichmäßige Sterbelinie, welche pro Jahr den Ersatz von einem Dreißigstel der im Basisjahr bestehenden Anlagenkapazität vorsieht.

Windkraft spielt in Baden-Württemberg im Vergleich zu küstennahen Bundesländern nur eine geringe Rolle, was vor allem durch die im Vergleich zu anderen Regionen schlechten Windverhältnisse begründet ist. Die im Jahr 1996 installierten Anlagen mit einer Leistung 6,9 MW befinden sich zu 91 % im Besitz von Betreibern, die unabhängig von EVU sind. Etablierte Versorgungsunternehmen engagieren sich in diesem Bereich kaum. Anhand von Installationszahlen aus [Wagner 1998], [Wiese et al. 1994, S. 62], [BWE 2000e] und [Diekmann et al. 1995, S. 127] ergibt sich, dass in Baden-Württemberg ab 1990 Windkraftanlagen installiert wurden. Auf dieser Grundlage kann eine zu erwartende Sterbelinie für bestehende Windkraftkonverter abgeleitet werden. Bei einer unterstellten Lebensdauer von 20 Jahren ist ab 2010 mit der planmäßigen Stilllegung der ersten Anlagen zu rechnen.

Für Photovoltaikanlagen wird die installierte Leistung für 1996 sowie die Aufteilung auf die Betreibergruppen aufgrund fehlender Daten auf Basis der Werte für 1994 aus [Grawe et al. 1995], [Wagner 1999], [Wagner 1998] abgeschätzt. Daraus ergibt sich eine installierte Leistung von 2 MW, die überwiegend bei privaten Betreibern installiert ist. Anhand der aus den genannten Quellen abgeschätzten installierten Leistung kann, ausgehend von 1990, eine Sterbelinie für die existierenden Anlagen abgeleitet werden. Unter Berücksichtigung einer mittleren Anlagenlebensdauer von 20 Jahren ergibt sich dann ab 2010 eine gleichmäßige Sterbelinie für die zu Beginn des Modellierungszeitraumes bereits existierenden Photovoltaikanlagen.

Die im Rahmen einer Klärgasnutzung gewonnene Elektrizität und Wärme wird aufgrund des hohen Eigenbedarf überwiegend in den Kläranlagen selbst genutzt und steht daher der öffentlichen Stromversorgung nur zu einem sehr geringen Anteil von etwa 4 % der gesamten in Klärgasanlagen erzeugten Strommenge zur Verfügung [Diekmann et al. 1995, S. 212]. Aufgrund des hohen elektrischen Eigenbedarfs und der Möglichkeit zur Wärmenutzung stellt die Klärgasnutzung eine interessante Option für die Kläranlagenbetreiber dar. Aus diesem Grund wird im Rahmen dieser Arbeit davon ausgegangen, dass die Anlagenbetreiber das Klärgas selbst nutzen. Damit besteht eine eingeschränkte Relevanz dieser Option für die hier näher betrachtete allgemeine Stromversorgung sowie für Energieversorgungsunternehmen.

Bei Deponiegasanlagen ergibt sich aus [VDEW 1997b], dass hier ein deutlicher Anteil der existierenden Anlagen von Versorgungsunternehmen betrieben wird. Offensichtlich gibt es in diesem Bereich ein im Vergleich zu anderen regenerativen Energieträgern starkes Engagement der Versorgungsunternehmen, was durch die Vorschriften der TA Siedlungsabfall⁴² zur Deponiegasnutzung einerseits und durch die häufig beim Deponiebetreiber selbst fehlenden Absatzmöglichkeiten für Strom und Wärme andererseits erklärt werden kann.

Die Nutzung von Biogas aus Gülle und anderen organischen Reststoffen findet aufgrund des Energieträgeranfalls vorrangig in landwirtschaftlichen Betrieben statt.

⁴² Siehe TA Siedlungsabfall Abschnitt 10.6.5.2 (z. B. in [Krause 1999]).

Allerdings nimmt dieser Bereich mit rund 100 Anlagen in Baden-Württemberg derzeit noch eine untergeordnete Stellung ein [Nitsch 1999, S. 8], [Staiß 2000, S. II-46].

Für die in Baden-Württemberg für die öffentliche Versorgung verfügbare elektrische Leistung von rund 28 MW⁴³ aus Deponie-, Klär- und Biogasanlagen wird aufgrund der Vielzahl der Einzelanlagen von einem kontinuierlichen Ausbau in der Vergangenheit ausgegangen. Damit ergibt sich eine gleichmäßige Sterbelinie für die existierenden Anlagen. Aus den Installationszahlen in [Diekmann et al. 1995], [Wagner 1999], [Wagner 1998] und [Grawe et al. 1995] folgt, dass ab 1985 entsprechende Anlagen installiert wurden. Bei einer unterstellten Lebensdauer von 20 Jahren bedeutet dies, dass ab 2005 die ersten Aggregate ersetzt werden müssen.

Tabelle 33: Im Jahr 1996 in Baden-Württemberg installierte Leistung regenerativer Stromerzeugungsanlagen

Energieträger	Installierte Leistung [MW _e]	Anteil an der installierten Leistung	
		Private/Unabhängige Betreiber	Versorgungsunternehmen
Wasserkraft (Groß)	640	-	100 %
Wasserkraft (Klein)	190	48 %	52 %
Windkraft	6,9	91 %	9 %
Solarstrahlung	2	95 %	5 %
Klärgas	12	100 %	-
Deponiegas	24	50 %	50 %
Biogas (Gülle/Kofermentation)	3,5	100 %	-
Feste Biomasse	9,6	100 %	-

Quellen: [Grawe et al. 1995], [Wagner 1998], [Wagner 1999], [Staiß et al. 1994], [BWE 2000a], [Diekmann et al. 1995], [VDEW 1997b] sowie eigene Berechnungen.

Feste Biomasse, die überwiegend Alt- und Restholz umfasst, wird in Baden-Württemberg hauptsächlich in gewerblichen Feuerungen der Betriebe, in denen die Hölzer anfallen, genutzt [Nitsch 1999, S. 7], so dass auch in diesem Bereich von Versorgungsunternehmen keine Anlagen in nennenswertem Umfang betrieben werden. Da in Baden-Württemberg im Basisjahr nur Biomasseanlagen mit einer geringen elektrischen Leistung Strom in das öffentliche Netz eingespeist haben, ist es aufgrund der untergeordneten Bedeutung nicht erforderlich, eine differenzierte Sterbelinie in das Modell zu integrieren. Anhand der Angaben in [Wagner 1999], [Wagner 1998], [Grawe et al. 1995] kann davon ausgegangen werden, dass die Anlagen Mitte der 90er Jahre installiert wurden. Dementsprechend wird eine Außerbetriebnahme für die Periode 2015 modelliert.

Da es sich bei den Anlagen – mit Ausnahme der Großwasserkraft - um Kleinanlagen handelt, werden sie im Modell nicht nach Standorten differenziert, sondern nach Erzeugungstechnologien zusammengefasst.

⁴³ 24 MW aus Deponiegasanlagen, 3,5 MW aus Biogasanlagen und 4 % der installierten 12 MW aus Klärgasanlagen.

6.2.8 Zukunftsoptionen für fossile Kraftwerke

Der in Kapitel 6.2.7 dargestellten Kraftwerkspark stellt die Ausgangssituation für die Entwicklung von Zukunftsstrategien für die Stromversorgung in Baden-Württemberg dar. Im Folgenden werden die in das PERSEUS-REG² Modell integrierten zukünftigen Optionen zum Ausbau des fossilen Kraftwerksparks dargestellt. Die Technologiealternativen im Bereich regenerativer Energieträger werden aufgrund der besonderen Bedeutung für diese Arbeit in Kapitel 6.3 detailliert erläutert.

Tabelle 34: Technologiedaten von Kraftwerksoptionen zur Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen

Anlagentyp		Kohlekraftwerk (Staubfeuerung)	Gas- und Dampfkraftwerk	Gasturbine	Dampfkraftwerk (KWK)
Technische Parameter	Input	Steinkohle	Erdgas	Erdgas	Steinkohle/ Erdgas
	Output	Elektrizität	Elektrizität	Elektrizität	Elektrizität/ Fernwärme
	Jahresnutzungsgrad	42 %	56 %	36 %	73 %
Ökonomische Parameter	Spez. Investition [DM/kW _{el}]	1560	1050	480	1500
	Spez. fixe Ausgaben [DM/kW _{el} a]	72	30	11	80
	Betriebsmittelverbrauchsabhängige Ausgaben [Pf/kWh _{el}] ^a	0,3	0,1	0,1	0,3
Emissionsfaktoren	CO ₂ [kt/PJ _{Input}]	93,7	55,6	55,6	93,7
	NO _x [t/PJ _{Input}]	68	83	83	68
	SO ₂ [t/PJ _{Input}]	71	0,34	0,34	71

^a: Ohne Ausgaben für Brennstoffe.

Die für die Kraftwerksmodellierung erforderlichen technischen, ökonomischen und ökologischen Anlagendaten werden aus [Ardone 1999, S. 292 ff.] sowie aus den GEMIS- und IKARUS-Technologiedatenbanken [Fritsche et al. 1999a], [FIZ 2000] abgeleitet. Die in Tabelle 34 dargestellten Kraftwerksoptionen stehen allen drei modellierten Unternehmensklassen zur Verfügung.

6.2.9 Die Fernwärmeversorgung im Rahmen der Modellierung

Zielsetzung der vorliegenden Arbeit ist die Analyse der Auswirkungen einer gezielten Förderung regenerativer Energieträger in der Stromproduktion. Daher fokussiert sich das in diesem Rahmen entwickelte PERSEUS-REG² Modell auf die Abbildung des Stromsektors. Da allerdings bei Kraftwerken, die in Kraft-Wärme-Kopplung betrieben werden, in Kuppelproduktion Elektrizität und Wärme erzeugt wird, ist es erforderlich, den Fernwärmemarkt ebenfalls in das Modellsystem zu integrieren.

Zur Abbildung der sich ergebenden Interdependenzen zwischen der Strom- und Wärmeproduktion genügt die Modellierung der Fernwärmennachfrage. Eine Ausdehnung auf den gesamten Wärmebereich, der dann auch alternative Heizanlagen

oder Maßnahmen zur Wärmedämmung an Gebäuden erfordern würde, ist in diesem Rahmen nicht notwendig. Aufgrund der untergeordneten Bedeutung bei den durchzuführenden Analysen wird der Fernwärmebereich nur auf einem sehr aggregierten Niveau modelliert. Die Fernwärmenachfrage wird auf die Unternehmensklasse der EVU mit Fernwärmeversorgung konzentriert. Kleinere Inselsysteme, die von zahlreichen Stadtwerken, z. B. zur Versorgung eines Krankenhauses oder eines Schwimmbades, unterhalten werden⁴⁴, finden keinen gesonderten Eingang in die Modellierung.

In einigen Fällen wird nicht die gesamte benötigte Fernwärmemenge vom jeweiligen Fernwärmenetzbetreiber selbst erzeugt, sondern von anderen Kraftwerksbetreibern oder Versorgungsunternehmen zugekauft. Diese Situation macht es erforderlich, den Fernwärmeaustausch zwischen den abgebildeten Unternehmensklassen zu modellieren (siehe auch Abbildung 13). Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wird für die Austauschbeziehung ein konstanter Wärmepreis angesetzt. Er beläuft sich auf 15 DM/MWh_{th}. Dieser Wert wurde auf Basis von Geschäftsberichten verschiedener Großkraftwerke, die Fernwärme auskoppeln und an Stadtwerke verkaufen, ermittelt. Er repräsentiert den Übergabepreis auf Kraftwerksebene. Vereinfachend wird dieser Betrag auch als Erlös für den Fernwärmeverkauf an Endkunden angenommen.

Da die bestehenden KWK-Anlagen üblicherweise mit fossilen Brennstoffen befeuert werden, produzieren die entsprechenden Versorgungsunternehmen eine durch die Wärmenachfrage bestimmte Menge an fossilem Strom. Im Zusammenhang mit einer Mengenvorgabe für grünen Strom stellt sich dann die Frage, ob sich aus dieser Situation ökonomische Nachteile für die betroffenen Unternehmen ergeben können, weil sie aufgrund der Verpflichtung zur Befriedigung der Wärmenachfrage nicht so flexibel wie andere Unternehmen reagieren können. Diese aus Sicht der vorliegenden Arbeit besonders relevante Fragestellung wird in Kapitel 7.3.3 näher analysiert.

6.3 Erzeugung von grünem Strom

6.3.1 Modellintegration regenerativer Stromerzeugungsanlagen

Das im Abschnitt 6.2 beschriebene Energiesystemmodell zur Abbildung des Versorgungssystems von Baden-Württemberg und dessen Einbettung in den liberalisierten Energiemarkt stellt das Grundmodell für die zu untersuchende Region Baden-Württemberg dar. Zur Bearbeitung der dieser Arbeit zugrundeliegenden Fragestellungen sind die gegenwärtigen und zukünftigen Möglichkeiten zur Erzeugung von grünem Strom in das Ausgangsmodell zu integrieren. Aufgrund der zentralen Bedeutung dieses Bereichs wird dieser sehr detailliert abgebildet. Dabei erfolgt eine Differenzierung in die verschiedenen Produktionsregionen des grünen Stroms Baden-Württemberg, übrige Bundesrepublik Deutschland und Europäische Union (siehe auch Kapitel 6.2.1.2 und Abbildung 13).

⁴⁴ Eine Analyse der Anlagenstatistiken in [VDEW 1997b] oder [VDEW 1997a] lässt deutlich werden, dass eine große Zahl von Stadtwerken Blockheizkraftwerke betreiben, die typischerweise für Insellösungen in einzelnen Straßenzügen oder Gebäudekomplexen eingesetzt werden (siehe auch [Gailfuß 1998, S. 57 und S. 151 ff.]).

Die Abbildung der Erzeugungsmöglichkeiten für grünen Strom innerhalb der Bundesrepublik Deutschland erfolgt getrennt nach den verschiedenen regenerativen Energieträgern. In diesem Rahmen sind die verfügbaren Potentiale, die Energieträgerpreise sowie die Umwandlungstechnologien und deren zu erwartende Entwicklung als Größen berücksichtigt, die für die zukünftige Rolle der verschiedenen regenerativen Energieträger im Rahmen eines Förderinstruments ausschlaggebend sind.

Da innerhalb der zu untersuchenden Region Baden-Württemberg zwischen verschiedenen Unternehmenstypen differenziert wird, sind hier die verfügbaren Potentiale regenerativer Energieträger von besonderer Relevanz. Daher muss in diesem Rahmen auch die Erzeugung von grünem Strom durch private bzw. unabhängige Betreiber abgebildet werden, da diese Gruppe aufgrund der bisherigen Förderpraxis einen wesentlichen Teil der existierenden Anlagen zur Erzeugung von grünem Strom betreibt (siehe Tabelle 33). Die bisherige Potentialausnutzung durch diese Gruppe bestimmt die Potentialverfügbarkeit für die zu untersuchenden Versorgungsunternehmen. Auf Ebene der übrigen Bundesländer ist eine entsprechende Unterteilung nicht erforderlich, da hier die gesamte Erzeugung von grünem Strom ohne weitere Untergliederung nach Organisationseinheiten modelliert wird.

Zunächst wird der im Rahmen der Darstellung der Alternativen zur Stromerzeugung aus regenerativen Energieträgern relevante Begriff des Potentials erläutert. Darauf aufbauend werden in Kapitel 6.3.3 die getroffenen Annahmen zur Abbildung der Erzeugungsmöglichkeiten für grünen Strom in der Bundesrepublik Deutschland, differenziert nach den verschiedenen Energieträgern, dargestellt. Die Ableitung der Angebotskurve für grünen Strom auf europäischer Ebene wird im anschließenden Abschnitt 6.3.4 vorgestellt.

6.3.2 Der Potentialbegriff

Bei der Abschätzung der Nutzungsmöglichkeiten regenerativer Energieträger spielt der Begriff des Potentials eine zentrale Rolle. Dabei ist zwischen dem theoretischen, technischen, wirtschaftlichen und ausschöpfbaren Potential zu unterscheiden [Hensing et al. 1998, S. 104 f.], [Kaltschmitt et al. 1993, S. 4 ff.]:

- **Theoretisches Potential:** Beschreibt auf Grundlage naturwissenschaftlicher Gegebenheiten das maximale Angebot erneuerbarer Energieträger.
- **Technisches Potential:** Ergibt sich aus dem theoretischen Potential und beschreibt das zur Energiegewinnung nutzbare Potential. Dabei sind neben anlagentechnischen Restriktionen auch die Standortverfügbarkeit, Fragen der ökologischen Verträglichkeit, strukturelle Aspekte sowie Beschränkungen aufgrund von erzeugungs- und nachfrageseitigen Rahmenbedingungen zu berücksichtigen.
- **Wirtschaftliches Potential:** Beschreibt den Anteil des technischen Potentials, der unter Berücksichtigung ökonomischer Aspekte zur Energieerzeugung genutzt werden kann. In diesem Zusammenhang sind vor allem Einsatzcharakteristika der verschiedenen regenerativen Energieträger sowie die ökonomischen Rahmenbedingungen konkurrierender Alternativen aus dem Bereich fossiler Energieträger von Bedeutung.

- Ausschöpfbares Potential⁴⁵: Beschreibt das tatsächlich zur Energieerzeugung genutzte Potential. In diesem Zusammenhang spielen Hemmnisse wie z. B. rechtliche und administrative Barrieren, Restlebensdauer vorhandener Erzeugungsanlagen, mangelnde Information usw. aber auch fördernde Rahmenbedingungen wie beispielsweise umweltpolitische Instrumente eine Rolle.

Mit Ausnahme des theoretischen Potentials handelt es sich bei den verschiedenen Potentialen um dynamische Größen, welche sich im Zeitablauf ändern können. Ausschlaggebend dafür sind Weiterentwicklungen und Veränderungen in den Bereichen, welche die Potentiale einschränken. So ist hier beispielsweise für das technische Potential die Entwicklung neuer Anlagentechnologien zu nennen.

Die für die Modellierung der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen erforderlichen Potentialangaben stellen jeweils das technische Potential dar. Anhand der im Modell hinterlegten Technologiedaten zu bestehenden und zukünftigen Anlagen wird im Zuge der Optimierung das ausschöpfbare Potential bestimmt. Dieses Potential stimmt im Wesentlichen mit dem wirtschaftlichen Potential überein, da aus dem Bereich der Hemmnisse, welche das ausschöpfbare Potential bestimmen, nur die Restlebensdauern bestehender Anlagen im Modell berücksichtigt werden.

6.3.3 Optionen in der Bundesrepublik Deutschland

6.3.3.1 Wasserkraft

Im Rahmen dieser Arbeit wird bei der Nutzung der Wasserkraft als regenerative Energiequelle zwischen großen und kleinen Laufwasserkraftwerken sowie Pumpspeicher- beziehungsweise Speicherkraftwerken mit natürlichem Zufluss unterschieden. Entsprechend der in Kapitel 1.4 vorgenommenen Definition von grünem Strom kann nur mit kleinen Laufwasserkraftwerken mit einer elektrischen Leistung von ≤ 5 MW grüner Strom erzeugt werden. Alle übrigen Laufwasserkraftwerke werden der normalen Stromerzeugung zugerechnet. Speicherkraftwerke nehmen in diesem Zusammenhang eine Sonderrolle ein, da sie, sofern ein natürlicher Zufluss besteht oder die Pumparbeit mit grünem Strom erbracht wird, grünen wie auch normalen Strom erzeugen können. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass diese Kraftwerksklasse üblicherweise zum Abfahren von sehr kurzfristigen Nachfrageschwankungen betrieben werden. Eine Berücksichtigung dieser Anlagen im Rahmen einer strategischen Planung auf Basis durchschnittlicher Tage ist nur sehr eingeschränkt möglich, da hierbei eine Berücksichtigung sehr kurzfristiger Schwankungen weder möglich noch sinnvoll ist. Im PERSEUS-REG² Modellsystem können diese Anlagen aufgrund der Lastkurvenmodellierung zur Befriedigung von Lastspitzen grundsätzlich durch das Modellsystem eingeplant und damit deren strategische Bedeutung außerhalb des sehr kurzfristigen Einsatzes analysiert werden. Als emissionsfreie Alternative zur Erzeugung von normalem Strom werden Laufwasserkraftwerke über 5 MW Leistung berücksichtigt.

In Baden-Württemberg existieren neun Speicherkraftwerke mit einer Leistung von 2080 MW [Giesecke et al. 1994, S. 40]. Für die zukünftige Entwicklung wird davon

⁴⁵ Wird auch als Erwartungspotential bezeichnet.

ausgegangen, dass diese Anlagen auch weiterhin bestehen bleiben und nur Reparaturen beziehungsweise Investitionen zur Instandhaltung erforderlich sind. Für Erweiterungen der bestehenden Pumpspeichieranlagen bestehen nach [Giesecke et al. 1998, S. 685] zwar Pläne, allerdings ist über eine Realisierung derzeit nichts bekannt, so dass aufgrund der restriktiven Genehmigungspraxis bei neuen Wasserkraftanlagen nicht von einer Realisierung innerhalb des Analysezeitraumes ausgegangen wird. Des Weiteren stehen mit der Fertigstellung des Pumpspeicherkraftwerks Goldisthal ab 2002/2003 zusätzliche Kapazitäten in Höhe von 1060 MW auf dem bundesdeutschen Markt bereit, was ebenfalls gegen einen weiteren Kapazitätsausbau in diesem Segment spricht.

Tabelle 35: Leistungsdaten zu Laufwasserkraftanlagen

	Betreiber/Region	Anlagentyp	Existierende Leistung in 1996 [MW]	Maximales Ausbaupotential [MW]	Vollbenutzungsstunden [h/a]
Baden-Württemberg	Große Erzeugungsunternehmen	Groß	390	117	4120
		Klein	38	11,4	3850
	EVU mit Fernwärmenetz	Groß	15	4,5	4360
		Klein	22	6,8	4620
	Kleine EVU	Groß	235	70,5	5990
		Klein	40	11,9	5220
Private Betreiber	Klein	91	27,4	3060	
Übrige Bundesländer	Groß	1465	439	4120	
	Klein	1162	349	3850	

Quelle: [VDEW 1997b], [Wagner 1999], [Wagner 1998], [Grawe et al. 1995], [Giesecke et al. 1994], eigene Berechnungen.

Bei Laufwasserkraftanlagen wird in Baden-Württemberg von einem Anlagenbestand mit einer elektrischen Leistung von 831 MW ausgegangen, von dem 191 MW grünen Strom erzeugen können. Trotz bestehender Planungen für neue Anlagen, z. B. Rheinstaufstufe bei Karlsruhe, ist auch bei Laufwasserkraftwerken aufgrund von Umweltauswirkungen und der bereits erwähnten Genehmigungspraxis nicht mit einem Anlagenzubau zu rechnen. Als Zukunftsoptionen kommen damit nur Maßnahmen zur Instandhaltung beziehungsweise Ertüchtigung bestehender Anlagen in Frage. In diesem Rahmen sind vor allem die Installation neuer Maschinensätze, die Reduktion von Verlusten sowie die Vergrößerung der Ausbauwassermenge bzw. der Fallhöhe als leistungssteigernde Optionen möglich⁴⁶. Ergänzend ist bei kleinen Wasserkraftanlagen auch die Wiederinbetriebnahme alter Kraftwerksstandorte möglich. Insgesamt kann in Baden-Württemberg durch die Erneuerungsmaßnahmen eine Leistungssteigerung von maximal 30 % erreicht werden [Giesecke et al. 1994, S. 48]. Damit ergibt sich, differenziert nach Groß- und Kleinanlagen, die in Tabelle 35 dargestellte Situation. Dabei ist anzumerken, dass die Zuordnung der Kraftwerksleistungen zu einzelnen Unternehmenstypen auf Basis der Eigentumsanteile an bestehenden

⁴⁶ Für eine detaillierte Beschreibung der verschiedenen Optionen aus technischer Sicht siehe z. B. [Giesecke et al. 1994].

Kraftwerken vorgenommen wurde. Für die übrigen Bundesländer wird ausgehend von einer Leistung von 2627 MW ebenfalls ein Ausbaupotential bestehender Anlagen von 30 % angenommen.

Bei den leistungssteigernden Maßnahmen (z. B. Erhöhung der Ausbauwassermenge, neue Maschinensätze) wird von spezifischen Investitionen in Höhe von 2500 DM/kW bei Kleinanlagen und 1700 DM/kW bei Großanlagen und spezifischen fixen Ausgaben von 150 bzw. 100 DM/kW·a ausgegangen [Giesecke et al. 1994, S. 76]. Die Vollbenutzungsstunden der Anlagen sind neben den Ausgabenbestandteilen ausschlaggebend für die Stromgestehungskosten der Wasserkraftanlagen. Sie werden auf Basis der Angaben zur Stromerzeugung des Basisjahres 1996 ermittelt. Da die Wasserverhältnisse für dieses Jahr mit 97 % des Normaljahres sehr dicht an den zu erwartenden Verhältnissen eines durchschnittlichen Jahres sind, ist nur eine geringfügige Korrektur der rechnerisch ermittelten Nutzungsstunden erforderlich. Bei diesen Daten ist auffällig, dass vor allem kleinere EVU höhere Benutzungsstunden realisieren können als größere Unternehmen. Die Vollbenutzungsstunden privat betriebener Anlagen liegen deutlich unter den Werten der übrigen Betreiber. Verantwortlich dafür ist der Umstand, dass ein Teil der erzeugten Elektrizität von den Betreibern selbst verbraucht wird und somit nicht die gesamte Produktion in das öffentliche Netz eingespeist wird. Dementsprechend ist für die hier durchzuführenden Analysen die ausgewiesene geringere Benutzungsdauer anzusetzen. Für die Erzeugung in den übrigen Bundesländern werden im Rahmen einer konservativen Abschätzung die für die Gruppe der großen Erzeugungsunternehmen ermittelten Werte verwendet.

6.3.3.2 Windkraft

Bei der Stromerzeugung aus Windkraft sind vor allem die Windverhältnisse am Anlagenstandort ausschlaggebend für den Anlagenenertrag⁴⁷. Aus diesem Grund erfolgt bei der Analyse der Windkraftnutzung eine Differenzierung der Standorte nach gleichen mittleren Windgeschwindigkeiten. In diesem Rahmen wird eine Untergliederung der Festlandstandorte⁴⁸ in die Geschwindigkeitsklassen schwach ($\leq 4,5$ m/s), mittel (4,5 – 6,5 m/s) und stark ($\geq 6,5$ m/s) gewählt. Da die Anlaufgeschwindigkeiten für Windkraftanlagen üblicherweise im Bereich von 3 - 4 m/s liegen⁴⁹, ist für Standorte mit geringeren Windgeschwindigkeiten eine Nutzung nicht sinnvoll. Für die als Offshore-Bereich bezeichneten Standorte in küstennahen Meeresgewässern wird nur eine Klasse mit Geschwindigkeiten über 8 m/s berücksichtigt, da für die Küstengewässer mittlere Windgeschwindigkeiten von über 8 m/s in Nabenhöhe zu verzeichnen sind (siehe z. B. [Greenpeace 2000, S. 9]). Der existierende wie auch der zukünftig zu erwartende Gesamtbestand an Windkraftanlagen setzt sich aufgrund der im Vergleich zu üblichen fossilen Kraftwerken geringen Anlagenleistung aus einer sehr großen Anzahl von Einzelanlagen zusammen. Die große Anlagenzahl sowie der

⁴⁷ Das Arbeitsvermögen des Windes – die Windleistung – hängt in der dritten Potenz von der Windgeschwindigkeit ab. Für weitere physikalische Grundlagen der Windkraftherzeugung siehe z. B. [Molly 1990].

⁴⁸ Auch Onshore-Standorte genannt.

⁴⁹ Siehe z. B. Datenblätter zu aktuellen Windkraftanlagen in [BWE 2000d], [BWE 1999].

Umstand, dass die Windverhältnisse benachbarter Anlagen nahezu unkorreliert sind, bedeutet, dass schon bei dem bereits bestehenden Anlagenpark Leistungsschwankungen durch einen Ausfall einzelner Anlagen aufgrund technischer Störungen oder der Windbedingungen vernachlässigbar sind (siehe dazu auch] und [Molly 1990, S. 214 ff.]). Damit kann die Windstromerzeugung im Rahmen einer langfristigen Modellierung, welche Schwankungen im Sekunden- oder Minutenbereich nicht berücksichtigt, als Grundlastproduktion betrachtet werden. Aufgrund großflächiger Schwankungen des Winddargebots (z. B. im Rahmen der allgemeinen Wetterentwicklung) ist in der Praxis davon auszugehen, dass nur ein Teil der gesamten installierten Leistung gesichert als Grundlast zur Verfügung steht. Da die Modellierung des Winddargebots der verschiedenen Standortklassen auf Grundlage von Vollbenutzungsstunden erfolgt, muss in der vorliegenden Arbeit allerdings davon ausgegangen werden, dass die Windkraftanlagen in diesem Zeitraum ihre vollständige Nennleistung erbringen. Weiterhin ist in diesem Zusammenhang zu berücksichtigen, dass im Rahmen einer langfristigen Energiesystemanalyse auf Grundlage durchschnittlicher Tage zufällige meteorologische Schwankungen nicht berücksichtigt werden können. Dies bedeutet, dass davon ausgegangen wird, dass die gesamte installierte Leistung als Grundlast zur Verfügung steht. Zur Berücksichtigung möglicher Leistungsschwankungen erfolgt eine Abbildung von Back-up Kapazitäten.

Die Potentialabschätzung erfolgt auf Basis der innerhalb der Standortklassen zur Anlageninstallation verfügbaren Fläche. Diese entspricht nicht der gesamten Fläche, die einer Windklasse zugeordnet werden kann, da bei der Errichtung von Windkraftanlagen zahlreiche Restriktionen, wie beispielsweise Mindestabstände zu anderen Objekten, einzuhalten sind⁵⁰. Auf Grundlage des ermittelten technisch nutzbaren Flächenpotentials kann die theoretisch installierbare Anlagenleistung, die als Basis für die Potentialbegrenzung im PERSEUS-REG² Modell dient, bestimmt werden. Eine Auswertung der Angaben zu verfügbaren Flächenpotentials für Windkraftanlagen in [Nitsch 1999], [Kaltschmitt et al. 1992], [Wiese et al. 1994] lässt deutlich werden, dass zwischen den verschiedenen Quellen deutliche Unterschiede existieren. So reichen beispielsweise die Angaben zu den verfügbaren Flächen mit starken Windgeschwindigkeiten in Baden-Württemberg von 14 km² in [Wiese et al. 1994, S. 56] bis zu 48 km² in [Nitsch 1999, S. 16]. Auf dieser Basis ergibt sich die in Tabelle 36 dargestellte Spannweite für die Potentialabschätzung. Grundlage der angegebenen Leistungswerte ist eine Umrechnung der Flächenangaben mit einheitlichen Daten zu Flächenverbräuchen pro installierter Leistung, die aus [Wiese et al. 1994] abgeleitet werden. Im Rahmen einer vorsichtigen Potentialabschätzung wird der unterste Wert von 811 MW für Baden-Württemberg angenommen, womit dem bisher sehr zögerlichen Ausbau der Windkraftnutzung in Baden-Württemberg Rechnung getragen werden soll. Zur Abschätzung der Potentiale für die übrigen Bundesländer wird auf [Diekmann et al. 1995 zurückgegriffen. Die dort ausgewiesenen Potentiale werden in [Diekmann et al. 1995, S. 143] im Vergleich zu anderen Studien, insbesondere [Kaltschmitt et al. 1993], als deutlich geringer charakterisiert.

⁵⁰ Für eine vollständige Aufstellung der entsprechenden Restriktionen siehe z. B. [Kaltschmitt et al. 1993, S. 82 ff.] und die dort angegebenen Quellen.

Tabelle 36: Potentiale für Windkraftanlagen an Festlandsstandorten

Regionaler Bezug	Quelle	Leistungspotential nach Windklasse [MW]			Summe [MW]
		Schwach	Mittel	Stark	
Baden-Württemberg	[Wiese et al. 1994]	3120 - 3370	159 - 171	22 - 24	3301 - 3525
	[Kaltschmitt et al. 1992]	529 - 571	259 - 278	22 - 24	811 - 875
	[Nitsch 1999]	961 - 1038	244 - 262	75 - 82	1281 - 1385
Übrige Bundesländer	[Diekmann et al. 1995]	30377	7070	672	38119

Eigene Berechnungen auf Basis der angegebenen Quellen.

Für den Bereich der Offshore-Standorte wird in [Matthies et al. 1995, S. 79] auf Basis eines geografischen Informationssystems eine für die Aufstellung von Windkraftanlagen verfügbare Fläche von 16959 km² für die Bundesrepublik Deutschland genannt. Bei der in [Matthies et al. 1995] unterstellten Aufstellung von Anlagen mit einer Leistung von 6 MW und einem Anlagenabstand von einem Kilometer ergibt sich eine theoretisch installierbare Leistung von 101 GW. Für den Fall, dass von derzeit verfügbaren Anlagen mit 2,5 MW ausgegangen wird, beläuft sich das Potential auf 42 GW. Allerdings ist aufgrund der aktuellen Entwicklungen nicht davon auszugehen, dass dieses sehr umfangreiche Potential in den kommenden Jahren problemlos erschlossen werden kann. Obwohl Offshore-Windparks mit einer Leistung von mindestens 600 MW in Planung sind, ist nicht mit einer Realisierung vor dem Jahr 2005 zu rechnen [BWE 2000c]. Aufgrund dieser Situation, die unter anderem durch die Planungsverfahren, die Vielzahl der beteiligten Institutionen wie auch durch Anwohnerproteste bestimmt ist [BWE 2000c], wird im Rahmen der Modellierung von einem zunächst sehr restriktiven Ausbau der vorhandenen Offshore-Potentiale ausgegangen. Die angenommenen Zubauraten sind in Tabelle 37 angegeben.

Tabelle 37: Angenommene Zubaupotentiale für Offshore-Windkraftanlagen

	2010-2015	2015-2020	2020-2025	2025-2030
Mögliche Zubaumengen [MW]	600	600	5000	5000

In Abhängigkeit von den Windverhältnissen ergeben sich Unterschiede bei den Stromerträgen von Windkraftanlagen. Dabei gibt es grundsätzlich Unterschiede zwischen geografischen Regionen, wie z. B. Küste und Binnenland, aber auch zwischen Standorten mit unterschiedlichen mittleren Windgeschwindigkeiten. Für die Abbildung der Stromerzeugung aus Windkraft wird daher zwischen Baden-Württemberg als typischer Binnenlandregion und den übrigen Bundesländern, die auch Küstengebiete und flache Regionen abdecken, differenziert. Diese unterschiedlichen Verhältnisse in den einzelnen Klassen werden über die jährlichen Vollbenutzungsstunden (VBh) der Anlagen ausgedrückt. Die Ausgangswerte werden dabei aus den Angaben zum Windjahr 1998 in [Wagner 1999] bestimmt. Damit ergeben sich für ein Windnormaljahr 780 VBh für Baden-Württemberg und 1486 VBh für die übrigen Bundesländer. Die weitere Differenzierung nach Windklassen ist in Tabelle 38 dargestellt. Für Offshore-Anlagen wird aufgrund der besseren Windverhältnisse mit 3500 VBh von deut-

lich höheren Erträgen ausgegangen [BMU 2000a, S. 47], [Greenpeace 2000, S. 15], [LTI 1998, S. 91].

Tabelle 38: Vollbenutzungsstunden bei Windkraftanlagen

Region	Windklasse	Vollbenutzungsstunden [VBh] im Jahr ...		
		2000	2010	2020
Baden-Württemberg	stark	1661	1722	1722
	mittel	1232	1273	1273
	schwach	780	807	807
Übrige Bundesländer	stark	3167	3284	3284
	mittel	2350	2428	2428
	schwach	1486	1540	1540
Offshore	stark	3500	3629	3629

Im Rahmen der technischen Weiterentwicklung sowie aufgrund von Lerneffekten bei der Industrie, die gerade im Bereich der Windkraftanlagen anhand der hohen Installationszahlen der vergangenen Jahre stetig voranschreiten, sind Erhöhungen der Anlageneffizienz wie auch Reduktionen bei den spezifischen Investitionen und den Betriebskosten zu erwarten. Zur Abbildung dieser Effekte wird für die Jahre 2010 und 2020 die Verfügbarkeit verbesserter Technologien angenommen. Auf Grundlage der in [BMU 2000a, S. 141 ff.] und [LTI 1998, S. 102 ff.] angegebenen Lernkurven sowie von Werten aus [Diekmann et al. 1995] ergibt sich die in Tabelle 38 und Tabelle 39 dargestellte Entwicklung.

Die Daten zu den spezifischen Investitionen für Onshore-Anlagen wurden anhand einer Auswertung der Datenblätter in [BWE 1999] und [BWE 2000d] bestimmt und stellen somit den aktuellen Stand dar. Für Offshore-Anlagen kann bei den Investitionen nach [LTI 1998, S. 104 und 243] von einem Unterschied in Höhe von mindestens 30 % im Vergleich zu Festlandsanlagen ausgegangen werden. In [Greenpeace 2000, S. 15] wird von spezifischen Investitionen für die Anlage von 1700 DM/kW ausgegangen, wobei noch Zusatzausgaben für Netzanschluss, Fundamente usw. zu berücksichtigen sind. Diese belaufen sich bei einem Küstenabstand zwischen 30 und 50 km auf 82 - 176 % der reinen Anlageninvestition. Auf dieser Basis ergeben sich in Analogie zu [BMU 2000a, S. 47] die in Tabelle 39 ausgewiesenen spezifischen Investitionen von 3000 DM/kW. Die Instandhaltungs- und Wartungskosten sowie weitere aus der Investition abgeleitete Kosten werden auf Basis der Angaben in [Hahn 1999] zu 42 DM/kW a angenommen. Als Lebensdauer wird mit 20 Jahren die bisher typische Auslegungsdauer verwendet [Hahn 1999].

Tabelle 39: Entwicklung der spezifischen Investitionen von Windkraftanlagen

Jahr	Onshore			Offshore		
	2000	2010	2020	2000	2010	2020
spez. Investition [DM/kW _{el}]	1856	1596	1457	3000	2700	2445

6.3.3.3 Biomassenutzung

Obwohl beim Einsatz von Biobrennstoffen CO₂ freigesetzt wird, spielen die Optionen zur Biomassenutzung eine wichtige Rolle in der Diskussion um Alternativen zur Reduktion von Klimagasen bei der Stromerzeugung. In diesem Zusammenhang ist ausschlaggebend, dass Biobrennstoffe als CO₂-neutral angesehen werden, da das bei der energetischen Nutzung freiwerdende CO₂ zuvor beim Pflanzenwachstum der Atmosphäre entzogen und gebunden wurde. Vor diesem Hintergrund kann die Biomasseverbrennung als CO₂-neutraler Kreislauf interpretiert werden. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass mit einer Biomassenutzung auch die Emission anderer, z. B. versauernd wirkender, Stoffe verbunden ist.

Bei der energetischen Nutzung von Biomasse können neben Holz oder Gülle auch Getreideganzpflanzen zur Verbrennung oder Alkoholerzeugung eingesetzt werden. Da das entsprechende Getreide auch als Nahrungsmittel verwendet werden kann, ist der Einsatz zur Energieerzeugung unter ethischen Gesichtspunkten nicht unumstritten [Flaig et al. 1995, S. 21], [Kaltschmitt et al. 1993, S. 130]. Daher erscheint eine Realisierung dieser Energieerzeugungspotentiale auch bei ökonomischen Vorteilen fragwürdig. Aus diesem Grund werden die Potentiale für die Nutzung von Getreide in dieser Arbeit nicht berücksichtigt.

Aufgrund der unterschiedlichen Kraftwerkstechnologien in Abhängigkeit des Biobrennstoffs wird im Weiteren zwischen den drei Kategorien feste, flüssige und gasförmige Biobrennstoffe unterschieden.

6.3.3.3.1 Flüssige Biobrennstoffe

Im Bereich der flüssigen Biobrennstoffe spielen neben Alkoholen, die beispielsweise durch Vergärung und Destillation aus Getreide gewonnen werden können, Rapsöl und die daraus hergestellten Produkte eine entscheidende Rolle. Die intensive Nutzung von Alkoholen zur Stromerzeugung wird im Rahmen dieser Arbeit nicht weiter untersucht, da eine umfangreiche Alkoholerzeugung auch den Aufbau einer entsprechenden Infrastruktur zur Destillation erforderlich macht. Dies führt nachzeitigem Kenntnisstand im Vergleich zu einer Nutzung anderer Biobrennstoffe zu deutlichen Zusatzinvestitionen, so dass im Rahmen einer Produktion von grünem Strom diese Option mit Blick auf die Stromgestehungskosten von anderen Alternativen dominiert wird.

Nach [Flaig et al. 1995, S. 12] sind die Anbaubedingungen für Raps in Baden-Württemberg als ungünstig einzustufen, was dazu führt, dass eine Ausweitung des Rapsanbaus nicht in Frage kommt. Das bisher erzeugte Rapsöl wird überwiegend im Bereich der Nahrungs- und Futtermittelindustrie sowie als Schmierstoff oder biologisch abbaubares Hydrauliköl verwendet [Flaig et al. 1995, S. 12]. Dies bedeutet, dass im Fall einer energetischen Nutzung das Rapsöl nach Baden-Württemberg importiert werden müsste. Dabei wird aufgrund der konkurrierenden Nutzungsmöglichkeiten ein Import aus dem Ausland nicht als realistisch angesehen [Flaig et al. 1995].

Bisher wird Rapsöl überwiegend im Verkehrsbereich verwendet. Da dort weitere umfangreiche Potentiale, z. B. als Biodiesel, bestehen, wird davon ausgegangen, dass eine energetische Nutzung von Rapsöl zur Stromerzeugung auch zukünftig

nicht in Frage kommt. Aufgrund der beschriebenen Situation ist es nicht erforderlich, den Bereich flüssiger Biobrennstoffe im Rahmen der vorliegenden Arbeit weiter zu berücksichtigen.

6.3.3.3.2 Biogene Festbrennstoffe

Als Festbrennstoffe kommen vor allem Holz, Stroh sowie spezielle Energiepflanzen, wie z. B. Chinaschilf (*Miscanthus*), in Frage. Bei einem Anbau dieser Energieträger auf Plantagen ist die verfügbare Anbaufläche sowie die konkurrierende Nutzung der Fläche durch die verschiedenen Alternativen als Potentialfaktor zu berücksichtigen. Zur Abschätzung der verfügbaren Anbauflächen werden die Werte aus [Kaltschmitt et al. 1993] verwendet. Die maximalen Potentiale zur Produktion auf Plantagen gehen von einer vollständigen Nutzung der gesamten verfügbaren Fläche durch eine Option aus. Die Erzeugung von Biobrennstoffen auf Plantagen wird zur Modellierung der Flächenaufteilung zwischen den verschiedenen Optionen sowie aufgrund unterschiedlicher Preise verschiedener Energieträger gesondert abgebildet.

Stroh entsteht üblicherweise als Nebenprodukt beim Getreideanbau. Das Getreidestroh wird bisher überwiegend in der Landwirtschaft und Viehzucht, z. B. als Einstreu in Viehställen, genutzt. Dies bedeutet, dass im Falle einer umfangreichen energetischen Nutzung eine Konkurrenzsituation zwischen den verschiedenen Verwendungsmöglichkeiten entstehen kann. Als Potentiale werden für Baden-Württemberg 5,8 PJ/a und für die übrigen Bundesländer 68,7 PJ/a angenommen [Kaltschmitt et al. 1993, S. 216]. Die verfügbaren Preisangaben differieren sehr stark. So ergeben sich aus den Preisangaben in [Diekmann et al. 1995, S. 192], [Kaltschmitt et al. 1993, S. 219] und [Hartmann et al. 1997, S. 51 ff.] Preise zwischen 3,6 und 9,6 DM/GJ⁵¹. Allerdings ist nach [Hartmann et al. 1997] bei den Preisangaben zu berücksichtigen, dass es keinen Markt für Stroh gibt. Die Preise werden üblicherweise bilateral ausgehandelt und können sich daher sehr stark unterscheiden. Im Rahmen der Modellierung wird daher für das Jahr 2000 von einem mittleren Preis von 6,4 DM/GJ ausgegangen.

Das zur energetischen Nutzung einsetzbare Holz kann entsprechend der Herkunft und des sich daraus ergebenden Preises in verschiedene Sortimente aufgeteilt werden. Dabei wird üblicherweise zwischen Alt- oder Gebrauchtholz und Restholz aus Industrie, Sägewerken oder Landschaftspflege sowie Rinde unterschieden⁵². Kennzeichnend für einzelne Holzarten ist, dass diese nur beschränkt für die energetische Nutzung verfügbar sind, da auch eine stoffliche Nutzung, z. B. in der Spanplatten- oder Zellstoffindustrie, möglich ist. Dies trifft vor allem für die mit Preisen von unter 2 DM/GJ im Vergleich zu anderen Holzarten billigen unbehandelten Althölzer zu⁵³. Für die kommenden Jahre ist nach [Marutzky 2000] durch eine verstärkte Nachfrage aus der Zellstoffindustrie mit einem zunehmenden Wettbewerb zwischen

⁵¹ Da sich die in den genannten Quellen verfügbaren Preisangaben auf verschiedene Jahre beziehen, wurden die Werte auf Basis der vom Statistischen Bundesamt veröffentlichten Teuerungsrate für pflanzliche Produkte auf das Jahr 1999 umgerechnet.

⁵² Für eine genaue Charakterisierung der verschiedenen Holzarten siehe z. B. [Rentz et al. 2000a, S. 7 ff.].

⁵³ Zu detaillierten Preisangaben für einzelne Holzsortimente siehe z. B. [Rentz et al. 2000a].

stofflicher und energetischer Holzverwertung zu rechnen. Aufgrund dieser Konkurrenzbeziehung zwischen verschiedenen Nutzungsmöglichkeiten ist es im Rahmen einer längerfristigen Betrachtung nicht sinnvoll, die Planung von Kraftwerksanlagen auf einzelne Holzsortimente einzugrenzen. Aus diesem Grund wird lediglich ein durchschnittliches Holzsortiment mit einem durchschnittlichen Preis in das entwickelte PERSEUS-REG² Modellsystem integriert. Der Preis und die Potentiale für Baden-Württemberg werden auf Basis der detaillierten Werte in [Rentz et al. 2000] abgeleitet⁵⁴. Allerdings sind bei der Bestimmung des im Rahmen der Stromerzeugung energetisch nutzbaren Potentials die folgenden Restriktionen zu berücksichtigen, welche sich potentialmindernd auswirken:

- sich verschärfende Konkurrenzsituation zwischen stofflicher und energetischer Nutzung,
- Eigenverbrauch eines Großteils der in der Industrie anfallenden Holzreste durch die jeweiligen Betriebe [Baumert 1999],
- Konkurrenz zwischen Wärme- und Stromerzeugung aus Holz.

Tabelle 40: Potentiale und Preisentwicklung fester biogener Brennstoffe

Energieträger	Potential [PJ/a]		Preis [DM/GJ]			
	Baden-Württemberg	Übrige Bundesländer	2000	2010	2020	2030
Durchschnittliches Holzsortiment	20	122	7,5	9,1	10,5	12,7
Plantagenholz	20 ^a	276 ^a	8,4 ^a	10,2	11,7	14,2
Reststroh	5,8	68,7	6,4	7,8	9	10,8
Energiepflanzen	14,6 ^a	218,7 ^a	9,4 ^a	11,4	13,1	15,9

^a: [Kaltschmitt et al. 1993, S. 150 ff.]

Quellen siehe Text sowie eigene Berechnungen.

Aufgrund der bestehenden Nutzung industrieller Holzabfälle in den einzelnen Betrieben wird für die Abschätzung eines langfristig verfügbaren Potentials davon ausgegangen, dass diese Holz mengen für die allgemeine Stromversorgung nicht zur Verfügung stehen. Aufgrund der zunehmenden Konkurrenz zwischen stofflicher und energetischer Nutzung verringern sich die in Kraftwerken einsetzbaren Potentiale. In [Baumert 1999, S. 694] wird der energetisch nutzbare Anteil mit 30 % abgeschätzt. Auf dieser Basis ergibt sich ein Potential von 31 PJ/a. Da es eine Konkurrenzbeziehung zwischen Strom- und Wärmeerzeugung gibt, wird unterstellt, dass auch im Rahmen einer gezielten Förderung grünen Stroms nicht die gesamte Menge zur Stromerzeugung genutzt werden kann. Aus diesem Grund wird ein weiterer Abschlag von einem Drittel zur Wärmeerzeugung abgezogen. Das sich dann ergebende Potential von 20 PJ/a kann auch unter den angegebenen Restriktionen als längerfristig gesichert angesehen werden⁵⁵. Die Abschätzung für die übrigen Bundesländer

⁵⁴ Weitere, teilweise sehr differierende Angaben zu Holzpotentialen in Baden-Württemberg finden sich in [Nitsch 1999], [Baumbach et al. 1998], [Kaltschmitt et al. 1993], [Kaltschmitt et al. 1992].

⁵⁵ Im Gegensatz dazu wird im Rahmen eines Exkurses in Kapitel 7.3.1.3 gezielt eine Ausschöpfung des gesamten Potentials untersucht.

ergibt ein Potential von 122 PJ/a [Diekmann et al. 1995, S. 203]. Dieser Wert liegt zwischen den Angaben in [Kaltschmitt et al. 1993, S. 192] und [Baumert 1999, S. 694] und kann daher als mittlerer Betrag interpretiert werden. Als Ausgangspreis für das durchschnittliche Holzsortiment ergibt sich unter Berücksichtigung der Angaben in [Hartmann et al. 1997], [Diekmann et al. 1995], [Kaltschmitt et al. 1993], [Rentz et al. 2000] ein Preis von 7,5 DM/GJ, wobei auch hier anzumerken ist, dass der Holzmarkt sehr stark durch regionale Angebote und Nachfrage geprägt ist.

Die unterstellte Preisentwicklung bei den biogenen Festbrennstoffen orientiert sich am Wachstumspfad der fossilen Konkurrenzenergieträger Steinkohle, Erdgas und Heizöl. Dadurch wird der grundsätzlichen Konkurrenzbeziehung zwischen regenerativen und fossilen Energieträgern bei der Stromerzeugung Rechnung getragen. Weiterhin sind im Falle einer zunehmenden Nachfrage, z. B. aufgrund der Realisierung eines umweltpolitischen Instruments, steigende Preise bei regenerativen Energieträgern zu erwarten, die sich dann an den zur Verfügung stehenden Alternativen ausrichten werden.

Tabelle 41: Daten zu Kraftwerksanlagen für biogene Festbrennstoffe

Anlagentyp	Output	Jahresnutzungsgrad	Spezifische Investition [DM/kW _{el}]	Spez. fixe Ausgaben [DM/kW _{el} a]	Betriebsmittelverbrauchsabhängige Ausgaben [Pf/kWh _{el}]	Bemerkung
Biomasse-Heizkraftwerk	Elektrizität/Wärme	88 %	5470	88	5	$\eta_{el} = 26 \%$
Fossiles Kraftwerk mit Biomassezufernung	Elektrizität	35 %	1340	29	0,5	Input Steinkohle und Biomasse, Biomasseanteil nach [Ott 1997] auf 25 % begrenzt, auch KWK möglich
BHKW Holzgas	Elektrizität/Wärme	70 %	4658	46	4	$\eta_{el} = 30 \%$
Stirling BHKW Holzgas	Elektrizität/Wärme	75 %	6767	177	4,2	$\eta_{el} = 26 \%$
Gasturbine Holzgas	Elektrizität/Wärme	78 %	4000	80	7	$\eta_{el} = 28 \%$
IGCC ^a	Elektrizität/Wärme	82 %	5350	94	2,3	$\eta_{el} = 35 \%$

^a: Integrated Gasification Combined Cycle auf Biomassebasis.

η_{el} = Elektrischer Nutzungsgrad.

Quellen: [Buchberger 1998], [Ott 1997], [CBT 1993], [DEA 1996], [BMU 2000a], [Adam 1999] sowie eigene Berechnungen.

Als Optionen zur Nutzung der verschiedenen festen Biobrennstoffe steht die Verbrennung in reinen Biomassekraftwerken oder die Zufeuerung in Kohlekraftwerken zur Verfügung. Die entsprechenden Technologien sind in zahlreichen Anlagen bereits praxiserprobt, so dass ein breiter Einsatz realisiert werden kann. In

[Buchberger 1998], [CBT 1993] und [DEA 1996] finden sich Beschreibungen zahlreicher Biomassekraftwerke. Auf Basis der Daten zu existierenden Biomassekraftwerken werden die in Tabelle 41 angegebenen Charakteristika der im Modell abgebildeten Referenzanlagen bestimmt. Bei der Biomassezufuhr in Steinkohlekraftwerken wird in Anlehnung an [Ott 1997] von einem maximalen Biomasseanteil von 25 % am gesamten Energieinput ausgegangen. Bei größeren Biomasseanteilen erhöhen sich aufgrund der Charakteristika der Biobrennstoffe die Volumenströme innerhalb der Kraftwerksanlage derart, dass eine entsprechende Anlage größer dimensioniert werden muss, was zu höheren spezifischen Investitionen führt. Neben der Verbrennung in Heizkraftwerken stellt die thermische Biomassevergasung und die anschließende Verbrennung des Holzgases in Gasturbinen, Motor-BHKW oder Stirling-BHKW eine Zukunftsoption dar. Für diese Anlagenkonzepte existieren derzeit überwiegend Versuchsanlagen. Eine Zusammenstellung der verschiedenen Alternativen sowie der zugrundeliegenden technischen Konzepte findet sich beispielsweise in [Buchberger 1998]. Zur Abbildung der zukünftigen Weiterentwicklung der Technologien zur Nutzung fester Biomasse werden Lerneffekte berücksichtigt. Auf Grundlage der Angaben zu Lernkurven in [LTI 1998] und [BMU 2000a] wird bis zum Jahr 2010 eine Senkung der spezifischen Investitionen um 5 % und bis 2020 um 20 % im Vergleich zur Ausgangslage erwartet.

6.3.3.3 Gasförmige Biobrennstoffe

Bei den gasförmigen Biobrennstoffen handelt es sich um Deponie- und Klärgas sowie Biogas aus der Vergärung biologischer Abfälle. Deponiegas muss gemäß der Technischen Anleitung Siedlungsabfall⁵⁶ durch geeignete Anlagen erfasst und verwertet werden. Da für die Zukunft mit einem Rückgang der zu deponierenden Abfallmenge sowie mit einer Veränderung der Abfallzusammensetzung zu rechnen ist [Kaltschmitt et al. 1993, S. 282], [UVM 2000], kann nicht von einer dauerhaft gleichbleibenden Deponiegasmenge ausgegangen werden. Zur Abschätzung der Verfügbarkeit wird der in [Kaltschmitt et al. 1993, S. 283] angegebene Verlauf unterstellt. Dies bedeutet, dass in Baden-Württemberg ein Rückgang der verfügbaren Gasmenge von 2,9 PJ/a in 2000 auf 0,15 PJ/a im Jahr 2020 zu erwarten ist. Für die übrigen Bundesländer wird von 20 PJ/a in 2000 ausgegangen, wobei hier aufgrund fehlender Daten die Neuen Bundesländer nicht berücksichtigt sind.

Klärgas entsteht in Kläranlagen, die mit einer biologisch-anaeroben Klärstufe ausgestattet sind. Für diese Anlagen ist die energetische Nutzung des anfallenden Gases besonders attraktiv, da ein hoher Eigenbedarf, z. B. zur Beheizung der Faultürme, besteht. Aufgrund dieser Situation steht nur ein kleiner Teil der gesamten Energiemenge zur Produktion von grünem Strom für die öffentliche Versorgung zur Verfügung. In [Diekmann et al. 1995, S. 212] wird dafür ein Wert von 4 % genannt, aus [Kaltschmitt et al. 1993, S. 286] ergeben sich 5,5 %. Bei einer Verfügbarkeit von 4 % der erzeugten Elektrizität für die öffentliche Versorgung ergibt sich aus [Kaltschmitt et al. 1993, S. 284] ein Potential von 0,2 PJ_{el}/a für Baden-Württemberg und von 0,85 PJ_{el}/a für die übrigen Bundesländer.

⁵⁶ TA Siedlungsabfall Abschnitt 10.6.5.2.

Die Produktion von Biogas auf Basis einer Vergärung organischer Abfälle beschränkt sich zur Zeit überwiegend auf den Bereich der Landwirtschaft. Dabei wird vor allem Gülle und Mist aus der Nutztierhaltung eingesetzt. Darüber hinaus ist eine Nutzung biogener Abfälle aus der Lebensmittelindustrie oder aus Großküchen möglich⁵⁷. Für Baden-Württemberg wird das verfügbare Biogaspotential mit 6 PJ/a und für die übrigen Bundesländer mit 74,9 PJ/a abgeschätzt [Kaltschmitt et al. 1993, S. 245].

Sämtliche Gase werden üblicherweise in Blockheizkraftwerken (BHKW) verbrannt, wobei Elektrizität und Wärme erzeugt wird. Die zur Modellierung erforderlichen Anlagendaten werden aus [MHKW 1999] abgeleitet und stellen den aktuellen Stand der Technik dar. Für ein Gas-BHKW mit 500 kW_{el} ergeben sich spezifische Investitionen von 1200 DM/kW_{el}. Zusätzliche Kosten für Anlagen zur Gasfassung werden gesondert berücksichtigt. Im Fall von Deponiegas ist durch die TA Siedlungsabfall eine Gasfassung vorgeschrieben und kann daher zu den Kosten des Deponiebetriebs gerechnet werden. Bei Klärgas können die Kosten für Gasfassung und anaerobe Stufe der Abwasserreinigung zugerechnet werden. Damit ist es gerechtfertigt, dass für die Klär- und Deponiegasnutzung lediglich die Kosten des Motoraggregats bei der Bestimmung der Strom- und Wärmepreise berücksichtigt werden. Bei Anlagen zur Biomassevergärung sind zusätzlich zum BHKW die Reaktoren zur Vergärung erforderlich. Die in diesem Bereich bisher realisierten Anlagen haben überwiegend eine elektrische Leistung von unter 0,5 MW, so dass aufgrund der Anlagengröße mit spezifischen Investitionen, die im Bereich von 1500 – 4000 DM/kW_{el} liegen [MHKW 1999], gerechnet werden muss. Auf Basis der Angaben in [BMU 2000a, S. 51], [Buchberger 1998, S. 168], [Jäckel 1997] und [Buschner 1997] können spezifische Investitionen für die Komplettanlage von 13600 DM/kW_{el} und spezifische fixe Ausgaben in Höhe von 90 DM/kW_{el} a abgeleitet werden. Allerdings ist hierbei anzumerken, dass die in der Literatur genannten Werte eine große Spannweite aufweisen. In Abhängigkeit des Eigenleistungsanteils und der Anlagengröße können auch geringere spezifische Investitionen erzielt werden (siehe dazu auch [Schulz 1997]).

6.3.3.4 Solarstrahlung

Solarstrahlung kann gleichermaßen zur Strom- wie auch zur Wärmeerzeugung genutzt werden. Da im Rahmen der vorliegenden Arbeit der Schwerpunkt auf dem Stromsektor liegt, wird nur die Nutzung zur Stromerzeugung näher in Betracht gezogen. Als technische Systeme kommen dabei photovoltaische Anlagen sowie solarthermische Kraftwerke in Frage. Da zum Betrieb solarthermischer Anlagen ein hoher Anteil direkter Sonneneinstrahlung erforderlich ist, kann dieser Anlagentypus in der Bundesrepublik Deutschland unter technischen wie ökonomischen Gesichtspunkten nicht erfolgreich betrieben werden [Staiß et al. 1994, S. 2]. Aus diesem Grund werden im Weiteren lediglich Photovoltaikanlagen berücksichtigt. Photovoltaik-einzelanlagen weisen, ähnlich wie Windkraftkonverter, üblicherweise sehr geringe Leistungen im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken auf, was dazu führt, dass ein Anlagenbestand üblicherweise durch eine große Anzahl an Einzelanlagen gekenn-

⁵⁷ In [Schulz 1997] wird sogar empfohlen die Kofermentation bei der Anlagenplanung in jedem Fall zu berücksichtigen.

zeichnet ist. In Kombination mit der breiten räumlichen Verteilung ist die Annahme zulässig, dass diese Konstellation zu einer Vergleichmäßigung des Leistungsangebots beiträgt. Dies bedeutet, dass die Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen im Rahmen einer Langfristplanung in Form eines während der Tagesstunden gleichmäßigen Lastbandes abgebildet werden muss⁵⁸.

Zur Abschätzung der Potentiale wird die verfügbare Aufstellfläche für Photovoltaikanlagen herangezogen. Als Aufstellmöglichkeiten für Solarmodule kommen zum einen Gebäudeflächen, wie Fassade oder Dach, in Frage. Da diese Bereiche üblicherweise nur kleinere zusammenhängende Flächen aufweisen, ist hier überwiegend die Installation von Kleinanlagen relevant. Weiterhin ist zu berücksichtigen, dass diese Flächen aufgrund der in den Gebäuden existierenden Wärmenachfrage auch für thermische Solarkollektoren genutzt werden können. Nach [Nitsch 1999, S. 16] ergibt sich nach Abzug der konkurrierender Nutzungsmöglichkeiten eine für Photovoltaikanlagen verfügbare Gebäudefläche von 75 km² für Baden-Württemberg. Andere Studien wie [Kaltschmitt et al. 1992] oder [Staiß et al. 1994] weisen ähnliche Werte aus. Als Alternative zur Gebäudemontage ist auch eine Installation auf Freiflächen möglich. Da hier eine räumliche Nähe zu Wärmenachfragern nicht grundsätzlich gegeben ist, wird eine Konkurrenznutzung durch thermische Solarkollektoren ausgeschlossen. Weil eine Freiflächennutzung üblicherweise zu einem Landschaftsverbrauch und den damit verbundenen negativen Umweltauswirkungen führt, wird hier im Zuge einer restriktiven Abschätzung das Potential mit 50 km² [Nitsch 1999, S. 16] angenommen. Werte in [Kaltschmitt et al. 1992], [Kaltschmitt et al. 1993], [Staiß et al. 1994] liegen mit bis zu 317 km² deutlich darüber. Zur Abschätzung der Flächenpotentiale für die übrigen Bundesländer wird auf [Kaltschmitt et al. 1993] zurückgegriffen. Da aus diesen Werte der mögliche Anteil thermischer Solarkollektoren noch abgezogen werden muss, werden die Werte entsprechend korrigiert⁵⁹. Bei einer jährlichen Einstrahlung von 1250 kWh/m² [Staiß et al. 1994] ergibt sich das in Tabelle 42 dargestellte Potential zur Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen.

Tabelle 42: Potentialabschätzung für Solarstrahlung

[P _{J_e} /a]	Kleinanlagen (Gebäude)	Großanlagen (Freifläche)
Baden-Württemberg	337	225
Übrige Bundesländer	945	4321

Die in das PERSEUS-REG² Modell integrierten Daten zu Wirkungsgrad und spezifischen Investitionen für aktuelle Anlagen wurden auf Basis einer Marktübersicht in [Photon (Hrsg.) 2000] ermittelt. Zur Ableitung der zukünftigen Technologieentwicklung, die unter anderem durch die aktuelle Förderpraxis im Rahmen des EEG sowie durch das 100.00-Dächerprogramm stark vorangetrieben wird, werden die entsprechenden Lernkurvendaten aus [LTI 1998] und [BMU 2000a] verwendet. Da im Modellsystem die für die Versorgung zur Verfügung stehende elektrische Leistung

⁵⁸ Während der Nachtstunden ist eine Produktion in Photovoltaikanlagen nicht möglich.

⁵⁹ Die Korrektur wird auf Basis eines Vergleichs der Werte aus [Nitsch 1999] und [Kaltschmitt et al. 1993] für Baden-Württemberg durchgeführt.

abgebildet werden muss, ist es erforderlich, alle Daten für Photovoltaikanlagen, die sich auf die Peakleistung (kW_{peak}) der Gleichstromproduktion beziehen, auf die Wechselstromleistung (kW_{AC}) umzurechnen. Die entsprechenden Leistungsfaktoren können aus [Staiß et al. 1994] abgeleitet werden. Weiterhin ist noch der Wirkungsgrad des erforderlichen Wechselrichters zu berücksichtigen. Auf Basis dieser Daten ergeben sich die in Tabelle 44 dargestellten charakteristischen Technologien. Aufgrund zu erwartender Größendegressionseffekte bei Großanlagen kann hier von geringeren spezifischen Investitionen ausgegangen werden. Zur Abschätzung der Einsparungen wird auf die Angaben in [BMU 2000a] zurückgegriffen. Die jährlichen fixen Ausgaben werden mit einem Prozent der Investition angesetzt.

Tabelle 43: Daten zu Photovoltaikanlagen

		Charakteristische Daten für Photovoltaikanlagen ab ...			
		2000	2005	2010	2020
Wirkungsgrad η_{AC} ^a		9,56%	10,93%	12,83%	14,25%
Spezifische Investition [DM/ kW_{AC}]	Kleinanlagen	20250	16560	12860	10180
	Großanlagen	12990	10610	8250	6500

^a: Wirkungsgrad des Photovoltaikmoduls und des Wechselrichters

Quelle: [Photon (Hrsg.) 2000], [BMU 2000a], [Staiß et al. 1994] und eigene Berechnungen.

6.3.3.5 Geothermie

Erdwärme kann im Rahmen einer energetischen Nutzung sowohl zur Wärmege-
winnung als auch zur Stromerzeugung eingesetzt werden. In Baden-Württemberg
sind in diesem Zusammenhang aufgrund nachgewiesener hydrothermalener Energie-
vorkommen vor allem das Oberrheinbecken sowie das Molassebecken von Bedeu-
tung (siehe dazu z. B. [Kayser 1999, S. 10]). So weist beispielsweise der Oberrhein-
graben in der Region Karlsruhe/Bruchsal mit einem Temperaturniveau von bis zu
200°C in 5000 m Tiefe die besten Verhältnisse in Baden-Württemberg auf. Das
Temperaturniveau der übrigen Regionen Baden-Württembergs bewegt sich bei
dieser Tiefe im Bereich zwischen 140 und 180°C ([Kayser 1999, S. 10]). Es ist aber
zu berücksichtigen, dass die Nutzungsmöglichkeiten geothermischer Energie sehr
stark von den geologischen Rahmenbedingungen des einzelnen Standortes abhän-
gig sind. Gerade für die Stromerzeugung wird es damit schwierig, allgemeingültige
Aussagen zu den Stromgestehungskosten abzuleiten [Kaltschmitt et al. 1993,
S. 314].

Aufgrund des an baden-württembergischen Standorten erreichbaren Temperaturniveaus ist eine Stromerzeugung mit herkömmlichen Dampfturbinenanlagen, welche Wasser als Arbeitsmittel nutzen, nicht sinnvoll⁶⁰. Allerdings bietet sich in dieser Situation der Einsatz des, z. B. aus der Abwärmenutzung bekannten, Organic Rankine

⁶⁰ Nach [Bost et al. 1991] können konventionelle Kraftwerksprozesse bei einem Temperaturniveau zwischen 90 und 250°C nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden.

In dem aktuellen Stand der Technik entsprechenden Wärmekraftwerken werden üblicherweise Frischdampfzustände über 40 bar/450°C genutzt [Kehlhofer et al. 1984, S. 256], [Baehr et al. 1985, S. 107].

Cycle Prozesses (ORC-Prozess) an. Der Unterschied zu einem konventionellen Kraftwerkprozess liegt lediglich in der Wahl des Arbeitsmittels. Dieses sollte bereits bei niedrigeren Temperaturen hohe Dampfdrücke und eine große Dichte aufweisen [Bost et al. 1991]. Dazu eignen sich aufgrund der thermophysikalischen Eigenschaften vor allem organische Medien, wie z. B. FCKW oder andere Kältemittel [Kesselmann et al. 1996]. Aus dem Anwendungsfeld industrieller Abwärmenutzung sind verschiedene Einsatzmöglichkeiten von ORC-Anlagen bekannt (siehe z. B. [Bost et al. 1991], [Kesselmann et al. 1996], [Maier 1980]). Die typischen elektrischen Anlagenwirkungsgrade liegen für das in Baden-Württemberg erreichbare geothermische Temperaturniveau bei 10 bis 15 % [Bost et al. 1991]. Als spezifische Investitionen für die ORC-Anlage sind Werte zwischen 3500 und 4000 DM/kW_{el} anzusetzen [Bost et al. 1991], [Kesselmann et al. 1996], [Maier 1980]. Dem müssen noch die Kosten für die Bohrungen und weiterer Systemelemente, wie z. B. zusätzliche Wärmeübertrager, hinzugerechnet werden. Die reinen Kosten für eine Bohrung belaufen sich nach [Diekmann et al. 1995, S. 188] auf 3 bis 5 Mio. DM. Nach der in [Kaltschmitt et al. 1993, S. 316] angegebenen Formel ergeben sich für eine Bohrung in 2500 m Teufe Kosten von rund 6,4 Mio. DM. Hierzu ist anzumerken, dass das Temperaturniveau und die Ergiebigkeit nicht ausschließlich von der Bohrungsteufe abhängen, so dass zwischen Bohrkosten und dem dadurch verfügbaren Energiepotential nur ein eingeschränkter Zusammenhang besteht. Ergänzend ist neben den reinen Investitionen auch das - teilweise nicht unerhebliche - Risiko einer Fehlbohrung zu berücksichtigen. Dies ist nach [Diekmann et al. 1995, S. 188] einer der Gründe, warum solche Vorhaben gerade von kommunalen Unternehmen nicht realisiert werden. Hinzu kommt noch, dass sich Verfahren, wie das für die Stromerzeugung interessante Hot-Dry-Rock-Verfahren (HDR-Verfahren), derzeit noch in der Erprobungsphase befinden und deshalb keine fundierten Aussagen zu den Stromerzeugungskosten möglich sind⁶¹.

Die Situation bei geothermischen Stromerzeugungsanlagen unter den Bedingungen niedriger Temperaturniveaus ist einerseits durch mangelnde Daten und Erfahrungen sowie andererseits durch ein hohes Investitionsrisiko aufgrund möglicher Fehlbohrungen geprägt. Aus diesen Gründen ist es nicht möglich, die für eine Modellintegration dieser Option erforderlichen Daten mit ausreichender Genauigkeit abzuschätzen. Eine Berücksichtigung von Daten, welche mit entsprechenden Unsicherheiten behaftet sind, im PERSEUS-REG² Modell kann zu einer unerwünschten Verfälschung beziehungsweise deutlichen Verringerung der Validität der Modellergebnisse führen.

Aufgrund des Umstandes, dass sich die Technologie zur geothermischen Stromerzeugung derzeit noch im Versuchsstadium befindet, ist davon auszugehen, dass solche Anlagen erst in der zweiten Hälfte des im Rahmen dieser Arbeit untersuchten Analysezeitraumes für einen breiten Einsatz zur Verfügung stehen werden. In [Kaltschmitt et al. 1993, S. 315] werden, auf Basis theoretischer Kostenanalysen ermittelte, Stromgestehungskosten im Bereich von 28 – 50 Pf/kWh genannt. Ein Vergleich mit den Erzeugungskosten anderer regenerativer Energiequellen lässt deutlich werden, dass die geothermische Stromerzeugung zukünftig vor allem in Konkurrenz zu Photovoltaikanlagen treten wird.

⁶¹ Im elsässischen Soultz-sous-Forêts ist eine Pilotanlage für das HDR-Verfahren installiert.

6.3.4 Die Angebotsfunktion für grünen Strom auf europäischer Ebene

Neben den inländischen Erzeugungsmöglichkeiten für grünen Strom und/oder grüne Zertifikate wird zur Abbildung eines europäischen Marktes auch eine Angebotsfunktion für grünen Strom beziehungsweise grüne Zertifikate aus den übrigen Mitgliedsländern der europäischen Union in das PERSEUS-REG² Modell integriert (siehe dazu auch Kapitel 6.2.1.2). Die in diesem Rahmen erforderliche Potentialabschätzung für die Nutzungsmöglichkeiten regenerativer Energieträger zur Stromerzeugung in den einzelnen EU-Ländern basiert auf [Bräuer et al. 2000]. Die wesentliche dort getroffene Annahme zur Abschätzung des technischen Potentials unterstellt, dass die Potentialausnutzung jährlich nur um 2 % des gesamten Potentials gesteigert werden kann. Diese sehr restriktive Annahme zu den zukünftigen Nutzungsmöglichkeiten der bestehenden Potentiale kann im Wesentlichen durch folgende Punkte begründet werden. Zum einen gibt es verschiedene Hemmnisse beim weiteren Ausbau regenerativer Stromerzeugungstechnologien, wie z. B. zeitaufwendige Planungs- und Raumordnungsverfahren oder die Nicht-Verfügbarkeit entsprechender Technologien. Ein gutes Beispiel hierfür ist die aktuelle Situation bei der Nutzung von Offshore-Windkraftpotentialen in Deutschland (siehe Kapitel 6.3.3.2) aber auch die bisher zögerliche Haltung beim Ausbau der Windkraftnutzung in Schottland [Dudleston 2001, S. 3]. Zum anderen kann eine starke internationale Nachfrage nach Zertifikaten zu einem hohen Anteil an Strom aus erneuerbaren Energiequellen im Verteilnetz der Produktionsregionen führen. Für den Fall, dass diese Elektrizität aus fluktuierenden Energiequellen, wie z. B. Wind, gewonnen wird, müssen die Netzbetreiber in den betroffenen Regionen zusätzlichen Anstrengungen zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität unternehmen⁶². Falls grüner Strom und nicht nur Zertifikate in großem Umfang nachgefragt werden, müssen vor allem Regionen, die in Bezug auf die Übertragungskapazitäten eine schwache Anbindung an das europäische Verbundnetz haben, wie z. B. Großbritannien, zusätzliche Leitungskapazitäten zu den Nachfrageregionen, z. B. Deutschland, bereitstellen. Es ist davon auszugehen, dass die bei den Netzbetreibern anfallenden zusätzlichen Kosten letztlich auf die Nachfrage nach grünem Strom beziehungsweise Zertifikaten umgelegt werden. Die daraus resultierenden Preissteigerungen können den Einkauf auf einem internationalen Markt unrentabel machen und damit zu einer geringen Potentialausnutzung beitragen.

Vom zur Stromerzeugung verfügbaren Potential sind noch die nationalen Verpflichtungen der einzelnen Länder zur Produktion von grünem Strom abzuziehen. In diesem Rahmen wird von einer Umsetzung der in [EC 2000] genannten Mengen für die einzelnen Mitgliedsstaaten ausgegangen. Auf dieser Grundlage ergibt sich die in Abbildung 17 dargestellte kumulierte Angebotskurve für die Kombination Strom und Zertifikat. Anhand des Diagramms ist erkennbar, dass der Großteil des Potentials zu Kosten von unter 30 Pf/kWh_{el} genutzt werden kann. Im PERSEUS-REG² Modell ist diese Angebotskurve in Form der drei in Tabelle 44 dargestellten Potentialklassen abgebildet. Von besonderer Bedeutung ist dabei das Preisniveau der untersten Klasse, weil dadurch der Markteintritt internationaler Potentiale für den bundesdeutschen und baden-württembergischen Markt bestimmt wird.

⁶² Zu den Auswirkungen auf die Bereitstellung von Reserveleistung siehe z. B. [Dany et al. 2000a].

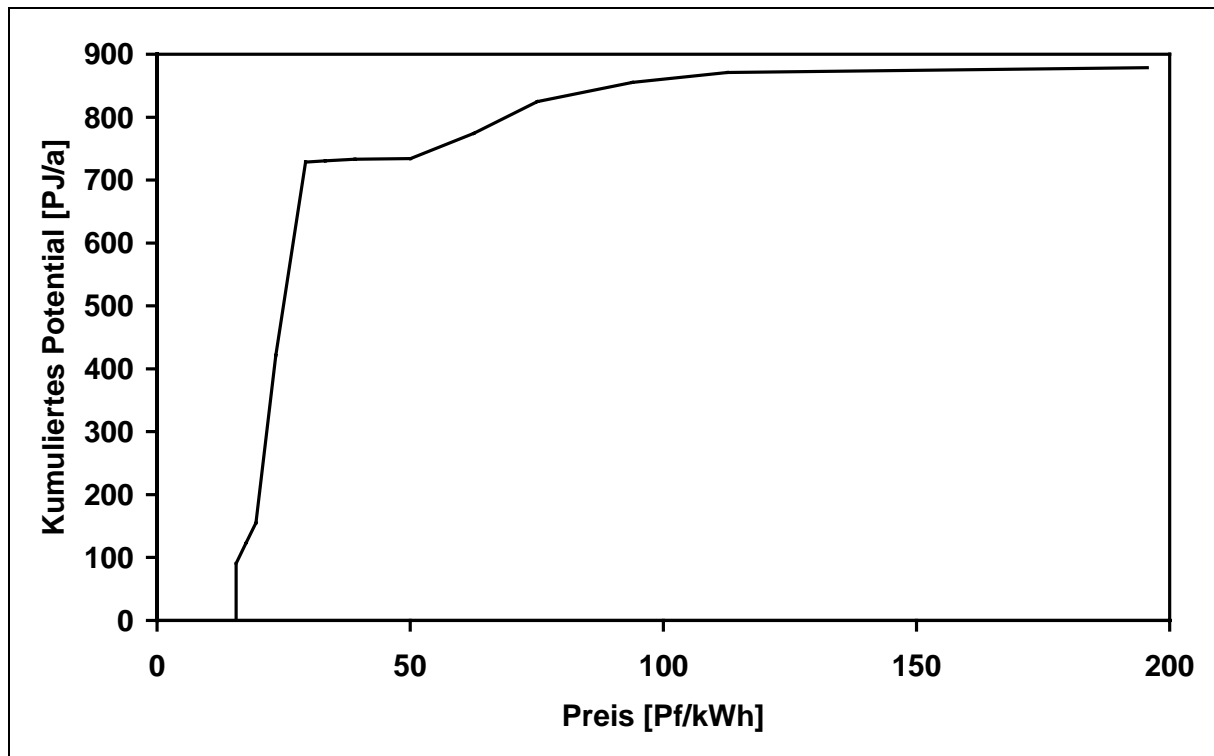


Abbildung 17: Kumulierte Angebotskurve für grünen Strom beziehungsweise grüne Zertifikate aus EU-Mitgliedsländern für 2010 (ohne Deutschland)

Tabelle 44: Modellierte Potentialklassen des internationalen Angebots an grünem Strom

	Klasse 1	Klasse 2	Klasse 3
Preis für Kombination Strom und Zertifikat ^a [Pf/kWh]	15,6	26,6	84,4
Potential [PJ/a]	155,2	573,2	150,3

^a: Als Erlös für den regenerativ erzeugten Strom wird der Marktpreis für Strom unterstellt.
Quelle: [Bräuer et al. 2000] und eigene Berechnungen

6.4 Abbildung umweltpolitischer Instrumente

6.4.1 Modellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)

Beim Erneuerbare-Energien-Gesetz handelt es sich um eines der aktuell in der Bundesrepublik Deutschland eingesetzten Instrumente zur Förderung der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen. Es stellt eine Weiterentwicklung des Stromeinspeisungsgesetzes (StrEG) dar und basiert auf einer Garantiepreisregelung. Der Geltungsbereich erstreckt sich auf Anlagen, welche von privaten oder unabhängigen Betreibern wie auch von EVU betrieben werden.

Ein wesentliches Problem des EEG ist der Umstand, dass auch unter Berücksichtigung der festen Einspeisetarife geförderte Anlagen auf Basis regenerativer Energieträger häufig nicht wirtschaftlich betrieben werden können⁶³. Ein Vergleich der zu erwartenden Stromgestehungskosten verschiedener geförderter Energieträger und

⁶³ Siehe dazu auch [Markard et al. 2000, S. 202].

Anlagentypen lässt folgende Situation deutlich werden. Auch bei Berücksichtigung einer geringen Renditeerwartung der Investoren liegen außer bei Deponie- und Klärgasanlagen die zu erwartenden Stromgestehungskosten durchschnittlicher Anlagen über den im EEG festgelegten Förderbeträgen. Selbst bei Windkraftanlagen, welche in den vergangenen Jahren wesentlich weiterentwickelt wurden, ist nur an (küstennahen) Standorten mit sehr guten Windverhältnissen ein wirtschaftlicher Betrieb möglich. Da entsprechende Standortbedingungen in Baden-Württemberg nicht verfügbar sind, ist davon auszugehen, dass die Förderbeträge für baden-württembergische Windverhältnisse zu gering sind.

Für die Realisierung von EEG-geförderten Stromerzeugungsanlagen bedeutet dies, dass neben ökonomischen Kriterien noch weitere Aspekte, wie z. B. Idealismus, Einkommenssteuereffekte oder die bestehenden Überkapazitäten bei fossilen Stromerzeugungsanlagen, Relevanz besitzen. Da die auf die Ausgabenminimierung ausgelegte Zielfunktion des PERSEUS-REG² Modells solche Motivationsfaktoren nicht erfassen kann, ist es erforderlich, die zu erwartende Entwicklung in Form von exogenen Vorgaben in das Modellsystem zu integrieren (siehe auch Kapitel 6.2.1.2).

Im PERSEUS-REG² Modell für Baden-Württemberg werden die im Folgenden dargestellten Annahmen zum Ausbau regenerativer Stromerzeugungsanlagen im Bereich privater und unabhängiger Betreiber berücksichtigt. Für Windkraftanlagen wird für das Jahr 1999 in [BWE 2000b] ein Anlagenbestand mit einer Leistung von 4444 MW für die gesamte Bundesrepublik Deutschland angegeben. Zur Entwicklung dieses Bestandes haben vor allem die sehr großen Leistungszuwächse in den Jahren ab 1995 mit Zubauten von bis zu 1500 MW pro Jahr beigetragen. Aufgrund der Zubauraten in den vergangenen Jahren und der Entwicklung im ersten Quartal 2000⁶⁴ wird für die Förderung nach EEG ein jährlicher Mindestzubau von 800 MW unterstellt⁶⁵. Die Aufteilung des gesamtdeutschen Ausbaus wird anhand der regionalen Anlagenverteilungen, die z. B. in [Wagner 1999] angegeben sind, auf die Region Baden-Württemberg und die verschiedenen Betreibergruppen heruntergebrochen. Auf dieser Basis ergibt sich der in Tabelle 45 dargestellte Windenergieausbau im Bereich privater Betreiber in Baden-Württemberg unter den Förderbedingungen des EEG.

Tabelle 45: Entwicklung der installierten Leistung von Windkraft- und Photovoltaikanlagen privater und unabhängiger Betreiber in Baden-Württemberg (eigene Berechnungen)

[MW]	2000	2002	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Windkraftanlagen	36,5	47,6	64,3	92,1	117	111,3	111,3	111,3
Photovoltaikanlagen	10,7	23,6	23,86	23,6	22,46	7,26	1,86	1,66

Beim zukünftigen Ausbau von Photovoltaikanlagen im privaten Bereich spielt neben dem EEG auch die Förderung durch das 100.000-Dächerprogramm der Bundesre-

⁶⁴ Siehe dazu z. B. die Statistiken des Bundesverband Windenergie (BWE) unter <http://www.windenergie.de>.

⁶⁵ In [BMU 2000a, S. 191] wird von einer geringeren Ausbaurrate ausgegangen. Da allerdings die dort genannten Hemmnisse nicht mehr bestehen, erscheint die angenommene Zubaurate von 200 MW/a zu gering.

gierung eine bedeutende Rolle⁶⁶. Die Förderwirkung des EEG wird anhand der in der Vergangenheit erreichten Zubauraten abgeschätzt. Auf Basis der Angaben in [Wagner 1999], [Wagner 1998], [Grawe et al. 1995] zu den Jahren 1994 bis 1998, in denen das StrEG gültig war, ergibt sich ein jährlicher Zuwachs von 500 kW_{peak} als plausibler Wert. In diesem Zusammenhang wird unterstellt, dass sich die Förderwirkung des EEG trotz der deutlich höheren Vergütung für Photovoltaikanlagen nicht von der des StrEG unterscheidet. Diese Annahme ist gerechtfertigt, da auch beim EEG noch eine beträchtliche Differenz zwischen tatsächlichen Stromgestehungskosten und Förderbetrag existiert und daher keine nennenswerte Steigerung der Attraktivität dieser Option aufgrund der höheren Förderung zu erwarten ist.

Das 100.000-Dächer Programm sieht für den Zeitraum bis 2003 die Installation einer Anlagenleistung von 300 MW_{peak} vor⁶⁷. Aufbauend auf dem geplanten Ausbaupfad wird die Förderwirkung dieses Instruments für Baden-Württemberg abgeschätzt. Aus der Regionalverteilung der zugesagten Förderungen ergibt sich zum 31.03.2000 bezogen auf die Anlagenleistung ein Anteil von 20 % für Baden-Württemberg⁶⁸, der für den weiteren Zeitraum als konstant angenommen wird. Aus der Kombination der Wirkungen beider Förderinstrumente ergibt sich der in Tabelle 45 dargestellte Ausbaupfad.

Bei Wasserkraftanlagen, die sich nicht im Besitz von EVU befinden, ist eine stetig ansteigende Entwicklung der ans Netz abgegebenen Strommenge zu verzeichnen, die aber nach [Wagner 1998] auf Aspekte wie höhere jährliche Nutzungsdauern, bessere Wasserausnutzung und geringerer Eigenverbrauch der Erzeuger zurückzuführen ist. Förderwirkungen des Stromeinspeisungsgesetzes in den vergangenen Jahren sind in diesem Zusammenhang nicht zu belegen [Wagner 1998]. Gegen starke Förderwirkungen des StrEG und des EEG sprechen auch die Hemmnisse, die sich aus den hohen Anforderungen der Genehmigungsverfahren für Wasserkraftanlagen ergeben. Aufgrund dieser Situation wird davon ausgegangen, dass trotz Förderung durch das EEG kein nennenswerter Ausbau privater Wasserkraftanlagen erfolgt und die bestehenden Kapazitäten im Wesentlichen erhalten bleiben.

Die Abschätzung der zukünftigen Entwicklung von Biogasanlagen auf Basis der Vergärung organischer Stoffe stützt sich ebenfalls auf die Wachstumsraten der vergangenen Jahre. Der mittlere Zubau von 1,7 MW/a im Zeitraum 1994-1998 wird auch für den weiteren Ausbau unter den Rahmenbedingungen des EEG angenommen.

Bei Deponiegasanlagen zeichnet sich aus den Vergangenheitsdaten ein jährlicher Zubau von 10 MW in der gesamten Bundesrepublik Deutschland ab. Auch aufgrund der Vorschriften der TA Siedlungsabfall zur Deponiegasnutzung wird solange von einer Beibehaltung dieses Wachstumspfades ausgegangen, bis die verfügbaren Potentiale ausgenutzt sind. Eine Aufteilung dieses Wertes auf die einzelnen

⁶⁶ Zum 100.000-Dächer Programm siehe z. B. Informationen der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) unter <http://www.kfw.de>.

⁶⁷ Geplanter Ausbaupfad nach [Grüne 2000]: 1999: 10 MW; 2000: 50 MW; 2001: 65 MW; 2002: 80 MW; 2003: 95 MW.

⁶⁸ Der aktuelle Stand der Kreditzusagen kann beispielsweise unter <http://www.uni-muenster.de/Energie/solar/markt/pvprog.html> abgefragt werden.

Bundesländer auf Grundlage der Angaben in [Wagner 1999], [Wagner 1998] ergibt eine Leistungszunahme von 0,85 MW/a für Baden-Württemberg. Bei Klärgas wird aufgrund nahezu konstanter Kapazitäten der Jahre 1997 und 1998 [Wagner 1998], [Wagner 1999] auch weiterhin von einer weitgehenden Konstanz der installierten Leistung ausgegangen.

Bei der Stromerzeugung aus festen Biobrennstoffen weist die installierte Anlagenleistung bei privaten Betreibern zwischen 1994 und 1998 Schwankungen auf⁶⁹. Zudem gibt es bei der Nutzung des bedeutendsten Biobrennstoffes Holz eine Konkurrenzbeziehung zwischen der stofflichen und der energetischen Nutzung, was zu Schwankungen der Brennstoffverfügbarkeit führen kann. Aufgrund dieser Situation sowie der grundsätzlich zur Stromerzeugung konkurrierenden Wärmegewinnung wird für die Förderung nach EEG von einem auch weiterhin konstanten Bestand von holzbefeuerten Anlagen ausgegangen.

6.4.2 Quotenregelung und Ausschreibungsmodell aus Sicht der Modellierung

Bei einer Quotenregelung, wie sie in Kapitel 2.1 vorgestellt wird, ist die umweltpolitische Zielsetzung über die Definition einer Mengenvorgabe für grünen Strom formuliert. Im Fall eines Ausschreibungsmodells wird die zu installierende Leistung von Stromerzeugungsanlagen auf Basis regenerativer Energieträger vorgegeben. Die Leistungsvorgabe kann unter Berücksichtigung der jährlichen Nutzung der geförderten Anlagen ebenfalls in eine Mengenvorgabe für grünen Strom überführt werden. Zur modellgestützten Analyse der Auswirkungen der Instrumente ist eine Integration dieser Zielvorgaben in das Energie- und Stoffflussmodell erforderlich. Da die Ziele einer Quotenregelung wie auch eines Ausschreibungsmodells durch eine Mengenvorgabe für grünen Strom beschrieben werden können, ist es möglich beide Instrumente in der gleichen Form in das PERSEUS-REG² Modell zu integrieren. Eine Differenzierung zwischen den beiden Instrumententypen ist damit aus modelltechnischer Sicht nicht erforderlich.

Die im Rahmen der vorliegenden Arbeit gewählte Sichtweise der diskutierten umweltpolitischen Instrumente aus dem Blickwinkel einer Mengenvorgabe für grünen Strom orientiert sich an der aktuellen energie- und umweltpolitischen Ausgangslage. Hier sind Umweltzielsetzungen zur Minderung von Treibhausgasemissionen bereits auf Mengenziele für grünen Strom heruntergebrochen (siehe z. B. [EC 2000]), so dass sich die Diskussion auf die Fragestellung nach dem Erreichen der Ziele konzentriert. Da die Zielsetzung der vorliegenden Arbeit an dieser Stelle ansetzt (siehe Kapitel 1.3), werden alternative Blickwinkel auf die Instrumente, wie beispielsweise über eine Budget- oder Emissionsbegrenzung, nicht weiter untersucht.

Neben einer Mengenvorgabe für grünen Strom wäre auch eine Beschränkung des zur Zielerreichung verfügbaren Budgets oder die Definition einer Emissionsgrenze als Vorgaben für die umweltpolitischen Instrumente möglich. Die methodischen Grundlagen zur Berücksichtigung von Obergrenzen für einzelne Schadstoffemissionen sowie speziell für Treibhausgase in einem PERSEUS-Modell werden in

⁶⁹ Siehe z. B. Aufstellungen in [Wagner 1998], [Wagner 1999], [Grawe et al. 1995].

[Ardone 1999] vorgestellt und im Rahmen einer Analyse von multinationalen Treibhausgasminderungsstrategien angewendet. Die Modellierung einer Ausschreibungsregelung auf Grundlage einer Budgetrestriktion wird beispielsweise in [Dreher et al. 2000b] diskutiert. Zur Abbildung eines der Instrumente auf Grundlage von Vorgaben zur installierten Anlagenleistung kann auf die in Kapitel 5.2.3.4 beschriebenen methodischen Möglichkeiten zur Definition von Kapazitätsrestriktionen zurückgegriffen werden.

6.4.3 Modellierung einer Mengenvorgabe für grünen Strom

Kernelement des entwickelten PERSEUS-REG² Modells ist das Elektrizitätsversorgungssystem der Region Baden-Württemberg (siehe Kapitel 6.2). Für diese Region werden die Auswirkungen einer Quotenregelung sowie eines Ausschreibungsmodells in Form einer Mengenvorgabe für grünen Strom analysiert. Die sich aus einem Instrumenteneinsatz ergebende Nebenbedingung in Form einer Mindestmenge für grünen Strom wird über die in Kapitel 5.2.3.8 formulierten Ungleichungen in das Modellsystem integriert. In diesem Fall kann das Mengenziel als prozentualer Anteil an der gesamten Stromnachfrage definiert werden. Das Modellsystem identifiziert im Zuge der Optimierung die bezüglich der Zielfunktion günstigsten Alternativen zur Erzeugung der vorgegebenen Menge grünen Stroms.

Neben den Erzeugungsmöglichkeiten in der detailliert betrachteten Region Baden-Württemberg sind auch die Potentiale zur Produktion von grünem Strom in den übrigen Bundesländern sowie auf europäischer Ebene in das Modell integriert. Da eine Quotenregelung oder ein Ausschreibungsmodell nicht nur auf regionaler Ebene umgesetzt werden kann, sind auch die Auswirkungen des Instruments auf die Potentialverfügbarkeit in den übrigen modellierten Regionen zu berücksichtigen. Erfolgt keine Berücksichtigung der Nachfrage nach grünem Strom in den weiteren potentiellen Erzeugungsregionen werden die Ausgaben eines Bezugs aus oder einer Investition in diesen Regionen für baden-württembergische Akteure zu gering eingeschätzt. Für die abgebildeten Potentiale zur Produktion von grünem Strom in den übrigen Bundesländern bedeutet dies, dass auch für diesen Bereich ein Mengenziel vorzugeben ist. Dies wird im Modell über die Definition einer gesonderten Nachfrage nach grünem Strom für die übrigen Bundesländer erreicht. Die entsprechenden Nachfragemengen sind in Tabelle 46 angegeben. Eine Modellierung als Anteil an der Gesamtnachfrage, wie sie für die Region Baden-Württemberg vorgenommen wird, ist hier nicht möglich, weil für die übrigen Bundesländer die Gesamtnachfrage und die Produktion von normalem Strom nicht abgebildet ist. Für die modellierte Bezugsmöglichkeit aus anderen europäischen Ländern sind die jeweiligen nationalen Ziele bereits in der modellierten Angebotskurve berücksichtigt (siehe Kapitel 6.3.4). Die modellierte Option zum internationalen Bezug kann dabei im Rahmen eines Quotenmodells als internationaler Zertifikatehandel interpretiert werden. Im Zusammenhang mit der Umsetzung der Mengenvorgabe als Ausschreibungsmodell stellt diese Option geförderte Investitionen in ausländische Standorte dar. Im weiteren wird aus Darstellungsgründen diese Alternative nur noch im Kontext eines internationalen Zertifikatehandels diskutiert. Die Ergebnisse besitzen allerdings auch im Zusammenhang mit einem Ausschreibungsmodell Gültigkeit.

7 Instrumentenanalyse mit dem PERSEUS-REG² Modell

Bearbeitet von M. Dreher, M. Wietschel, O. Rentz

In diesem Kapitel werden Ergebnisse der Anwendung des im Rahmen dieser Arbeit entwickelten Energie- und Stoffflussmodells PERSEUS-REG² dargestellt. Gemäß der Problemstellung der Arbeit und den bereits erörterten Rahmenbedingungen, liegt der Schwerpunkt auf der Analyse der zu erwartenden Auswirkungen einer im Rahmen eines umweltpolitischen Instruments vorgegebenen Mindestmenge für grünen Strom auf das Elektrizitätsversorgungssystem von Baden-Württemberg.

Zunächst werden die Rahmenannahmen der untersuchten Szenarios näher erläutert, bevor anschließend die Ergebnisse der Referenzentwicklung dargestellt werden. Darauf aufbauend erfolgt eine Diskussion der Modellergebnisse, die sich bei Festlegung einer Mengenvorgabe für grünen Strom ergeben.

7.1 Szenariodefinition

Bei den modellgestützten Analysen wird grundsätzlich zwischen zwei Rahmenszenarios unterschieden. Es handelt sich dabei um den Referenzfall sowie um das Szenario einer Mengenvorgabe für grünen Strom. Beide Rahmenszenarios basieren auf identischen Rahmenannahmen zu allgemeinen Entwicklungen im nationalen wie internationalen Energiesektor, die in Kapitel 6 vorgestellt werden.

7.1.1 Charakterisierung des Referenzfalls

Mit Hilfe des Referenzszenarios soll die zukünftige Entwicklung des baden-württembergischen Versorgungssystems für den Fall untersucht werden, dass keine Änderungen der existierenden Rahmenbedingungen für die Energieversorgung vorgenommen werden.

Es wird unterstellt, dass als wesentliches Förderinstrument zur Unterstützung der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) in der derzeit vorliegenden Form Gültigkeit behält. Des weiteren wird für den Zeitraum von 1999 – 2003 eine gezielte Förderung von kleinen Photovoltaikanlagen im Privatbereich durch das 100.000-Dächer-Programm der Bundesregierung berücksichtigt. Die aufgrund des EEG und des 100.000-Dächer-Programms zu erwartenden Kapazitätszubauten im privaten Sektor sind in Kapitel 6.4.1 detailliert dargestellt.

Neben diesen Fördermaßnahmen mit Schwerpunkt auf regenerativen Erzeugungstechnologien findet auch die Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) durch das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz Berücksichtigung. Aufgrund des Umstandes, dass zum Zeitpunkt der Modellentwicklung noch kein Entwurf für die Ausgestaltung eines längerfristigen Förderkonzeptes veröffentlicht war, erfolgt im Rahmen dieses Szenarios lediglich eine Abbildung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes mit einer Gültigkeit bis Ende 2004. Mögliche Auswirkungen einer weiteren Förderung können auch auf Basis der mit diesen Annahmen erzielten Ergebnissen abgeleitet werden, da die grundlegende Wirkungsrichtung auch anhand der

Modellergebnisse für diesen kurzen Förderzeitraum identifiziert werden kann (siehe auch Kapitel 7.2.5).

Des Weiteren werden die Ergebnisse der Konsensgespräche zum Kernenergieausstieg [BMU 2000c] in das Modell integriert. Auf die Modellintegration dieser Vorgaben wird in Kapitel 6.2.7.2 näher eingegangen.

Aufgrund der im EEG vorgegebenen Abnahmeverpflichtung für grünen Strom sowie der allgemein geringen Nachfrage nach grünem Strom wird davon ausgegangen, dass sich unter diesen Rahmenbedingungen kein nationaler Markt für grünen Strom entwickeln wird. Daher wird im Rahmen des Referenzszenarios ausschließlich eine Ankopplung des baden-württembergischen Systems an einen nationalen/internationalen Markt für normalen Strom berücksichtigt.

7.1.2 Charakterisierung des Szenario einer Mengenvorgabe für grünen Strom

Zur Untersuchung der Auswirkungen einer staatlichen Mengenvorgabe für grünen Strom auf das Elektrizitätsversorgungssystem von Baden-Württemberg wird das Szenario „Mengenvorgabe“ definiert. Die Mengenvorgabe kann in Form absoluter Werte oder eines relativen Ziels formuliert werden. Daher werden im Folgenden die Begriffe Quote und Mengenvorgabe synonym verwendet. Es soll an dieser Stelle darauf hingewiesen werden, dass die Modellergebnisse unabhängig davon sind, ob die Mengenvorgabe im Rahmen einer Quotenregelung oder in Form eines Ausschreibungsmodells realisiert wird (siehe dazu auch Kapitel 6.4.2).

Bedeutendstes Element dieses Szenarios ist die Definition eines Mengenziels für grünen Strom. Bei den Analysen werden keine vorab definierten, technologie-spezifischen Mengenvorgaben für grünen Strom berücksichtigt. Nur so ist es möglich, aus den Arbeitsergebnissen die Auswirkungen einer Mengenvorgabe auf den Einsatz verschiedener Technologien und Energieträger zu identifizieren und Hinweise für eine eventuelle technologiespezifische Ausgestaltung des Förderinstruments abzuleiten. Die Integration von Technologiebändern würde nur einen sehr eingeschränkten Erkenntnisgewinn zu den Auswirkungen einer Quote für grünen Strom liefern und der Zielsetzung dieser Arbeit nicht entsprechen.

Der in diesem Szenario angenommene zeitliche Ablauf der Realisierung eines Mengenziels orientiert sich sehr stark an Vorgaben, die auf nationaler wie auch internationaler Ebene festgelegt wurden. Als wesentliches Element sind hier die Verpflichtungen zur Minderung von Treibhausgasemissionen, die im Kyoto-Protokoll¹ definiert wurden, zu nennen. Die dort definierte Zeitperiode 2008 – 2012 zur Erfüllung der Minderungsziele findet sich in verschiedenen europäischen und deutschen Programmen und Zielsetzungen wieder (siehe dazu z. B. [EC 1997, S. 10], [EC 2000], [BMU 2000b]). Aufgrund dieser Voraussetzungen wird in Analogie zu den genannten Quellen für 2010 die Festlegung eines verbindlichen Mengenziels für grünen Strom angenommen. Auch auf Basis des im Richtlinien-vorschlag der Europäischen Kommission zur Förderung erneuerbarer Energiequellen [EC 2000] vorgesehenen Vorgehens zur Umsetzung eines europaweit kompa-

¹ Siehe dazu [UN 1997].

tiblen Förderinstruments für grünen Strom scheint eine Realisierung bis 2010 möglich. Zur Erreichung des Mengenziels sind folgende Primärenergieträger für die Erzeugung von grünem Strom zugelassen²:

- Windkraft
- Solarstrahlung
- Biomasse
- Geothermie
- Wasserkraft bei der Nutzung in kleinen Anlagen

Bei der Ausgestaltung der Mengenverpflichtung werden drei Varianten unterschieden.

- Ohne handelbare grüne Zertifikate: Die Mengenverpflichtung muss physisch erfüllt werden, ein Handel mit grünen Zertifikaten ist nicht zugelassen.
- Nationaler Zertifikatehandel: Die Erfüllung der Mengenverpflichtung ist mit Hilfe von grünen Zertifikaten nachzuweisen, eine physische Erfüllung ist nicht erforderlich. Es sind nur Zertifikate zugelassen, die innerhalb der Bundesrepublik Deutschland produziert werden.
- Internationaler Zertifikatehandel: Wie nationaler Zertifikatehandel, allerdings können die Zertifikate europaweit produziert und eingekauft werden.

Zur Analyse der Auswirkungen verschiedener Entwicklungspfade für das Mengenziel werden die in Tabelle 46 dargestellten Quotenpfade näher untersucht.

Tabelle 46: Analysierte Quotenpfade und damit verbundene Mengen an grünem Strom

Szenario		2010	2015	2020	2025	2030
QI	Anteil in %	10,3 %	10,3 %	10,3 %	10,3 %	10,3 %
	Menge in Baden-Württemberg [TWh]	6,5	6,7	6,8	6,9	7
	Menge im übrigen Deutschland [TWh]	46,5	47,7	48,5	49,2	49,9
QII	Anteil in %	10,3 %	15 %	20 %	25 %	30 %
	Menge in Baden-Württemberg [TWh]	6,5	9,74	13,2	16,7	20,4
	Menge im übrigen Deutschland [TWh]	46,5	69,4	94,1	119,3	145,2
QIII	Anteil in %	10,3 %	10,3 %	23,5 %	23,5 %	45,6 %
	Menge in Baden-Württemberg [TWh]	6,5	6,7	15,5	15,7	31
	Menge im übrigen Deutschland [TWh]	46,5	47,7	110,3	111,7	220,8

Als Startwert für das Jahr 2010 wird der in [EC 2000] für die Bundesrepublik Deutschland genannte Anteil an von 10,3 % für Strom aus erneuerbaren Energiequellen (ohne Großwasserkraft) angesetzt. Im Falle des Szenarios QI wird von einem konstanten Anteil in Höhe des Startwertes für den gesamten Analysezeitraum ausgegangen.

Neben diesem Fall werden noch zwei weitere Pfade mit einem Wachstum der Verpflichtung unterschieden. Der Pfad QII geht von einem Anstieg der Verpflichtung

² Zur Diskussion der Definition von grünem Strom siehe Kapitel 1.4.

tung um fünf Prozentpunkte alle fünf Jahre aus³. Der dritte untersuchte Fall (QIII) hat eine Verdopplung der Menge grünen Stroms alle zehn Jahre zum Gegenstand und entspricht einem Anteil von rund 45 % in 2030.

Die Mengenvorgabe bezieht sich in allen Fällen auf die von Endverbrauchern nachgefragte Strommenge. Dies entspricht aus Instrumentensicht einer Verpflichtung der Endverbraucher oder der Versorgungsunternehmen, die Endkunden beliefern.

Ergänzend sei angemerkt, dass auch im Rahmen dieses Szenarios davon ausgegangen wird, dass der Ausstieg aus der Kernenergie, wie im Referenzfall, entsprechend der Ergebnisse der Konsensgespräche realisiert wird⁴.

7.2 Entwicklungen im Referenzfall

7.2.1 Nicht-regenerative Stromerzeugung

Für die Zeitperiode 2000 – 2010 ist die Entwicklung des baden-württembergischen Versorgungssystems im Wesentlichen vom Ausstieg aus der Kernenergie geprägt. Die vorgegebene Reststrommenge von 588 TWh⁵ wird bis 2009 aufgebraucht. Es zeichnet sich ab, dass aufgrund der Mengenbeschränkung zwischen 2005 und 2010 die vorhandene Leistung der Kernkraftwerke nicht mehr in vollem Umfang genutzt werden kann. Die stillgelegte Leistung muss durch einen Anlagenzubau kompensiert werden. Dafür kommen in der Regel GuD-Kraftwerke sowie Kohlekraftwerke in Frage.

Die Bedeutung gasbetriebener Anlagen verändert sich innerhalb des Analysezeitraumes deutlich. In einer ersten Phase bis 2015 sind GuD-Kraftwerke dominierend. Ab 2020 erfolgt ein verstärkter Einsatz von Kohlekraftwerken. Ausschlaggebend für diese Entwicklung ist das sich ab 2010 aufbauende Preisgefälle zwischen Steinkohle und Erdgas (siehe Abbildung 16). Der Leistungszubau bei Gaskraftwerken wird im Wesentlichen von zwei Faktoren bestimmt. Das ist zum einen der Ausstieg aus der Nutzung von Atomkraftwerken sowie der Zuwachs der Nachfrage und der Exportmöglichkeiten. Damit liegt der vom Modellsystem vorgeschlagene Leistungszubau bei über 4000 MW_{el}⁶.

Unter den angenommenen Rahmenbedingungen werden existierende Kohlekraftwerke weiter genutzt. Eine Abschaltung beziehungsweise ein Zurückfahren bestehender Anlagen ist aufgrund der Höhe der Preisdifferenzen zwischen Kohle und Gas nicht zu erwarten. Beim unterstellten Entwicklungspfad für die Primärenergie-trägerpreise erreicht das Preisverhältnis zwischen Steinkohle und Erdgas in 2020 einen Wert von 1:2,3. Damit setzt ein struktureller Umbau des Kraftwerksparks

³ Dieser Quotenpfad sieht für 2020 einen Anteil von 20 % vor. Über eine entsprechende Entwicklung wird offensichtlich auch auf politischer Ebene nachgedacht [Strom 2000b].

⁴ Siehe dazu Kapitel 6.2.7.2.

⁵ Siehe [BMU 2000c]. Die Reststrommenge wird auf Grundlage einer angenommenen technischen Nutzungsdauer von 32 Jahren sowie eines Mengenzuschlags von 5,5 % auf die theoretische Produktionsmenge zur Berücksichtigung von Aspekten wie technischem Fortschritt bestimmt.

⁶ Dies entspricht ungefähr der zu ersetzenden Leistung baden-württembergischer Kernkraftwerke.

ein. Ab 2020 werden im Rahmen der erforderlichen Neuinvestitionen Kohlekraftwerke installiert. Bei einem weiteren Anstieg des Gaspreises werden auch existierende gasbetriebene Kraftwerke zurückgefahren, so dass gegen Ende des Analysezeitraumes Kohlekraftwerke eindeutig dominierend sind.

Damit stellt sich die Entwicklung des baden-württembergischen Versorgungssystems in Abhängigkeit des Erdgaspreises wie folgt dar. Bei den bis etwa 2015 vorherrschenden Bezugsmöglichkeiten für Erdgas werden GuD-Kraftwerke in der Grundlast eingesetzt. Im Zuge der erwarteten Preissteigerung erfolgt eine Verschiebung in die Mittellast, bevor sie gegen Ende des Analysezeitraumes nur noch teilweise genutzt oder vorzeitig außer Betrieb genommen werden. Anstelle der GuD-Kraftwerke werden moderne Steinkohlenanlagen eingesetzt. Dabei handelt es sich um Anlagen, die üblicherweise im Grundlastbetrieb eingesetzt werden. Aus dieser Dominanz von typischen Grundlastkraftwerken ergeben sich im baden-württembergischen Versorgungssystem keine Probleme bezüglich der Abdeckung von Lastspitzen, weil Baden-Württemberg eine sehr ausgeglichene Lastkurve aufweist⁷. Weiterhin besteht die Möglichkeit, durch den Export von Elektrizität ein Ausgleich von Lastschwankungen zu realisieren, was wiederum den Einsatz von Grundlastanlagen forciert.

Aus den Modellergebnissen folgt, dass vor allem das Preisverhältnis zwischen den Primärenergieträgern Kohle und Erdgas ausschlaggebend für die zukünftige Struktur des baden-württembergischen Kraftwerksparks ist. Falls entgegen der angenommenen Preisentwicklung kein weiteres Auseinanderlaufen der Preise für Kohle und Gas eintritt, ist auch nach 2020 zu erwarten, dass überwiegend Gaskraftwerke anstelle von Kohlekraftwerken betrieben werden.

Ausschlaggebend für den Umfang des Stromexports beziehungsweise –imports ist das Verhältnis von Erzeugungskosten innerhalb der untersuchten Region zum allgemeinen Marktpreis (siehe auch Tabelle 48). Dieser Marktpreis repräsentiert die Gleichgewichtssituation zwischen Angebot und Nachfrage⁸, wobei Angebots- oder Nachfrageänderungen entsprechende Preisvariationen nach sich ziehen. Damit kann ein Marktpreis auf einem niederen Niveau zu einem Nachfrageanstieg führen, weil beispielsweise für einige Versorgungsunternehmen der Bezug billiger als die Eigenerzeugung ist. Mit dem entwickelten Modellsystem durchgeführte Sensitivitätsanalysen bezüglich der Preisentwicklung zeigen, dass schon bei Marktpreisen, die 0,5 – 0,7 Pf/kWh unter dem angenommenen Preisniveau⁹ liegen, die Stromproduktion in Baden-Württemberg nicht mehr wettbewerbsfähig wäre und zu Gunsten eines Stromimports aufgegeben werden würde. Im Rahmen dieser Arbeit wird implizit vorausgesetzt, dass baden-württembergische Erzeugungsunternehmen grundsätzlich in der Lage sind, zu wettbewerbsfähigen

⁷ Vergleiche z. B. [VDEW 1998]. In 1997 betrug die maximale Lastschwankung am Höchstlasttag 10 % der Maximalleistung. zur Verringerung der Lastschwankungen trägt auch die weite Verbreitung von Nachtspeicherheizungen in Baden-Württemberg bei.

⁸ Als Strommarkt soll hier der Markt auf Hochspannungsebene zwischen Händlern bzw. Versorgungsunternehmen verstanden werden. Dieser wird üblicherweise als Großhandelsmarkt bezeichnet.

⁹ Siehe Kapitel 6.2.4.3 für Preisannahmen.

Preisen Strom zu produzieren. Diese Annahme ist offensichtlich gerechtfertigt, da andernfalls bereits zum Zeitpunkt der Analyse (Mitte 2000) ernsthafte Absatzschwierigkeiten für baden-württembergische Unternehmen auftreten müssten, was aber nicht der Fall ist. Da aus den Modellergebnissen hervorgeht, dass bei der angenommenen Preisentwicklung baden-württembergische Unternehmen nicht aus dem Markt verdrängt werden, bestätigt sich, dass der unterstellte Preispfad in einem für die zukünftige Entwicklung realistischen Bereich angesiedelt ist.

7.2.2 Nutzung regenerativer Energiequellen

Als wichtigste Option im Bereich der Stromerzeugung aus regenerativen Energieträgern ist die Wasserkraftnutzung zu nennen. Das Modellsystem schlägt auch ohne zusätzliche Förderung die Nutzung von Ausbauoptionen im Bereich der Laufwasserkraft vor¹⁰. Der Schwerpunkt liegt hier auf großen Wasserkraftanlagen. Es erfolgt insgesamt ein Ausbau von 639 MW im Jahr 1996 auf 831 MW in 2030. Damit werden die vorgegebenen Potentiale vollständig genutzt. Ein Vergleich der Stromgestehungskosten zwischen GuD-Anlagen und Wasserkraftwerken macht deutlich, dass hier nur sehr geringe Unterschiede zugunsten der Wasserkraft bestehen. Im Fall von niedrigen Gaspreisen kann dies dazu führen, dass die Wasserkraftanlagen ohne Förderung nicht mit GuD-Kraftwerken konkurrieren können. Im Bereich der Kleinwasserkraft erfolgt unter rein ökonomischen Gesichtspunkten kein Ersatz von Anlagen, die das Ende der Nutzungsdauer erreichen, und damit auch kein weiterer Ausbau, da hier aufgrund der typischen Anlagengröße höhere Stromgestehungskosten anfallen. Aus den unterschiedlichen Ergebnissen für große und kleine Wasserkraftanlagen folgt, dass unter den angenommenen Rahmenbedingungen die Wasserkraftnutzung an der Grenze zur Wirtschaftlichkeit steht.

Die im Rahmen dieser Modellanalysen erzielten Ergebnisse basieren grundsätzlich auf Durchschnittstechnologien, für die mittlere Werte für Investition sowie fixe und variable Ausgabenbestandteile angenommen werden. Darüber hinaus ist es aufgrund des normativen Ansatzes der Modellierung nicht möglich, betriebswirtschaftliche Aspekte einzelner Anlagen in die Analysen einzubeziehen. Daher ist es durchaus denkbar, dass in der Praxis in Einzelfällen höhere Ausgaben anfallen, die unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten eine Ausnutzung der Potentiale - auch im Bereich der hier als rentabel ausgewiesenen Großwasserkraft - nicht erlauben. Ein Beispiel für diese Situation ist der geplante Ausbau des Laufwasserkraftwerkes Rheinfeldern.

Neben der Wasserkraft werden im Referenzfall auch alle zur Verfügung stehenden Klär- und Deponiegaspotentiale genutzt. Ausschlaggebend für die vollständige Nutzung der Potentiale sind im Wesentlichen zwei Rahmenbedingungen. Zum einen sind die Primärenergieträger Klär- und Deponiegas ohne oder nur mit geringen zusätzlichen Kosten verfügbar, da eine Gasfassung üblicherweise vorhanden

¹⁰ Als Ausbauoptionen sind nur technische Verbesserungen an bestehenden Anlagen, aber keine Errichtung von Anlagen an neuen Standorten zugelassen (siehe auch Kapitel 6.3.3.1).

ist beziehungsweise nur zu geringen zusätzlichen Kosten führt¹¹. Zum anderen können zur Stromerzeugung bereits bewährte BHKW-Technologien eingesetzt werden. Hier liegen die mittleren spezifischen Investitionen bei 1200 DM/kW_{el} [MHKW 1999, S. 7]. Die von den BHKW erzeugte Abwärme wird bei einem Einsatz in Kläranlagen zur Klärschlamm-trocknung oder Beheizung der Faultürme genutzt. Da auf Deponiegeländen üblicherweise keine Wärmenachfrage existiert, kann hier nur in Ausnahmefällen eine gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung erfolgen [Föhringen et al. 2000], [Doll 1996], [Kaltschmitt et al. 1993, S. 287]. Unter diesen Rahmenbedingungen ergeben sich Stromgestehungskosten von 3 - 4 Pf/kWh ohne Berücksichtigung der Kosten der Gaserfassung. Inklusive Gaserfassung bei Deponien liegen sie im Bereich von 7,5 Pf/kWh¹². Allerdings verhindert die zeitliche und mengenmäßige Begrenztheit der Gaspotentiale einen größeren Ausbau dieser Optionen¹³. Aus diesen Ergebnissen wird deutlich, dass beide Alternativen bereits ohne zusätzliche Förderung wirtschaftlich genutzt werden können. Dies bedeutet, dass hier interessante Betätigungsmöglichkeiten, z. B. für Versorgungsunternehmen in Form von Contracting-Projekten, gegeben sind, die zu einer besseren Potentialausnutzung und zu einer größeren Verfügbarkeit des erzeugten grünen Stroms für die öffentliche Versorgung führen können.

Unter den Rahmenbedingungen des EEG mit einer Vergütung von 15 bzw. 13 Pf/kWh für Strom aus Klär- und Deponiegas bietet es sich aus Sicht der Anlagenbetreiber an, den gesamten mit den Anlagen erzeugten grünen Strom ins Netz einzuspeisen und den Eigenbedarf vollständig über einen Bezug wesentlich billigeren, konventionell erzeugten Stroms zu befriedigen¹⁴. Aufgrund einer solchen Strategie könnte die für EVU verfügbare Menge grünen Stroms aus diesen Quellen wie auch die zu zahlende Gesamtsumme der EEG-Vergütungen kurzfristig ansteigen. Da dieses Verhalten keinen Anstieg der Produktion grünen Stroms sondern nur eine andere Verteilung (Netzeinspeisung statt Eigenverbrauch) zur Folge hat, ergeben sich daraus keine Auswirkungen für die Potentialnutzung.

Im Bereich der durch das EEG geförderten Stromerzeugung in Anlagen, die nicht einem etablierten Versorgungsunternehmen gehören, wird entsprechend der in Kapitel 6.4.1 dargestellten zu erwartenden Entwicklung ungefähr 1,5 PJ/a grüner Strom in Baden-Württemberg erzeugt. Die bedeutendsten regenerativen Energieträger sind Wasserkraft in Kleinanlagen, Windkraft sowie Biogas. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass gegen Ende des Analysezeitraumes ein Rückgang der erzeugten Strommenge auftreten kann, falls die in den vergangenen Jahren zu

¹¹ Eine Gasfassung ist bei Deponien zwingend vorgeschrieben (TA Siedlungsabfall). Bei Kläranlagen mit biologisch-anaerober Klärstufe erfolgt die Gaserfassung automatisch. Daher können die Kosten für die Gaserfassungsanlage nicht (ausschließlich) der Stromerzeugung zugerechnet werden (siehe beispielsweise auch [Kaltschmitt et al. 1993, S. 288]).

¹² Datenbasis ist [Buchberger 1998, S. 166].

¹³ Zu den Potentialabschätzungen siehe Kapitel 6.3.3.3.3.

¹⁴ Ein entsprechendes Vorgehen wird beispielsweise in [Welter 2000] privaten Betreibern von Photovoltaikanlagen zur Steigerung ihrer Erlöse empfohlen.

beobachtenden teilweise sehr hohen Zuwachsraten bei der installierten Leistung einzelner Technologien längerfristig nicht beibehalten werden können¹⁵. Dadurch kann im Zeitraum ab 2020 trotz weiteren Zubaus in der Summe ein Rückgang der installierten Leistung auftreten, womit im Referenzszenario eine um bis zu 20 % geringere Produktion verbunden ist. Aus dieser Entwicklung wird deutlich, dass im Falle von vergleichsweise großen Fördererfolgen eines umweltpolitischen Instruments auch darauf zu achten ist, dass im weiteren zeitlichen Verlauf zumindest eine Stabilisation des Förderniveaus erreicht wird. Andernfalls ist zum Ende der Lebensdauer der Anlagen, die in Perioden mit großen Zubauraten installiert werden, mit einer Verschlechterung des Grades der Zielerreichung des umweltpolitischen Instruments zu rechnen. Unter diesem Aspekt ist es von Bedeutung, dass eine Förderung nicht nur auf kurzfristige Marktstimulation angelegt ist.

Da im Rahmen dieses Szenarios stark fluktuierende regenerative Energieträger wie Wind oder Solarstrahlung nur in sehr geringem Umfang überwiegend im Bereich der privaten Einspeisung eingesetzt werden, spielt die Frage nach der Vorhaltung von Back-up Kapazitäten eine untergeordnete Rolle.

7.2.3 Import und Export

Im Basisjahr 1996 werden rund 222 PJ Strom nach Baden-Württemberg importiert. Gleichzeitig erfolgt ein Export von etwa 220 PJ. Damit kann die Strombilanz als nahezu ausgeglichen bezeichnet werden. Aufgrund des unterstellten Verhältnisses zwischen dem Marktpreis für Strom und den Gestehungskosten einer Erzeugung in Baden-Württemberg, welche von den Energieträgerpreisen und den verfügbaren Technologien bestimmt werden, ist die Eigenerzeugung vorteilhafter als ein Stromimport. Aufgrund dieser Situation sieht das Modell einen Stromimport nur noch zum Ausgleich von Lastschwankungen vor. Vor diesem Hintergrund wird der Stromexport stetig ausgebaut, so dass in der letzten Analyseperiode das gesamte angenommene Exportpotential von 283 PJ/a genutzt wird.

Der geplante Kernenergieausstieg beeinflusst trotz der damit in Baden-Württemberg verbundenen umfangreichen Ersatzinvestitionen die Handelsaktivitäten baden-württembergischer Versorgungsunternehmen nicht. Die Ursache ist darin zu sehen, dass in anderen Regionen, welche einen geringeren Anteil an Kernkraftwerken haben, im relevanten Zeitraum ab 2010 auch zahlreiche fossile Kraftwerke das Ende ihrer Nutzungsdauer erreichen und ersetzt werden müssen. Damit ergeben sich kaum relevante Vorteile für einzelne Regionen auf dem Strommarkt.

Im Rahmen der Modellierung wird, wie in Kapitel 6.2.4 dargestellt, der Strommarkt als ein Großhandelsmarkt mit einheitlichen Preisen für Kauf und Verkauf interpretiert. Aus diesem Grund erfolgt durch das Modellsystem die beschriebene konsequente Nutzung der Exportmöglichkeiten bei gleichzeitiger Reduktion der Importe. Inwieweit diese Entwicklung auf der Importseite tatsächlich eintreten wird, hängt sehr stark von den Arbitragemöglichkeiten ab, die sich für baden-württembergische Unternehmen durch den Handel auf den verschiedenen Märkten mit den

¹⁵ Z. B. sehr hohe Zubauraten bei Windkraftanlagen in den Jahren 1998 und 1999 [BWE 2000f].

unterschiedlichen Produkten ergeben. Eine detaillierte Integration der verschiedenen Handelsmöglichkeiten in das Modell ist derzeit allerdings nicht möglich, da die unterschiedlichen Märkte in der Bundesrepublik Deutschland nicht oder noch nicht lange genug existieren, um die für eine Modellierung relevanten Aussagen über die Preisentwicklung der verschiedenen Produkte treffen zu können.

Ein wesentliches Modellergebnis in Bezug auf die Bedeutung des Stromhandels ist, dass trotz der Liberalisierung und Kernenergieausstieg baden-württembergische Versorgungsunternehmen Elektrizität zu konkurrenzfähigen Preisen produzieren können und damit auch zukünftig die bisherige Rolle auf dem Strommarkt beibehalten können.

7.2.4 Der Anteil grünen Stroms

Auf Basis der in Abschnitt 7.2.2 dargestellten Entwicklung bei der Nutzung regenerativer Energieträger zur Stromerzeugung stellt sich der Anteil grünen Stroms im Netz baden-württembergischer Versorgungsunternehmen wie folgt dar. Ausgangspunkt ist ein Anteil von 5 % (inkl. Großwasserkraft) für regenerativ erzeugten Strom in 1996¹⁶. Der Rückgang auf 4,3 % in 2000 ist auf die unterstellte Sterbelinie für existierende Großwasserkraftanlagen und die Annahme, dass in der Periode 2000/2001 keine Ersatzinvestitionen getätigt werden¹⁷, zurückzuführen. Der maximale Anteil grünen Stroms wird in der Periode von 2005 erreicht. Ausschlaggebend hierfür ist vor allem der Ausbau der Deponie- und Klärgasnutzung sowie existierender Großwasserkraftanlagen. In den folgenden Jahren ist ein Rückgang des Anteils zu erwarten, da zur Befriedigung der Nachfragesteigerung und für den Export fossile Anlagen zugebaut beziehungsweise eingesetzt werden. Eine konsequente Fortführung dieser Entwicklung hat bereits in 2015 eine Unterschreitung des Ausgangsniveaus zur Folge.

Tabelle 47: Anteil grünen Stroms im baden-württembergischen Versorgungssystem^a

[%]	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Ohne Grosswasserkraft	1,1	1,6	1,3	0,9	0,7	0,6	0,6
Mit Grosswasserkraft	4,3	6,4	5,7	4,1	3,4	3,3	3,3

^a: Erzeugung in Baden-Württemberg plus Zukauf aus anderen Regionen. Zugekaufter Strom wird als konventionell erzeugter Strom angenommen. Da der Zukauf nur einen sehr geringen Umfang hat, wird der hier ausgewiesene Anteil nur unerheblich von dieser Annahme beeinflusst.

In diesem Zusammenhang ist allerdings anzumerken, dass das Referenzszenario als sogenannter „Worst-Case“-Fall zu interpretieren ist, da entsprechend der Annahmen in Kapitel 6.2.4.1 kein Handel mit grünem Strom stattfinden kann. Eine Absatzsteigerung und damit auch eine Erhöhung der Produktion grünen Stroms kann unter den Referenzannahmen durch grüne Angebote und einen damit ver-

¹⁶ Dies entspricht einem Anteil an der baden-württembergischen Erzeugung von rund 6 % (siehe auch [VDEW 1997a, S. 3.2], [Wagner 1998], [Wagner 1999]).

¹⁷ Siehe auch Kapitel 6.1.1.1 zur Rolle der Periode 2000/2001 als Übergangszeitraum.

bundenen verstärkten Handel mit grünem Strom erfolgen. Aufgrund der bisherigen praktischen Erfahrungen mit diesem freiwilligen Instrument ist jedoch nicht mit einer nennenswerten Erhöhung der freiwilligen Nachfrage zu rechnen¹⁸.

7.2.5 Erzeugungskosten für Strom¹⁹

Die Erzeugungskosten beziehungsweise Stromgestehungskosten werden im Folgenden als Durchschnitt der Erzeugungskosten aller eingesetzten Anlagen berechnet. Der Grund für die Wahl der Durchschnittskosten liegt zum einen darin, dass im Rahmen der durchzuführenden langfristigen Betrachtung tagesverlaufsabhängige Schwankungen, die durch den Einsatz verschiedener Erzeugungsanlagen und damit durch stark unterschiedliche Grenzkosten geprägt sein können, nicht relevant sind. Zum anderen soll im Rahmen der vorliegenden Arbeit die Entwicklung der tatsächlichen Kosten der Erzeugung untersucht werden, weil erst daraus ein Rückschluss auf die Preisentwicklung an einem Strommarkt möglich ist. Eine Berücksichtigung der Grenzkosten der Erzeugung ist in diesem Zusammenhang nicht sinnvoll, weil dadurch bereits die Preisbildung auf einem Strommarkt in die Analysen integriert werden würde. Weiterhin ist in diesem Zusammenhang zu berücksichtigen, dass für die bei der Mehrheit der Endkunden praktizierte Abrechnung auf Grundlage von Durchschnittspreisen eine Durchschnittsbildung der Stromgestehungskosten der einzelnen Erzeugungsbeziehungsweise Bezugsoptionen erforderlich ist²⁰. Die Entwicklung der durchschnittlichen Erzeugungskosten kann daher auch als richtungsweisend für die zukünftige Preisentwicklung angesehen werden.

Bei den Erzeugungskosten werden variablen Ausgaben, wie z. B. Ausgaben für Brennstoffe oder betriebsmittelverbrauchsabhängige Ausgaben, fixe Ausgaben und zur Umlegung der Gesamtinvestitionen auf die Nutzungsjahre die Annuitäten der einzelnen Investitionen berücksichtigt. Beim bereits bestehenden Kraftwerkspark kann aufgrund der geringen Neuinvestitionen in Baden-Württemberg in den vergangenen Jahren vereinfachend davon ausgegangen werden, dass alle existierenden Anlagen bereits vollständig abgeschrieben sind. Die Abschreibungen müssen daher nicht bei der Berechnung der Stromgestehungskosten berücksichtigt werden.

Für das Basisjahr 1996 liegen die Stromerzeugungskosten baden-württembergischer EVU im Bereich zwischen 4,2 und 4,7 Pf/kWh. Dabei ist eine Vergütung von 15 DM/MWh_{th} für in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) erzeugter Fernwärme berücksichtigt²¹. Für den Zeitraum von 2000 bis Ende 2004 führt die Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung durch das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz

¹⁸ Siehe Kapitel 3.9.

¹⁹ Es sei an dieser Stelle nochmals darauf hingewiesen, dass es sich bei den angegebenen monetären Größen um reale Werte handelt, die sich auf das Jahr 2000 beziehen. Aus Gründen der Übersichtlichkeit wird jedoch auf die Nennung der Basis 2000 verzichtet.

²⁰ Zu verschiedenen Verfahren zur Preisbestimmung siehe z. B. [Pffaffenberger 1993, S. 191 ff.].

²¹ Die Abschätzung zur Vergütung von 15 DM/MWh_{th} für Kraftwerksbetreiber basiert auf einer Auswertung verschiedener Geschäftsberichte [EnBW 2000], [EnBW Kraft 2000], [GKM 2000], [GFA 2000].

zu einer Reduktion der Kosten der Erzeugung. Wie anhand der Tabelle 48 deutlich wird, geht diese Förderung vor allem zu Lasten kleinerer EVU ohne KWK-Anlagen, deren Erzeugungskosten 1 – 2 Pf/kWh über denen geförderter Unternehmen liegen. Eine Weiterführung einer entsprechend hohen finanziellen Unterstützung von KWK-Anlagen kann aufgrund der hier identifizierbaren deutlichen Auswirkungen auf die Stromerzeugungskosten zu einer Beeinflussung des Wettbewerbs im Stromsektor führen. In diesem Fall sind Unternehmen, die kein Fernwärmenetz betreiben, im reinen Preiswettbewerb unterlegen. Eine Verringerung der Förderbeträge kann dieser Entwicklung entgegenwirken. Der Aufbau neuer Fernwärmenetze auf Basis einer KWK-Förderung im gegenwärtigen Umfang erscheint aufgrund des erforderlichen Investitionsvolumens und der Konkurrenz zwischen verschiedenen Energieträgern auf dem Wärmemarkt nicht wahrscheinlich.

Tabelle 48: Stromerzeugungskosten

[Pf/kWh]	2000	2002	2005	2007	2010	2015	2020	2025	2030
Überregionales EVU	3,2	4,0	4,6	4,7	5,5	6,1	6,5	6,7	6,7
EVU ohne Fernwärme	4,0	5,0	5,0	5,1	5,2	5,7	6,3	6,6	6,6
EVU mit Fernwärme	2,0	2,5	5,5	5,6	5,6	5,8	6,0	6,5	6,2

Die im Zuge des Kernenergieausstiegs erforderlichen Ersatzinvestitionen haben ab 2007 einen teilweise sprunghaften Anstieg der Gestehungskosten zur Folge. Dabei wird deutlich, dass davon vor allem das im Modell abgebildete überregionale Erzeugungsunternehmen betroffen ist. Für die Gruppe der Stadtwerke können sich daraus Wettbewerbsvorteile ergeben. Langfristig ist ein Einpendeln der Erzeugungskosten im Bereich von 6,2 – 6,7 Pf/kWh zu erwarten.

7.2.6 Emissionen

Die Entwicklung der spezifischen CO₂-Emissionen der Stromproduktion²² in Baden-Württemberg ist in Abbildung 18 dargestellt. Ausgehend von einem Wert von 46 kt/PJ_{el} in 2000 erfolgt ein Anstieg auf rund 88 kt/PJ_{el} im Jahr 2030. Dieser deutliche Zuwachs ist im Wesentlichen auf den vereinbarten Ausstieg aus der Kernenergie zurückzuführen. Der zunächst einsetzende moderate Anstieg der spezifischen Emissionen geht auf den verstärkten Einsatz von gasbetriebenen GuD-Anlagen zur Kompensation des Kernenergieausstiegs zurück. Die sprunghafte Zunahme zwischen 2007 und 2010 wird durch die endgültige Stilllegung der Atomkraftwerke verursacht, wodurch ein Leistungswegfall von über 2000 MW_{el} ausgeglichen werden muss. Ab 2020 ist durch den Technologiewechsel von Gas- zu Kohlekraftwerken ein sehr deutlicher Anstieg der spezifischen CO₂-Emissionen zu erwarten.

Auch bei den Luftschadstoffen NO_x und SO₂ spiegelt die Entwicklung der spezifischen Emissionen die Technologiewechsel zwischen Atom-, Gas- und Kohlekraft-

²² Hierbei werden sämtliche in KWK-Anlagen anfallenden Emissionen vollständig der Stromproduktion zugerechnet. Da der Fokus der Arbeit auf dem Stromsektor liegt und nur ein kleiner Teil der betrachteten Anlagen in KWK betrieben wird, ist diese Vorgehensweise gerechtfertigt.

werken wieder. Bei SO₂ ist mit dem Einsatz von GuD-Anlagen zunächst ein Rückgang der Emissionswerte zu verzeichnen. Die spezifischen Emissionen stabilisieren sich bis 2020 auf einem Niveau von rund 17 t/PJ_{el}. Ab 2020 werden aufgrund des Preisgefüges bei Primärenergieträgern gasbetriebene Anlagen zunehmend durch Kraftwerke auf Kohlebasis ersetzt²³. Dadurch ergibt sich ein Anstieg der SO₂-Emissionen auf 56 t/PJ_{el} in 2030. Die Werte für NO_x steigen aufgrund der bevorzugten Nutzung von Erdgas zur Stromerzeugung bis zum Zeitraum 2010 - 2015 deutlich an, so dass zu diesem Zeitpunkt ein maximaler Wert im Bereich von 85 t/PJ_{el} zu erwarten ist. Mit der Verdrängung von GuD-Anlagen durch moderne Kohlekraftwerke ab 2020 werden die spezifischen NO_x-Emissionen wieder zurückgehen²⁴.

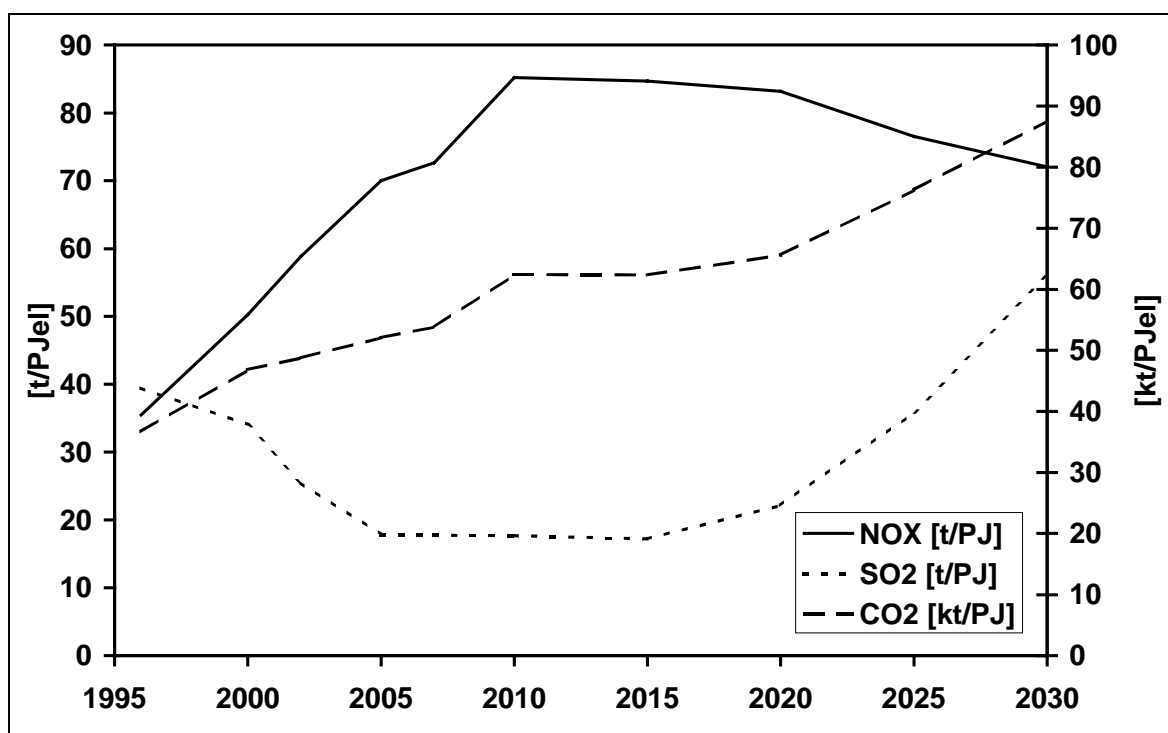


Abbildung 18: Entwicklung der spezifischen Emissionen im Referenzfall

7.3 Zu erwartende Entwicklung im Falle einer Mengenvorgabe für grünen Strom

Im Folgenden Abschnitt werden die Ergebnisse der Szenarios zur Mengenvorgabe für grünen Strom dargestellt. Dabei wird zunächst anhand des Falles ohne Zertifikatehandel die grundlegende Entwicklung diskutiert, bevor anschließend auf die Auswirkungen eines nationalen und internationalen Zertifikatehandels eingegangen wird.

²³ Siehe auch Kapitel 7.2.1.

²⁴ Für GuD-Anlagen sind Emissionsfaktoren für NO_x von 100 mg/Nm³ (bei 15 % O₂ im Rauchgas) Stand der Technik. Dies liegt deutlich unter den Grenzwerten der TA Luft. Kohlekraftwerke weisen in Abhängigkeit vom Abscheidegrad der Rauchgasreinigung geringere Werte auf (siehe z. B. [Fritsche et al. 1999a]).

7.3.1 Mengenvorgabe für grünen Strom ohne Zertifikatehandel

7.3.1.1 Einsatz fossiler Energieträger

Auch unter den Annahmen einer Mengenverpflichtung für grünen Strom wird die verbleibende Menge an Kernenergiestrom bis zur Periode 2010 vollständig aufgebraucht. In Analogie zum Referenzfall werden zum Ausgleich der wegfallenden Leistung zunächst Gas- und ab 2020 Kohlekraftwerke eingesetzt. Ausschlaggebend dafür ist das Verhältnis zwischen den Preisen der verschiedenen Primärenergieträger. Die Mengenvorgabe für grünen Strom hat im Fall des Entwicklungspfades QI einen um etwa 1000 MW geringeren Ausbau von GuD-Anlagen zur Folge, der sich in den Verpflichtungsperioden ab 2010 bemerkbar macht. In den Perioden vor 2010 wird die Anlagenleistung zum Ausgleich des Kernenergieausstiegs benötigt, so dass hier keine Unterschiede zwischen den Szenarios existieren. Im weiteren Verlauf wirkt sich dann die Mengenvorgabe vor allem auf den Auslastungsgrad der existierenden GuD-Anlagen und nur zu einem geringen Maß auf die in diesem Zeitraum aufgrund geringerer Stromgestehungskosten vorrangig eingesetzten Kohlekraftwerke aus. Bei hohen Quotenpfaden werden GuD-Anlagen zu rund 50 % ausgelastet, wobei anzumerken ist, dass ab 2025 die ältesten Kraftwerke dieser Art außer Betrieb gehen und aufgrund der wegfallenden Leistung verbleibende Anlagen einen höheren Ausnutzungsgrad erreichen können.

Die Zufeuerung von Biomasse in Kohlekraftwerken nimmt in den Quotenszenarien eine breite Rolle ein, da die Erzeugungskosten dieser Anlagen für grünen Strom nicht über den Kosten anderer Optionen liegen. Grundsätzlich kommen dafür Anlagen mit zirkulierender Wirbelschichtfeuerung wie auch mit Staubfeuerung in Frage²⁵. Im Rahmen der Modellierung wird beispielhaft eine Zufeuerung in einer Anlage mit zirkulierender Wirbelschicht abgebildet, welche sich durch sehr geringe spezifische Zusatzinvestitionen auszeichnet. Anhand der Bedeutung der kombinierten Erzeugung von grünem und normalem Strom in Zufeuerungsanlagen wird deutlich, dass mit einer Mengenvorgabe für grünen Strom nicht unbedingt eine Reduktion der Leistung fossiler Anlagen einhergehen muss. Aufgrund der Bedeutung dieser Zukunftsoption für die untersuchte Fragestellung wird in Kapitel 7.3.1.3 gesondert darauf eingegangen.

7.3.1.2 Genutzte regenerative Energiequellen

Die verfügbaren Deponie- und Klärgaspotentiale werden wie auch im Fall ohne Mengenverpflichtung in vollem Umfang zur Erzeugung grünen Stroms genutzt. Aufgrund der stark begrenzten Potentiale bleibt der Beitrag zur Erfüllung des Mengenziels allerdings gering.

Bei der Nutzung der Wasserkraft ist, entsprechend der im Rahmen dieser Arbeit gewählten Definition für grünen Strom, zwischen in Groß- und Kleinanlagen zu

²⁵ Ein entsprechendes Konzept für eine Zufeuerung in einer Anlage mit zirkulierender Wirbelschicht wurde beispielsweise für die Stadtwerke Pforzheim untersucht [Ott 1997]. Eine Zufeuerung von Holz in Staubfeuerungsanlagen erfolgt z. B. im Kraftwerk Schwandorf.

unterscheiden²⁶. Großwasserkraftanlagen werden auch in den Quotenszenarien zur Erzeugung normalen Stroms genutzt. Kleinwasserkraft mit Stromgestehungskosten zwischen 5 und 8 Pf/kWh wird zur Erzeugung grünen Stroms ab 2010 mit Eintreten der Mengenverpflichtung eingesetzt. Während im Referenzfall festzustellen ist, dass Wasserkraftanlagen unter den herrschenden Bedingungen an der Grenze zur Wirtschaftlichkeit stehen und es durchaus Fälle geben kann, in denen unter ökonomischen Aspekten eine Nutzung nicht erfolgt (siehe Kapitel 7.2.2), werden im Fall einer Quotenverpflichtung alle vorhandenen Potentiale ausgenutzt. Damit zeigt sich, dass von einem entsprechend ausgestalteten umweltpolitischen Instrument entscheidende Impulse für einen weiteren Ausbau existierender Wasserkraftanlagen ausgehen können²⁷.

Die energetische Nutzung von Biomasse kann einen bedeutenden Beitrag zur Erfüllung von Mengenzielen für grünen Strom leisten. Als bezüglich der Stromgestehungskosten günstigste Technologieoption ist hier zunächst die kombinierte Verbrennung von fester Biomasse und Steinkohle in einer Anlage zu nennen. Für den Fall einer Zufeuerung in einem Kraftwerk mit Wirbelschichtfeuerung ist dies mit zusätzlichen spezifischen Investitionen von rund 174 DM/kW_{el} verbunden [Ott 1997]²⁸. Diese Option bietet damit die Möglichkeit mit nur geringen Mehrkosten grünen Strom zu erzeugen. Allerdings ist dabei zu beachten, dass aufgrund technischer Restriktionen nicht beliebig viel Biobrennstoff zugegeben werden kann (siehe auch Kapitel 6.3.3.3.2). Die kombinierte Erzeugung von normalem und grünem Strom bedeutet, dass diese Technologie nur dann eingesetzt werden kann, wenn eine Nachfrage beziehungsweise Absatzmöglichkeit für den fossil erzeugten Stromanteil vorhanden ist. Dieser Aspekt gewinnt vor allem dann an Relevanz, wenn z. B. aufgrund bestehender Überkapazitäten bei fossilen Kraftwerken ein Überangebot an fossilem Strom existiert. Des Weiteren ist die Verfügbarkeit biogener Festbrennstoffe für den Einsatz bestimmend. Nur falls in räumlicher Nähe zum Anlagenstandort ausreichende Potentiale vorhanden sind, kann ein ökonomisch und ökologisch sinnvoller Anlagenbetrieb gewährleistet werden, da andernfalls durch zu große Transportwege zusätzliche Emissionen und Kosten entstehen. Das PERSEUS-REG² Modell plant für Baden-Württemberg für die Periode 2010²⁹ Mischfeuerungsanlagen mit einer elektrischen Leistung des Biomasseanteils von rund 750 MW ein. Damit können bis zu 18,9 PJ/a grüner Strom erzeugt werden.

Als biogene Festbrennstoffe können in den Anlagen grundsätzlich Holz aber auch halmartige Brennstoffe eingesetzt werden. Bei Holz erfolgt eine Unterscheidung in Restholz³⁰ und Plantagenholz aus Kurzumtriebsplantagen. Halmartige Brennstoffe

²⁶ Die Grenze liegt bei einer Leistung von 5 MW_{el} (siehe auch Kapitel 1.4).

²⁷ Der Bau von Wasserkraftanlagen an bisher nicht genutzten Standorten wird nicht als Zukunftsoption angesehen (siehe auch Kapitel 6.3.3.1).

²⁸ Die zusätzlichen Investitionen liegen damit in der Größenordnung von unter 10 % der gesamten Investitionen des reinen Kohlekraftwerks.

²⁹ Die Mengenverpflichtung für 2010 ist in allen untersuchten Entwicklungspfaden gleich.

³⁰ Unter Restholz sind im Rahmen dieser Arbeit die in Kapitel 6.3.3.3.2 genannten Fraktionen zu verstehen.

werden in Reststroh und in auf Plantagen angebautes Energiegetreide sowie Chinaschilf (*Miscanthus*) unterschieden. Dabei kann grundsätzlich davon ausgegangen werden, dass die Preise für Restholz und Reststroh aufgrund ihrer Eigenschaft als Reststoffe geringer sind als die für Energieträger aus einem gezielten Anbau. Somit stehen auf einer ersten Stufe Restholz und Reststroh in direkter Konkurrenz. Durch das beim Stroheinsatz erhöhte Korrosionsrisiko im Kesselbereich der Anlage - z. B. aufgrund hoher HCl-Emissionen [Buchberger 1998, S. 39] - und die mit diesen Emissionen verbundene zusätzliche Umweltbelastung ist eine Holznutzung bei ähnlichem Preisniveau der Energieträger als vorteilhafter einzustufen. Für den Fall eines gezielten Biomasseanbaus zur energetischen Nutzung kann aufgrund dieser Situation davon ausgegangen werden, dass Holzplantagen bevorzugt werden.

Darüber hinaus wird der Einsatz verschiedener biogener Festbrennstoffe von deren Verfügbarkeit beeinflusst. Dabei sind vor allem konkurrierende Anwendungsmöglichkeiten, wie z. B. eine stoffliche Verwertung von Altholz³¹ oder die Verwendung von Stroh in der Viehhaltung, von Bedeutung. Im Rahmen der Modellierung werden Konkurrenzbeziehungen der Nutzung bereits bei der Potentialabschätzung eingerechnet³². Eine weitere Berücksichtigung bei der Ergebnisauswertung ist daher nicht erforderlich.

Unter diesen Rahmenbedingungen kann für die Einführung einer Quote für grünen Strom von 10,3 % in 2010 davon ausgegangen werden, dass die in Baden-Württemberg vorhandenen Potentiale an Restholz wie auch an Plantagenholz nahezu vollständig genutzt werden. Für die Entwicklungspfade QII und QIII plant das Modellsystem bereits ab 2015 den Einsatz aller in Baden-Württemberg wie auch in der übrigen Bundesrepublik verfügbaren Potentiale ein. Für die zukünftige Entwicklung ist allerdings anzunehmen, dass mit steigender Ausschöpfung der verfügbaren Holzpotentiale auch Halmgüter zum Einsatz kommen werden. Diese Entwicklung zeichnet sich in den Modellergebnissen des Entwicklungspfade QII für den Zeitraum ab 2025 ab. Aufgrund der Ausschöpfung anderer Potentiale werden zunehmend strohbefeuerte Anlagen genutzt. Daraus ergibt sich auch eine Zunahme der Emission säurebildender Gase - vor allem HCl - ab diesem Zeitpunkt.

Bei der Erfüllung von Mengenzielen für grünen Strom kommt der Entwicklung der Windkraftnutzung eine Schlüsselfunktion zu. Dabei ist neben der technischen Entwicklung auch die Standorterschließung bestimmend für die Preisentwicklung des erzeugten grünen Stroms. Grundsätzlich ist bei der Analyse zwischen einer Nutzung an Land (onshore) und in küstennahen Gewässern (offshore) zu unterscheiden. Im Onshore-Bereich zeichnet sich eine stetige Entwicklung auf Basis etablierter Technologien ab, die durch äußere Einflüsse nur unwesentlich behindert wird³³. Unter diesen Annahmen ist eine zügige Ausnutzung der existierenden

³¹ Z. B. in der Papier- oder Spanplattenindustrie.

³² Siehe Kapitel 6.3.3.3.2.

³³ In den neuen Bundesländern gibt es aufgrund von rechtlichen und finanziellen Problemen bei einzelnen beteiligten Akteuren Verzögerungen bei der Inbetriebnahme von Windparks [Köpke

Potentiale realistisch. Die zukünftige Nutzung der umfangreichen Offshore-Potentiale hängt dagegen von der technischen Entwicklung und von der Beseitigung von Hemmnissen bei der Potentialnutzung ab (siehe Kapitel 6.3.3.2). Aufgrund der zu erwartenden Stromerzeugungskosten von Offshore-Anlagen im Bereich von ca. 6,9 – 7,5 Pf/kWh ist die Verfügbarkeit dieser Potentiale auch bestimmend für den Einsatz anderer Technologien, die überwiegend höhere Stromerzeugungskosten aufweisen. Als Beispiel kann die Entwicklung im Szenario des Entwicklungspfades QI herangezogen werden. Zu Beginn der Quotenregelung in 2010 erfordert die angenommene geringe Verfügbarkeit von Offshore-Anlagen (600 MW) und die vergleichsweise hohen Erzeugungskosten verstärkte Investitionen in die Nutzung fester Biomasse. Bei zunehmender Verfügbarkeit von Offshore-Potentialen führt dies aufgrund der Differenzen bei den Stromgestehungskosten im Modell ab 2020 zu einer Reduktion des Biomasseanteils in Anlagen mit Mischfeuerung. Da aus Sicht der im Binnenland gelegenen Versorgungsgebiete durch die Nutzung von Offshore-Anlagen auch eine Verdrängung verbrauchsnahe Erzeugungsanlagen erfolgt, ist in diesem Zusammenhang auch mit einer erhöhten Belastung der Übertragungsnetze in Nord-Süd Richtung durch den Transport von grünem Strom zu rechnen.

Für die Erreichung der Quotenverpflichtung in Höhe von 10,3 % in 2010 erfolgen im Bereich der Windkraft nur vergleichsweise geringe zusätzliche Kapazitätsszubauen. In Baden-Württemberg bildet eine bei Unternehmen der öffentlichen Versorgung installierte Leistung von rund 2 MW den Ausgangspunkt. Dem steht eine Leistung von 52 MW im privaten Bereich als Folge der bisherigen Förderpraxis durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz / Stromeinspeisungsgesetz gegenüber. Zur Erfüllung des 10,3 % Mengenziels im Szenario QI sieht das PERSEUS-REG² Modell in Baden-Württemberg eine vollständige Nutzung der Potentiale an sehr guten Windstandorten vor. Damit sind in Baden-Württemberg in 2030 Windkraftanlagen mit etwa 22 MW Leistung installiert. Existierende Anlagen an schlechteren Standorten werden nach Erreichen ihrer maximalen Lebensdauer nicht ersetzt. Somit ergibt sich in Summe eine Verringerung der installierten Leistung. Für den übrigen Bereich der Bundesrepublik folgt aus den Modellergebnissen, dass zur Erreichung der Zielsetzung in 2010 die bereits zu Beginn des Jahres 2000 existierende Leistung von 4444 MW [BWE 2000b] nur einer geringen Ergänzung durch Offshore-Anlagen bedarf. Aufgrund des derzeit ungebrochenen Wachstumstrends bei der Installation von Windmühlen [BWE 2000b] ist daher davon auszugehen, dass in Kombination mit den übrigen bezüglich der Stromgestehungskosten billigsten Technologieoptionen (Wasserkraft, Klär- und Depo-niegas sowie Biomassezufeuern) die Zielsetzung in 2010 auch ohne Offshore-Nutzung erreicht werden kann. Ergänzend ist zu berücksichtigen, dass gerade zu Beginn der Quotenregelung von vergleichsweise hohen Stromgestehungskosten bei Offshore-Anlagen ausgegangen werden muss. In Kombination mit niedrigen Biomassepreisen kann somit in diesem Zeitraum der Einsatz von Biomasse

2000]. Aufgrund der Rahmenbedingungen der hier untersuchten Quotenszenarien mit einer vorgeschriebenen Mindestmenge für grünen Strom ist davon auszugehen, dass Behinderungen in Zukunft nicht weiter existieren werden, da bei Nicht-Erfüllung der Quote Sanktionen drohen.

begünstigt werden. Bei steigenden Biomassepreisen³⁴ haben die zukünftig zu erwartenden Kostensenkungspotentiale bei Windkraftanlagen eine vollständige Ausnutzung der angenommenen Offshore-Standorte sowie die bereits beschriebene teilweise Verdrängung der Biomassenutzung zur Folge.

Bei einer wachsenden Mengenvorgabe (Szenarios QII und QIII) ist bereits ab 2015 ein verstärkter Ausbau im Bereich der Windkraft zu erwarten. In diesem Zusammenhang erfolgt auch die Nutzung von Standorten mit Windgeschwindigkeiten von \bullet 4,5 m/s in Baden-Württemberg. Daraus ergibt sich eine installierte Leistung von 810 MW bei einer Mengenvorgabe von 30 % für das Jahr 2030. Dies kommt einer vollständigen Potentialausschöpfung gleich. Für den Pfad QII erfolgt ein Ausbau der Potentiale überwiegend zwischen 2015 und 2020 mit der in diesem Zeitraum verfügbaren Technologie. Die Anlagen können bis zum Ende des Analysezeitraumes betrieben werden. Im Szenario QIII mit einer höheren Mengenverpflichtung am Ende des untersuchten Zeitraumes wird der Ausbau der Windkraft in Baden-Württemberg zeitlich verschoben und findet erst ab 2020 statt. Ausschlaggebend für diese Verschiebung ist das Zusammenspiel von Entwicklung der Mengenvorgabe und Effizienz der Ausnutzung vorhandener Potentiale. Gegen Ende des Analysezeitraumes steigt im Fall QIII die Mengenvorgabe für grünen Strom deutlich an. Gleichzeitig ist zu diesem Zeitpunkt auch auf nationaler Ebene ein Großteil der Windkraftpotentiale für die Erfüllung der Quotenverpflichtung in anderen Bundesländern erforderlich, so dass ein weiterer Import nach Baden-Württemberg nicht möglich ist. Aus baden-württembergischer Sicht ist es in dieser Situation vorteilhafter, die eigenen Potentiale erst zu einem späteren Zeitpunkt, wenn effizientere Windkraftanlagen zur Verfügung stehen, zu nutzen und höhere Erträge zu erzielen, weil dadurch am Ende des Analysezeitraumes die Nutzung von regenerativen Energieträgern³⁵, die mit sehr hohen Kosten verbunden sind, reduziert werden kann. Auch an dieser Stelle ist anzumerken, dass ein schnellerer Ausbau der Offshore-Potentiale die hier skizzierte Entwicklung deutlich beeinflussen kann. Falls auf nationaler Ebene ausreichend Potentiale zur Verfügung stehen, ist mit einem zeitlichen Vorziehen der Windkraftinvestitionen in Baden-Württemberg und höheren Importen in der letzten Analyseperiode zu rechnen³⁶.

Zur Erreichung der Mengenziele der Ausbaupfade QII und QIII, welche für 2020 eine Quote für grünen Strom von 20 % bzw. 23 % vorsehen, reichen verfügbaren Potentiale an Windkraft und festen biogenen Brennstoffen nicht aus. Daher erfolgt im Szenario QII ab 2025 und im Szenario QIII ab 2020 ein Ausbau von Biogasanlagen auf Basis einer Vergärung fester und flüssiger Biomasse bzw. Bioabfälle. Da die Biogaspotentiale bereits bei den für 2025 angenommenen Mengenzielen vollständig ausgeschöpft werden, muss eine Nutzung weiterer regenerativer Energiequellen – in diesem Falle Solarstrahlung – erfolgen. Dabei werden im Wesentlichen Photovoltaikanlagen auf Freiflächen installiert. Bei einer Quotenhöhe von über 40 % in 2030 sieht das Modellsystem eine Erzeugung von

³⁴ Zur Biomassepreisentwicklung siehe Tabelle 40.

³⁵ Z. B. Solarstrahlung.

³⁶ Entsprechend der Entwicklung unter dem Szenario QII.

Photovoltaikstrom in Höhe von rund 390 PJ vor. Dies entspricht einem Anteil an der gesamten Mengenverpflichtung von 43 %.

Aus den Modellergebnissen geht hervor, dass feste biogene Brennstoffe sowie die Windkraft einen wesentlichen Beitrag zur Erfüllung einer Mengenvorgabe für grünen Strom leisten können. Bedeutend für die zukünftige Ausrichtung eines Energiesystems unter den Rahmenbedingungen einer Mengenvorgabe für grünen Strom ist dabei die Frage nach der Dominanz eines Energieträgers beziehungsweise einer Technologie.

Die Biomassezufeuerung weist im Vergleich zu den übrigen Technologien geringe Erzeugungskosten auf. Da aber immer eine kombinierte Produktion von normalem und grünem Strom erfolgt, ist die verfügbare Menge grünen Stroms auch an die Situation auf dem Markt für konventionell erzeugten Strom gebunden. So ist es beispielsweise möglich, dass aufgrund eines Überangebots auf dem Markt für fossilen Strom die Zufeuerungsanlagen nicht konkurrenzfähig sind und daher auch kein grüner Strom produziert werden kann³⁷. Aufgrund dieser Abhängigkeit ist diese Option nur bedingt mit den weiteren Möglichkeiten zur ausschließlichen Erzeugung von grünem Strom vergleichbar.

Tabelle 49: Erzeugungskosten für grünen Strom einzelner Technologien

Technologie	Erzeugungskosten für grünen Strom	Ausgewählte Einflussparameter
Biomassezufeuerung	5 – 9,2 Pf/kWh	Biomassepreis
Biomassekraftwerk ^a	26 – 31 Pf/kWh	Biomassepreis
Windkraft Onshore	8,5 - 15,7 Pf/kWh	Technologische Weiterentwicklung
Windkraft Offshore	6,9 – 8,1 Pf/kWh	Technologische Weiterentwicklung

Zinssatz 5 %

^a: Keine Zufeuerung

Bei Windkraft stellt sich das Problem einer möglichen Fluktuation der Stromproduktion aufgrund nicht kontrollierbarer meteorologischer Rahmenbedingungen. Dies macht Strategien zur Abfederung dieser angebotsseitigen Schwankungen erforderlich, z. B. durch fossile Back-up Anlagen³⁸ oder den verstärkten Einsatz nicht fluktuierender regenerativer Energieträger. Durch die damit verbundenen finanziellen wie auch regeltechnischen Mehrbelastungen wird die Einsatzmöglichkeit zur Erreichung großer Anteile grünen Stroms beschränkt. Aufgrund dieser Situation ergibt sich für die zukünftige Entwicklung keine eindeutige Dominanz einzelner Energieträger oder Technologien ausschließlich durch Vorteile bei den Stromgestehungskosten.

7.3.1.3 Exkurs: Detailanalyse zur energetischen Nutzung von Holz

Bei der energetischen Nutzung von Holz zur Strom- und Fernwärmeerzeugung steht der Brennstoff Holz in direkter Konkurrenz zu Erdgas und Steinkohle. Für

³⁷ Aufgrund der bestehenden Ausgangssituation mit umfangreichen Überkapazitäten auf dem Strommarkt ist das Eintreten einer entsprechenden Situation durchaus möglich.

³⁸ Siehe Kapitel 7.3.1.5.

importierte Steinkohle gehen die Preisprognosen auch für einen längerfristigen Zeithorizont von einem sehr niedrigen Preis aus. Für Erdgas ist erst ab etwa 2015 damit zu rechnen, dass die Preise ein Niveau erreichen, das eine Kohlenutzung vorteilhafter werden lässt (siehe [Prognos 2000] und Kapitel 7.2.1). Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage nach dem Einfluss des Holzpreises auf die Konkurrenzfähigkeit von Elektrizität aus holzbefeuerten Kraftwerken sowie nach dem Umfang einer finanziellen Förderung zur Steigerung des Holzanteils in der Stromproduktion. Diese Fragestellung ist für eine sehr wald- und damit holzreiche Region wie Baden-Württemberg vor dem Hintergrund der Diskussion um eine Förderung grünen Stroms von besonderem Interesse. Darüber hinaus steht, unabhängig von energie- und umweltpolitischen Aspekten, auch die Frage nach einer spezifischen Förderung der energetischen Holznutzung aus technologiepolitischen Gesichtspunkten im Raum.

Tabelle 50: Preise und Potentiale für verschiedene Holzarten in Baden-Württemberg [Rentz et al. 2000]

Holzart	Preis [DM/GJ]	Technisches Potential [PJ/a]
Altholz, behandelt	-1,00	10,4
Altholz, unbehandelt	1,99	3
Waldrestholz	9,30	12,9
Sägereste	2,53	12,2
Industrierestholz, unbehandelt	4,72	0,7
Landschaftspflegeholz	4,31	8,3
Rinde	2,08	6,2

Negative Preise bedeuten, dass der Abnehmer eine Vergütung erhält.

Im Rahmen dieses Exkurses erfolgt die Untersuchung der Möglichkeiten zur Stromproduktion für den Fall, dass die bestehenden Holzpotentiale vollständig zur energetischen Nutzung in Kraftwerken eingesetzt werden. Dies setzt voraus, dass eine stoffliche Nutzung der Alt- und Restholzsortimente der energetischen Nutzung untergeordnet wird. Die Fragestellung nach der Gewichtung von energetischer und stofflicher Nutzung ist beispielsweise im Rahmen der für das EEG erforderlichen Biomasseverordnung von besonderer Relevanz, weil dadurch der Förderumfang mitbestimmt wird. Unter diesem Gesichtspunkt stellt die hier getroffene Annahme den aus Sicht der energetischen Nutzung maximalen Fall dar. Aus den Analyseergebnissen kann eine aus dem Blickwinkel der Stromerzeugung sinnvolle Aufteilung der Potentiale auf die Bereiche energetische und stoffliche Nutzung abgeleitet werden.

Bei den Analysen wird grundsätzlich zwischen den Alternativen einer Zufeuerung in Kohlekraftwerken bis zu einem Holzanteil von 25 % und der Nutzung in Kraftwerksanlagen mit reiner Holzfeuerung unterschieden³⁹. Damit ergibt sich die in Abbildung 19 dargestellte Situation bei den Erzeugungskosten für Strom aus Holz und fossilen Energieträgern. Auf Grundlage der unterstellten Anlagendaten ist eine

³⁹ Zu den technischen und ökonomischen Parametern der Anlagen siehe Kapitel 6.3.3.3.2.

Holznutzung in Zufeuerungskraftwerken bis zu einem Holzpreis von 6 DM/GJ konkurrenzfähig zu einer reinen fossilen Stromerzeugung. Der Einsatz in reinen Holzkraftwerken führt bereits bei Holzpreisen von -1 DM/GJ zu Strompreisen von rund 13 Pf/kWh und ist damit deutlich teurer als die Alternative der Zufeuerung.

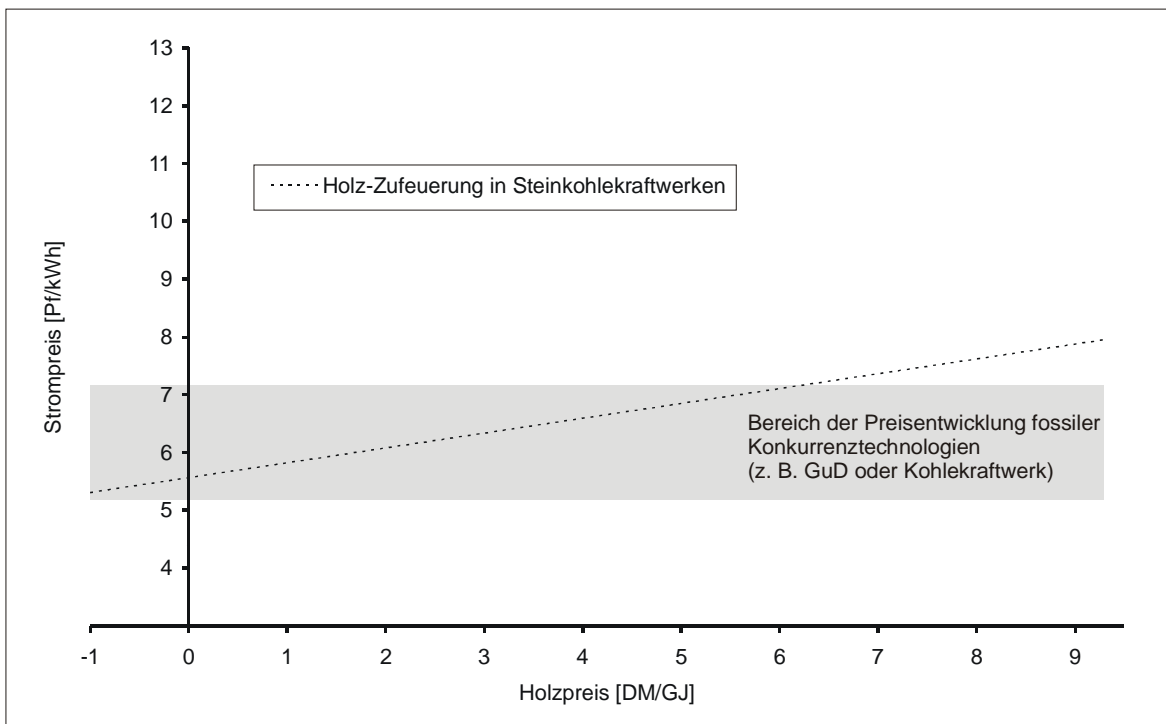


Abbildung 19: Stromgestehungskosten in Abhängigkeit vom Holzpreis

Aus den Modellergebnissen geht hervor, dass eine Holznutzung in Zufeuerungsanlagen bereits unter den bestehenden Rahmenbedingungen wirtschaftlich sinnvoll ist. Der Umfang hängt allerdings sehr stark von der Möglichkeit ab, die Anlagen in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) zu betreiben. Falls die kombinierte Erzeugung von Strom und Wärme, z. B. aufgrund eines fehlenden Wärmeabsatzes, nicht möglich ist, erfolgt die Holznutzung aufgrund der unterstellten Entwicklung der Preise fossiler Energieträger erst ab 2007. Das genutzte Potential umfasst dann 25,8 PJ, während bei gegebenem Wärmeabsatz bis zu 36,3 PJ genutzt werden können. Es wird behandeltes und unbehandeltes Altholz, Sägereste, Rinde und Landschaftspflegeholz eingesetzt. Aus Tabelle 51 geht hervor, dass im Falle einer gekoppelten Erzeugung von Elektrizität und Fernwärme die Stromgestehungskosten geringer sind als bei einer reinen Stromerzeugung⁴⁰. Für den Fall, dass eine Zufeuerung nicht möglich ist, erfolgt keine Nutzung der vorhandenen Holzpotentiale. Ursache hierfür sind die deutlich höheren spezifischen Investitionen reiner Biomassekraftwerke im Vergleich zu Zufeuerungsanlagen, die, wie im hier abgebildeten Fall, nur einen Biomasseanteil von maximal 25 % erlauben.

⁴⁰ Die Höhe der Vergütung von Fernwärme auf Kraftwerksebene von 15 DM/MWh_{th} wurde anhand verschiedener Geschäftsberichte von Großkraftwerken ermittelt.

Tabelle 51: Entwicklung der Holznutzung bei einem Einsatz in Zufeuerungsanlagen

		2002	2005	2007	2010	2015	2020	2025	2030
Mit KWK	Holzmenge [PJ/a]	10,4	10,72	15,99	19,6	31,8	31,8	36,25	36,26
	Holzpreis [Pf/kWh]	-0,36	-0,33	0,022	0,156	0,445	0,445	0,58	0,58
	Stromgestehungskosten [Pf/kWh] ^a	2,9	2,9	3,3	3,6	4,4	4,4	4,6	4,6
Ohne KWK	Holzmenge [PJ/a]	-	-	0,72	10,4	10,4	16,27	24,15	25,86
	Holzpreis [Pf/kWh]	-	-	-0,36	-0,36	-0,36	0,034	0,29	0,338
	Stromgestehungskosten [Pf/kWh]	-	-	5,3	5,3	5,3	5,6	5,8	5,9

^a: Der Holzfeuerungsanlagen unter Berücksichtigung einer Wärmevergütung von 15 DM/MWh_{th}. Dies entspricht der durchschnittlichen Vergütung auf Kraftwerksebene.

Für den Fall, dass die energetische Nutzung auf das gesamte Holzpotential ausgedehnt werden soll, ergibt sich die im Folgenden dargestellte Situation. Unter dem Gesichtspunkt der Stromgestehungskosten ist ein Holzeinsatz in Zufeuerungsanlagen vorzuziehen. Allerdings entsteht daraus die Problematik, dass durch die Biomasseförderung, welche erforderlich ist, damit das gesamte Holzpotential genutzt wird, auch die Stromerzeugung aus Steinkohle gefördert wird. Bei einer Verwendung des gesamten Holzpotentials ergibt sich ein mittlerer Holzpreis von 3,69 DM/GJ. Der Einsatz des Holzbrennstoffes in KWK-Anlagen führt zu Stromgestehungskosten von 6,1 Pf/kWh nach Abzug der Fernwärmevergütung. Mit Blick auf die konkurrierenden Steinkohle- und Erdgaskraftwerke bedeutet dies, dass in diesem Fall nur geringe Förderzahlungen notwendig sind, um die Konkurrenzfähigkeit der aus Holz erzeugten Elektrizität herzustellen. Falls keine Wärmeabsatzmöglichkeiten vorhanden sind und daher KWK-Anlagen nicht eingesetzt werden können, liegen die Strompreise entsprechend höher. Soll die energetische Holznutzung ausschließlich in reinen Biomasseanlagen erfolgen, sind unter der Voraussetzung eines Einsatzes des gesamten Holzpotentials Stromgestehungskosten von bis zu 18,9 Pf/kWh zu erwarten. In diesem Fall wären Subventionen von rund 12 Pf/kWh erforderlich, damit der grüne Strom konkurrenzfähig zu fossilem Strom wird.

Aus den modellgestützten Analysen geht hervor, dass bereits ohne zusätzliche Förderung über die Hälfte des gesamten vorhandenen Holzpotentials wirtschaftlich zur Strom- und Wärmeerzeugung in Zufeuerungsanlagen genutzt werden kann. Es ist zu berücksichtigen, dass bei den genutzten Holzarten eine Konkurrenzbeziehung zwischen energetischer und stofflicher Nutzung besteht, so dass eine Realisierung der Potentialausnutzung einen eindeutigen Vorrang der energetischen Nutzung erfordert. Im Rahmen einer weitergehenden Förderung zur Nutzung des gesamten Potentials hängt der Förderumfang stark davon ab, ob Zufeuerungsanlagen gefördert werden können und damit auch eine indirekte Unterstützung der Kohleverstromung in Kauf genommen wird oder nicht.

7.3.1.4 Entwicklung der Stromgestehungskosten

Im Folgenden werden die Erzeugungskosten für die gesamte, innerhalb des baden-württembergischen Versorgungssystems anfallende Stromnachfrage von Endkunden betrachtet⁴¹. In den dargestellten Werten sind, gewichtet mit der jeweiligen Menge, die Kosten für fossilen Strom und für grünen Strom zusammengefasst. Dies repräsentiert eine Situation, in der die Mehrkosten der Erzeugung grünen Stroms auf die gesamte Stromproduktion und nicht durch gesonderte Aktivitäten, wie z. B. grüne Angebote, auf einzelne Marktsegmente verteilt werden. Diese Sichtweise entspricht der im Rahmen einer allgemeinen Mengenvorgabe für grünen Strom zu erwartenden Entwicklung. Für die folgende Analyse wird in Analogie zu Kapitel 7.2.5 eine Kalkulation auf Basis durchschnittlicher Erzeugungskosten durchgeführt. Eine Betrachtung der Grenzkosten von grünem Strom, die sich aus den Erzeugungskosten der eingesetzten Anlagen ergeben, erfolgt unter dem Blickwinkel eines Marktes für handelbare grüne Zertifikate in Kapitel 7.3.2.4.

Im Rahmen der unterschiedlichen Szenarios wird davon ausgegangen, dass im Jahr 2010 erstmals ein Mengenziel für grünen Strom einzuhalten ist, wobei die Quotenhöhe für 2010 in allen Szenarios identisch ist⁴². Aufgrund dieser Annahmen ergeben sich bis 2010 keine Unterschiede bei den Erzeugungskosten.

Der stetige Anstieg der Erzeugungskosten im Referenzszenario ist auf die mit dem Kernenergieausstieg verbundenen umfangreichen Ersatzinvestitionen sowie auf die unterstellte Preisentwicklung bei Erdgas zurückzuführen (siehe auch Kapitel 7.2.1). Für den Entwicklungspfad QI mit einem konstanten Anteil grünen Stroms von 10,3 % entwickeln sich die Erzeugungskosten mit einer maximalen Differenz von 0,1 Pf/kWh nur sehr leicht über den Kosten des Referenzfalles. Für 2010, dem Startjahr der Mengenverpflichtung, liegen die Erzeugungskosten kaum über dem Referenzfall. Die nur geringen Steigerungen der Erzeugungskosten gegenüber dem Referenzfall beruhen im Wesentlichen auf dem Umstand, dass zur Erfüllung der Mengenverpflichtung Windkraft an sehr guten Festland- sowie an Offshore-Standorten und die Zufeuerung von Biomasse ausreichen.

Bei den Entwicklungspfaden QII und QIII, welche von höheren Verpflichtungen ausgehen, stellt sich die Situation differenzierter dar. Die im Szenario QII unterstellte Entwicklung führt in einer ersten Stufe im Zeitraum 2015 bis 2024 zu einem Anstieg von 0,5 – 0,7 Pf/kWh gegenüber dem Referenzfall. In diesem Zeitraum wird die Quote ausgehend von 10,3 % in 2010 zunächst auf 15 % in 2015 und dann auf 20 % in 2020 angehoben. Eine weitere Erhöhung auf 25 % im Jahr 2025 führt zu zusätzlichen Kosten von 1,6 Pf/kWh. Bei einer Quotenhöhe von 30 % in 2030 beläuft sich die Kostensteigerung auf 2,4 Pf/kWh. Wesentliches Ergebnis dieses Szenarios ist, dass eine Anhebung der Mengenverpflichtung im Bereich zwischen 15 und 20 % nur zu zusätzlichen Kosten bei der Erzeugung von

⁴¹ Da das Modellsystem einen beträchtlichen Export von fossilem Strom vorsieht, liegen die Erzeugungskosten bezogen auf die gesamte Erzeugung unter den Werten bezogen auf die Endnachfrage. Ausschlaggebend dafür ist der Umstand, dass die Mengenverpflichtung für grünen Strom nur für die Endnachfrage zu erfüllen ist.

⁴² Siehe Kapitel 7.1.2.

0,2 Pf/kWh führt. Der allgemeine Anstieg der Erzeugungskosten gegenüber dem Szenario QI ist auf die verstärkte Nutzung von Windstandorten im Binnenland zurückzuführen.

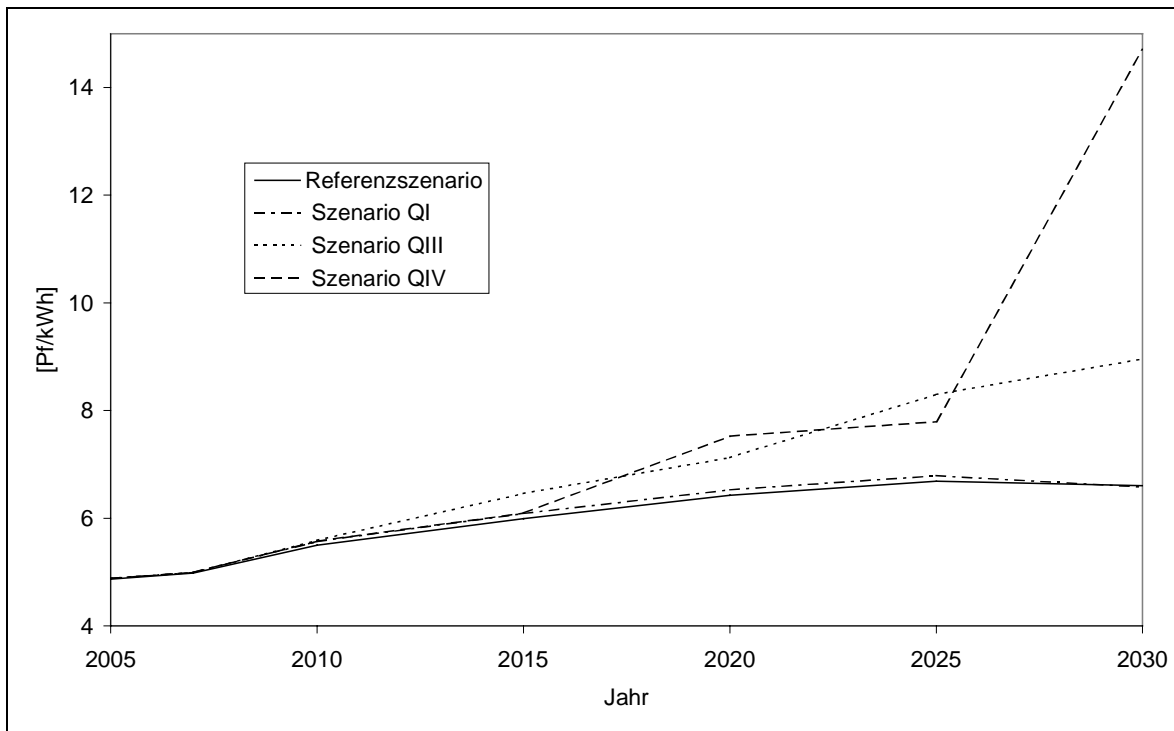


Abbildung 20: Entwicklung der Stromerzeugungskosten im Falle einer Quotenregelung ohne Zertifikatehandel

Der Quotenpfad QIII zeichnet sich durch eine Veränderung der Mengenverpflichtung in einem Zehnjahresrhythmus aus. Daher tritt erstmalig in der Periode 2020 eine Abweichung von der Entwicklung im Referenz- beziehungsweise QI-Szenario auf. Die zusätzlichen Erzeugungskosten zur Erreichung des Mengenziels von 23 % betragen 1,1 Pf/kWh. Im Vergleich zum Szenario QII hat in diesem Zeitraum eine Anhebung der Quote um nur drei Prozentpunkte zusätzlichen Kosten von 0,4 Pf/kWh zur Folge. Dies ist auf die zur Zielerreichung erforderliche umfangreichere Nutzung von Windkraft auch an Standorten mit schwachen Windgeschwindigkeiten zurückzuführen. Bei einem Anteil grünen Stroms von rund 45 % in 2030 belaufen sich die zusätzlichen Kosten auf 8,1 Pf/kWh. Verantwortlich für diese deutliche Zunahme ist der Einsatz von Photovoltaikanlagen.

7.3.1.5 Einlastung von Anlagen auf Basis regenerativer Energieträger

Bei den vom Modellsystem vorrangig eingeplanten regenerativen Energieträgern Wasser- und Windkraft ist die Stromproduktion im Bereich der Grundlast einzuordnen⁴³. Lediglich Biomasse kann aufgrund der Lagerfähigkeit des Energie-

⁴³ Die Wasserkraftnutzung erfolgt in Laufwasserkraftwerken, welche typische Grundlastanlagen sind. Bei der Windkraftnutzung ist aufgrund der geografischen Streuung der Standorte sowie der Unbeeinflussbarkeit des Windaufkommens von einer mittleren, gleichmäßigen Erzeugung auszugehen. Da im Rahmen der Modellierung lediglich Durchschnittstage betrachtet werden, ist

trägers dem Lastverlauf entsprechend eingesetzt werden. Allerdings ist hierbei zu berücksichtigen, dass die Erzeugungsanlagen aufgrund ihrer technischen und ökonomischen Eigenschaften als Grundlastanlagen charakterisiert werden können⁴⁴.

Im Rahmen der in diesem Kapitel untersuchten Szenarios wird eine physische Erfüllung der Quotenverpflichtung vorausgesetzt, wobei die Lieferung grünen Stroms den Lastkurven der Kunden entsprechen muss. In dieser Situation ergibt sich das Problem, dass auf Seiten der Produktion grüner Strom überwiegend im Bereich der Grundlast erzeugt werden kann, während auf der Nachfrageseite auch Lastspitzen und –schwankungen abgedeckt werden müssen. Zur Abdeckung von Nachfrageschwankungen ergeben sich folgende Möglichkeiten:

- Nutzung von Biomasseanlagen: Da es sich hierbei um typische Grundlastanlagen handelt (z. B. Zufeuerung in Kohlekraftwerken), hat ein Einsatz zum Ausgleich von Lastschwankungen üblicherweise einen Anstieg der Erzeugungskosten zur Folge, da die Anlage nicht im optimalen Bereich gefahren werden kann. Darüber hinaus sind technische Restriktionen, z. B. bezüglich der Laständerungsgeschwindigkeit, zu berücksichtigen. Dies bedeutet, dass eine sinnvolle Nutzung von Biomasseanlagen lediglich im Mittellastbereich zur Abfederung kleinerer Schwankungen möglich ist.
- Nutzung von Pumpspeicherkraftwerken: Bei einer Nutzung von überschüssigem grünem Strom zum Befüllen der Speicherbecken kann in Lastspitzen eine entsprechende Menge grünen Stroms erzeugt werden.
- Ausgleich über den Handel: Da bei der Erzeugung grünen Stroms zeitliche und regionale Unterschiede auftreten können (z. B. bei Windkraft), ist ein Ausgleich von Lastschwankungen, zumindest in einem gewissen Maß, auch über den Handel zu erwarten.

Das Modellsystem realisiert den Schwankungsausgleich in extremen Spitzen, z. B. am Tag der maximalen elektrischen Netzlast, über eine Nutzung von Pumpspeichieranlagen. Kleinere Lastschwankungen werden über den Handel ausgeglichen. Es ist allerdings zu berücksichtigen, dass der Ausgleich über den Markt für grünen Strom in der Praxis nur dann funktioniert, wenn das Angebotsvolumen zu Spitzenlastzeiten groß genug ist. Da die oben dargestellten Restriktionen bezüglich der Einlastung entsprechender Anlagen nicht nur in Baden-Württemberg gelten, besteht durchaus die Möglichkeit, dass gerade in Spitzenlastbereichen nicht ausreichend grüner Strom über den Handel zur Verfügung steht. Damit bleibt die Nutzung von Speicherkraftwerken eine wichtige Option zur Sicherstellung einer zur Nachfrage zeitgleichen Erzeugung von grünem Strom. Für Baden-Württemberg wird diese Problematik dadurch abgeschwächt, dass in den vergangenen Jahren eine zunehmend gleichmäßigere Lastkurve zu beobachten ist⁴⁵ und damit der Bedarf eines Ausgleichs großer Lastschwankungen nur in einem gerin-

eine Abbildung ähnlich der Grundlaststromerzeugung sinnvoll. Siehe zu dieser Thematik auch Kapitel 6.3.3.2.

⁴⁴ Dies ist z. B. bei einer Biomassezufeuerung in Kohlekraftwerken der Fall.

⁴⁵ Dies ergibt sich z. B. aus einem Vergleich der Daten in [VDEW 1998] und [VDEW 1997a].

gen Umfang besteht. Da es in Baden-Württemberg eine Reihe von Speicherkraftwerken gibt, können aus dieser Situation auch Exportmöglichkeiten für grünen Strom zu Spitzenlastzeiten erschlossen werden.

Die hier dargestellte Problematik des Ausgleichs von Lastschwankungen bei grünem Strom tritt nur bei geforderter Zeitgleichheit von Angebot und Nachfrage auf. Für den Fall, dass der grüne Strom nur in entsprechender Menge aber nicht gemäß der Lastkurve der Nachfrage bereitgestellt werden muss, ergibt sich im Wesentlichen eine Verdrängung von fossiler Grundlastkapazität durch den grünen Strom⁴⁶. Es ist allerdings zu erwarten, dass sich die Betreiber der betroffenen Kraftwerke gegen eine Verdrängung aus dem Markt wehren werden (z. B. durch geringere Preise). Damit wird auch bei einer zeitlichen Entkopplung von Erzeugung und Nachfrage bei der Versorgung mit grünem Strom zumindest eine teilweise Angleichung der Stromproduktion in regenerativ betriebenen Erzeugungsanlagen an Lastschwankungen erforderlich. Dies bedeutet, dass unabhängig vom Kriterium einer Zeitgleichheit von Produktion und Nachfrage Kapazitäten zur Abfederung von Lastschwankungen bei grünem Strom bereitgehalten werden müssen. Der Umfang wird sehr stark vom Verhalten und den Zielsetzungen der einzelnen Akteure geprägt sein.

7.3.1.6 Handel mit grünem Strom

Bestimmend für das Handelsvolumen mit grünem Strom zwischen Baden-Württemberg und den übrigen Regionen Deutschlands ist das Gefälle bei den Erzeugungskosten zwischen den Regionen. Nur bei genügend großen Preisunterschieden können die aufgrund des überregionalen Handels zusätzlich anfallenden Transaktionskosten⁴⁷ abgedeckt werden. Damit ist die Verfügbarkeit von besonders billigem grünem Strom eine Voraussetzung für einen ausgeprägten interregionalen Austausch. Aufgrund dieser Anforderungen ist der Ausbau der Schlüsseltechnologien Offshore-Windkraft und Biomassezufeuerung in der übrigen Bundesrepublik Deutschland ausschlaggebend für die Entwicklung des Imports von grünem Strom nach Baden-Württemberg⁴⁸.

Für den Fall ohne Importmöglichkeit für grünen Strom ist bereits bei einer konstanten Quote von 10 % die Nutzung von Windkraftpotentialen an Standorten mit schlechten Windverhältnissen in Baden-Württemberg erforderlich. Daraus ergeben sich Erzeugungskosten die zum Teil deutlich über den in Abbildung 20 dargestellten Werten liegen. Durch eine Ausnutzung der in der Bundesrepublik Deutschland vorhandenen Biomassepotentiale im Rahmen einer Zufeuerung in fossilen Kraftwerken kann die Nutzung von Potentialen, die mit hohen Stromerzeugungskosten

⁴⁶ Die Modellergebnisse für diesen Fall unterscheiden sich nicht von den Ergebnissen des Szenarios mit einem nationalen Zertifikatehandel.

⁴⁷ z. B. Kosten der Informationsbeschaffung über den Markt.

⁴⁸ Da Baden-Württemberg eine Region mit nur sehr geringen, bezüglich der Stromgestehungskosten günstig zu erschließenden Potentialen für regenerative Energieträger ist, wird im Rahmen dieser Arbeit davon ausgegangen, dass ein gezielter Export von grünem Strom nicht möglich ist, weil die vorhandenen Potentiale vorrangig zur Befriedigung der eigenen Nachfrage genutzt werden.

verbunden sind (z. B. Windkraft an Standorten mit geringen Durchschnittsgeschwindigkeiten) innerhalb Baden-Württembergs im Szenario QI vollständig vermieden und bei höheren Mengenverpflichtungen reduziert werden. Bei einer Nutzung der gesamten für Deutschland angenommenen Potentiale kann im Szenario QI über einen Import zwischen 75 und 82 % der Mengenverpflichtung abgedeckt werden⁴⁹. Erfolgt ein Ausbau von Offshore-Windpotentialen, der über die hier getroffenen pessimistischen Annahmen hinaus geht, ist ein weiterer Anstieg der Importrate möglich. Bei Entwicklungspfaden, die höhere Quoten für grünen Strom vorsehen als QI, geht der Importanteil unter den Wert von 75 % zurück, weil dann auch ein zunehmender Anteil der verfügbaren Potentiale für die Quotenerfüllung in den übrigen Bundesländern benötigt wird.

Mit Zunahme der gehandelten Menge grünen Stroms steigt auch die Belastung der Transportkapazitäten der Übertragungsnetze. Bei einer vollständigen Ausnutzung der Importmöglichkeiten von grünem Strom nach Baden-Württemberg beträgt im Szenario QI die dafür erforderliche Leitungskapazität rund 800 MW, während sie bei einer höheren Mengenverpflichtung (QIII) auf 3500 MW ansteigt. Damit würde im Fall QIII ein Anteil von 60 % der verfügbaren Leitungskapazität⁵⁰ für den Handel mit grünem Strom benötigt.

7.3.1.7 *Back-up für stark fluktuierende Energieträger*

Bei den Energieträgern Windkraft und Solarstrahlung hängt das natürliche Dargebot von meteorologischen Rahmenbedingungen ab und kann daher innerhalb kurzer Zeitspannen starken Schwankungen unterworfen sein. Des weiteren besteht trotz verbesserter Prognoseverfahren, beispielsweise für die zu erwartenden Windgeschwindigkeiten, das Problem von Fehlprognosen [Dany et al. 2000a]. Diesen Nebenbedingungen muss im Rahmen einer Kapazitätsplanung für ein Energiesystem Rechnung getragen werden. Es ist deshalb erforderlich, für die installierten Windkraft- und Photovoltaikanlagen Back-up Kapazitäten vorzuhalten. Bei einer geografisch breiten Streuung der Anlagen sowie einer großen Anlagenzahl kann davon ausgegangen werden, dass nicht an allen Orten zur exakt gleichen Zeit das Energieträgerangebot (vollständig) absinkt⁵¹. Aus diesem Grund muss die Back-up Leistung nicht der gesamten installierten Leistung von Anlagen auf Basis fluktuierender Energieträger entsprechen. In [Dany et al. 2000b] wird für den Back-up von Windkraftanlagen ein Wert zwischen 92 und 83 % der installierten Anlagenleistung angegeben.

⁴⁹ Im Fall eines Zertifikatehandels *kann* sich aufgrund des Wegfalls von Durchleitungsentgelten und des Hinzukommens von weiteren Transaktionskosten eine Veränderung des Preisgefüges zwischen den Regionen ergeben. Dies kann zu einer Zu- wie auch einer Abnahme der Produktion in Baden-Württemberg führen. Zu den minimalen und maximalen Anteilen siehe Tabelle 52. Die Werte des Falls „Vergütung zu Marktpreis“ für Strom aus regenerativ betriebenen Anlagen repräsentieren auch die Entwicklung des Szenarios ohne Zertifikatehandel.

⁵⁰ Kapazität für den Austausch zwischen Baden-Württemberg und anderen Regionen in der Bundesrepublik Deutschland. Ein möglicher „Umweg“ über ausländische Netze ist hier nicht berücksichtigt.

⁵¹ Diese Bedingungen sind aufgrund der typischen Anlagengröße sowie der zahlreich existierenden Einzelanlagen für Windkraft- sowie für Photovoltaikanlagen gegeben (siehe dazu auch [Dany et al. 2000a]).

Im Rahmen der durchgeführten Analysen, die für den Bereich der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen Potentiale in der gesamten Bundesrepublik Deutschland berücksichtigen, wird für Windkraft wie auch Solarstrahlung eine erforderliche Back-up Leistung in Höhe von 85 % der installierten Kapazitäten angenommen. Für die übrigen betrachteten regenerativen Energieträger wird davon ausgegangen, dass keine gesonderte Back-up Strategie erforderlich ist. Die Kosten für die Vorhaltung von Back-up Anlagen sind bei Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen der regenerativen Energieträger zu berücksichtigen.

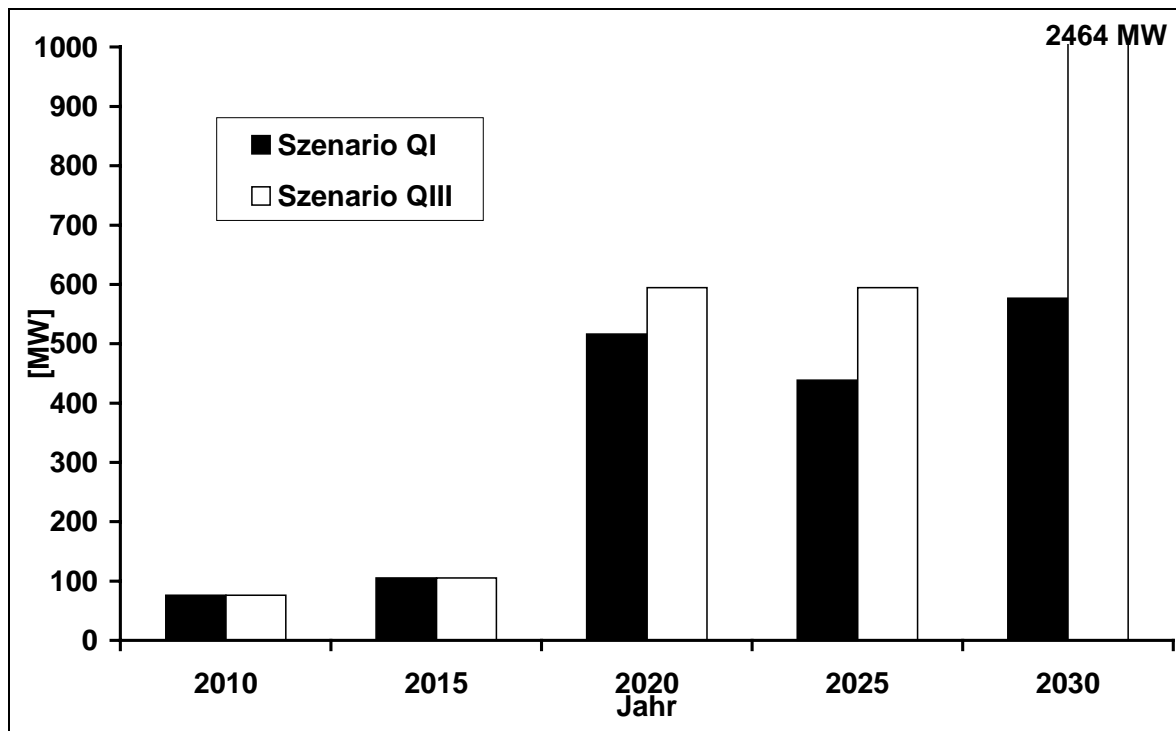


Abbildung 21: Entwicklung der erforderlichen Back-up Leistung

In Abbildung 21 ist die unter den getroffenen Annahmen erforderliche Back-up Leistung für die Szenarios QI und QIII dargestellt. Die Höhe der erforderlichen Reservekapazität wird im Rahmen der Modellergebnisse überwiegend durch die starke Nutzung der Windkraftpotentiale bestimmt. Erst bei sehr hohen Mengenzielen für grünen Strom muss auch für Photovoltaikanlagen eine Reserve vorgehalten werden⁵².

Aufgrund des Umstandes, dass die Reserveanlagen sehr schnell angefahren werden müssen, kommen überwiegend Speicherkraftwerke und Gasturbinenanlagen dafür in Frage. Das Modellsystem deckt einen maximalen Anteil von 600 MW über existierende Speicherkraftwerke ab, die in diesem Rahmen auch grünen Strom liefern können. Aus Umweltgesichtspunkten ist diese Option dem Einsatz von fossilen Anlagen vorzuziehen. Für den Fall, dass ausschließlich Gasturbinenanlagen als Back-up bereitgehalten werden, ergeben sich bei einer erforderlichen Leistung von 600 MW für Baden-Württemberg reservebedingte zusätzliche Kosten von rund 0,35 % bezogen auf die durchschnittlichen

⁵² Ab 2030 im Szenario QIII.

Erzeugungskosten. Im hier untersuchten Maximalfall von 2464 MW Reserveleistung liegt der Aufschlag bei 2,7 %.

Der in Abbildung 21 im Szenario QI erkennbare Rückgang der Reserveleistung um rund 90 MW in 2025 im Vergleich zu 2020 hängt mit dem in Periode 2025 verstärkten Ausbau von Wasserkraftanlagen außerhalb Baden-Württembergs zusammen. Damit steigt der Anteil von Back-up-freiem grünem Strom beim Import nach Baden-Württemberg. Die begrenzte Verfügbarkeit von billigeren Offshore-Potentialen für Windkraftanlagen ist dabei ausschlaggebend für den Umstand, dass die vorhandenen Wasserkraftpotentiale erst in 2025 vollständig genutzt werden⁵³. Für den Fall einer stärkeren Nutzung von Windkraftstandorten offshore steigt aufgrund des Stromhandels die erforderliche Back-up-Leistung auch für Baden-Württemberg an.

7.3.1.8 Emissionen

Zur Untersuchung der Auswirkungen der verschiedenen Mengenziele für grünen Strom werden die spezifischen Emissionen der von den Quotenverpflichteten, das heißt den Endkunden, nachgefragten Strommenge untersucht⁵⁴. Eine Analyse der Emissionen bezogen auf die Stromproduktion spiegelt die Auswirkungen des Instrumenteneinsatzes nur ungenügend wieder, da angenommen wird, dass die Produzenten nicht zur Einhaltung des Mengenziels verpflichtet werden⁵⁵. Damit besteht grundsätzlich die Möglichkeit, dass in Baden-Württemberg bei gegebenen Absatzmöglichkeiten fossiler Strom zum Export erzeugt wird. Dies kann, bezogen auf die Stromproduktion, trotz Mengenziel für grünen Strom zu einer Zunahme der spezifischen Emissionen innerhalb Baden-Württembergs führen. Da ein umweltpolitisches Instrument nicht im Alleingang in einer Region implementiert wird, werden sich die spezifischen Emissionen, bilanziert über den gesamten Geltungsbereich des Instruments⁵⁶, den hier untersuchten Werten angleichen. Damit können die im Folgenden dargestellten Emissionspfade auch als repräsentativ für eine bundesweite Entwicklung angesehen werden.

⁵³ Durch den unterstellten Nachfrageanstieg nimmt auch die durch die Quotenregelung induzierte absolute Menge grünen Stroms zu, was bedeutet, dass weitere Potentiale (in diesem Fall Wasserkraft) genutzt werden müssen.

⁵⁴ In Kapitel 7.2.6 werden für das Referenzszenario die spezifischen Emissionen der Stromproduktion untersucht. Diese Werte sind mit den hier gewählten spezifischen Emissionen der Endnachfrage vergleichbar, da im Referenzfall davon ausgegangen werden kann, dass der Strommix von Endnachfrage und Export identisch ist. Dies muss bei den untersuchten Quotenszenarios nicht der Fall sein, da beispielsweise der Export nicht der Quotenregelung unterliegt.

⁵⁵ Siehe Kapitel 7.1.2.

⁵⁶ Das heißt die gesamte Bundesrepublik Deutschland.

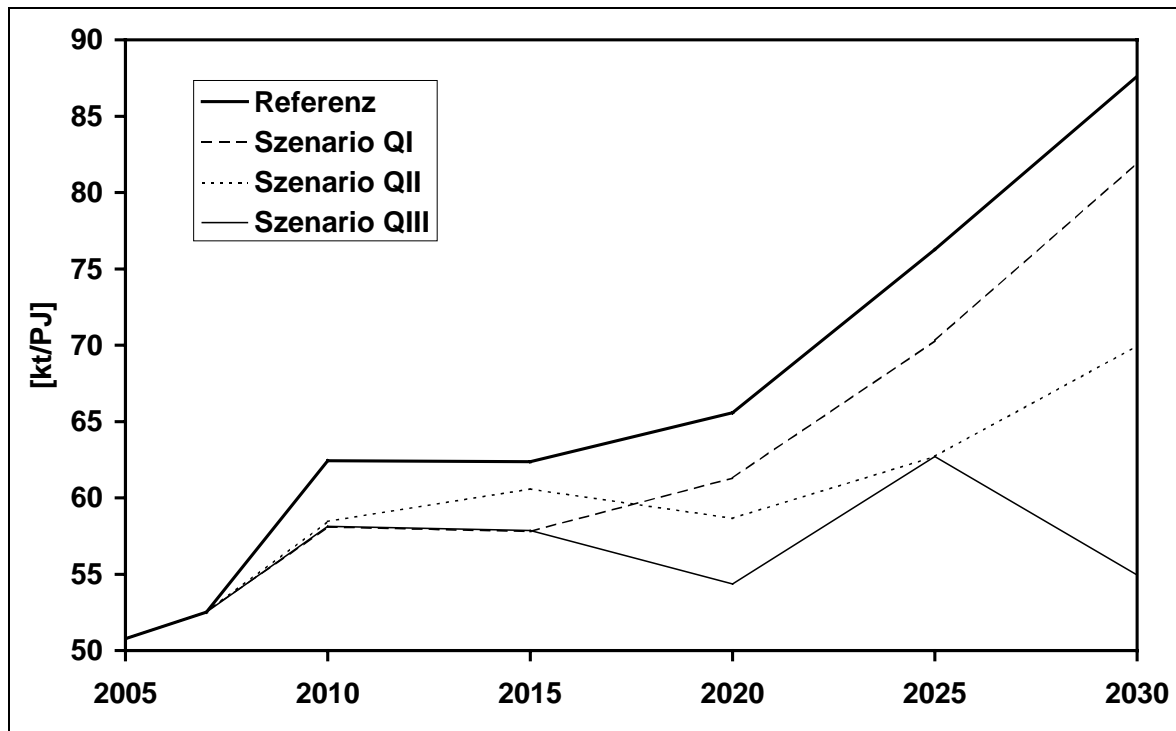


Abbildung 22: Entwicklung der spezifischen CO₂-Emissionen

Da grüner Strom per Definition als CO₂-frei beziehungsweise CO₂-neutral gilt, wäre zunächst zu erwarten, dass bei der Vorgabe von Mengenzielen die CO₂-Minderung gegenüber dem Referenzfall genau der Quotenhöhe für grünen Strom entspricht. Dies gilt allerdings nur für den Fall, dass ausschließlich eine Verdrängung von fossilem Strom durch grünen Strom erfolgt und dadurch innerhalb der fossilen Stromproduktion keine Veränderungen des Technologie- und Energieträgermixes induziert werden.

Unter den angenommenen Rahmenbedingungen wird aufgrund der wirtschaftlichen Vorteilhaftigkeit ein Teil des erforderlichen grünen Stroms in Kraftwerken zur kombinierten Verbrennung von fester Biomasse und Kohle erzeugt. Dies bedeutet, dass mit der Produktion von grünem Strom auch die Erzeugung einer festen Menge fossilen Stroms aus Kohle verbunden ist. Diese Elektrizität muss abgesetzt werden und verdrängt daher andere fossile Technologien, die im Fall von Gaskraftwerken geringere CO₂-Emissionen aufweisen. Da aufgrund der Ergebnisse des Referenzszenarios zu erwarten ist, dass GuD-Anlagen vor allem im Zeitraum bis 2020 sehr stark genutzt werden, steht der Emissionsminderung durch grünen Strom gleichzeitig – als Seiteneffekt – eine Emissionszunahme seitens der fossilen Stromproduktion aufgrund der Substitution von Erdgas durch Steinkohle gegenüber. Daher führt eine Mengenvorgabe für grünen Strom in Höhe von rund 10 % nur zu einer Reduktion der spezifischen CO₂-Emissionen von ungefähr 7 % während des gesamten Analysezeitraumes (Szenario QI). Für das Szenario QII führen diese Zusammenhänge in 2015 zu deutlich höheren Emissionen als im Fall QI, obwohl die Mengenvorgabe für grünen Strom um fünf Prozentpunkte höher ist. Ursache hierfür ist die Potentialbegrenzung für andere regenerative Energieträger, wie z. B. Wind oder Wasser, in diesem Zeitraum, welche zu einer deutlichen Aus-

weitung der Nutzung von Zufeuerungsanlagen und damit zu Mehremissionen führt.

Damit zeigt sich, dass mit einer Erhöhung von Mengenvorgaben für grünen Strom nicht unbedingt auch Emissionsminderungen einhergehen müssen. Für die Ausgestaltung von Quotenregelungen bedeutet dies, dass emissionssteigernde Effekte nur dann vermieden werden können, wenn der Quotenpfad entsprechend der Potentialverfügbarkeit für regenerative Energieträger ausgestaltet wird. Sehr ambitionierte Mengenziele können somit auch dem eigentlichen Ziel des Instrumenteneinsatzes, einer Emissionsminderung, zuwider laufen.

Diese Aussagen werden durch die Entwicklung der Emissionskurven der verschiedenen Szenarios im Jahr 2020 bestätigt. Hier führt eine Anhebung der Quote von 20 auf 23 % zu einer deutlichen Reduktion der spezifischen Emissionen⁵⁷. Grund dafür ist die für diesen Zeitpunkt angenommene größere Verfügbarkeit von Offshore-Windkraftpotentialen, die eine zusätzliche Nutzung von Zufeuerungsanlagen, die im Bereich der fossilen Stromerzeugung höhere Emissionen verursachen, nicht erforderlich macht.

Im weiteren Verlauf steigen in allen Szenarios die Emissionswerte an, was durch den Energieträgerwechsel zwischen Gas und Kohle bei der fossilen Stromerzeugung verursacht wird. Für die Szenarios QII und QIII sind die Werte in 2025 fast identisch, da zu diesem Zeitpunkt nahezu identische Mengenverpflichtungen zu erfüllen sind.

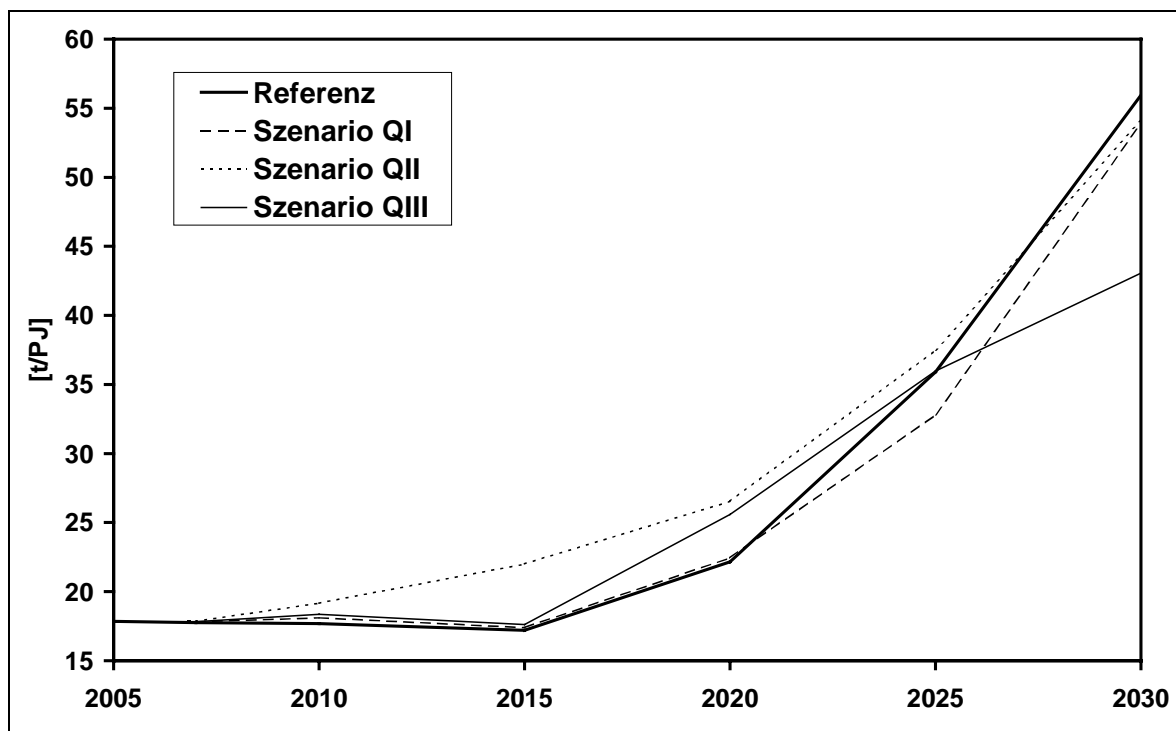


Abbildung 23: Entwicklung der spezifischen SO₂-Emissionen

⁵⁷ Vergleich der Szenarios QII und QIII.

In 2030 ist für den Entwicklungspfad QIII mit einem Mengenziel von rund 45 % der Einsatz von Photovoltaik-Anlagen erforderlich, weil sämtliche bezüglich der Stromgestehungskosten billigeren Biomasse- und Windkraftpotentiale vollständig ausgeschöpft sind. Aufgrund der Reihenfolge der Potentialausnutzung⁵⁸ wird deutlich, dass nur falls eine Kuppelproduktion von grünem und fossilem Strom nicht (mehr) möglich ist, der Wachstumspfad bei den CO₂-Emissionen verlassen werden kann.

Die SO₂-Emissionen werden im Wesentlichen durch den Einsatz von Steinkohle sowie zu einem geringen Ausmaß durch die Verbrennung von biogenen Festbrennstoffen bestimmt. Damit verläuft bei geringen Mengenvorgaben, die einen Einsatz von fester Biomasse in Kombikraftwerken nicht erfordern, die Emissionsentwicklung analog zum Referenzfall. Sobald ein größerer Anteil von Biomasse in Zufeuerungsanlagen verbrannt wird und dadurch die bereits beschriebene Verdrängung von Erdgas durch Kohle einsetzt steigen die SO₂-Emissionswerte an. Dies ist für das Szenario QII und QIII zu beobachten. Mit zunehmender Nutzung von emissionsfreien Optionen, wie z. B. Windkraft oder Solarstrahlung sinken die Werte unter den Entwicklungspfad des Referenzfalles.

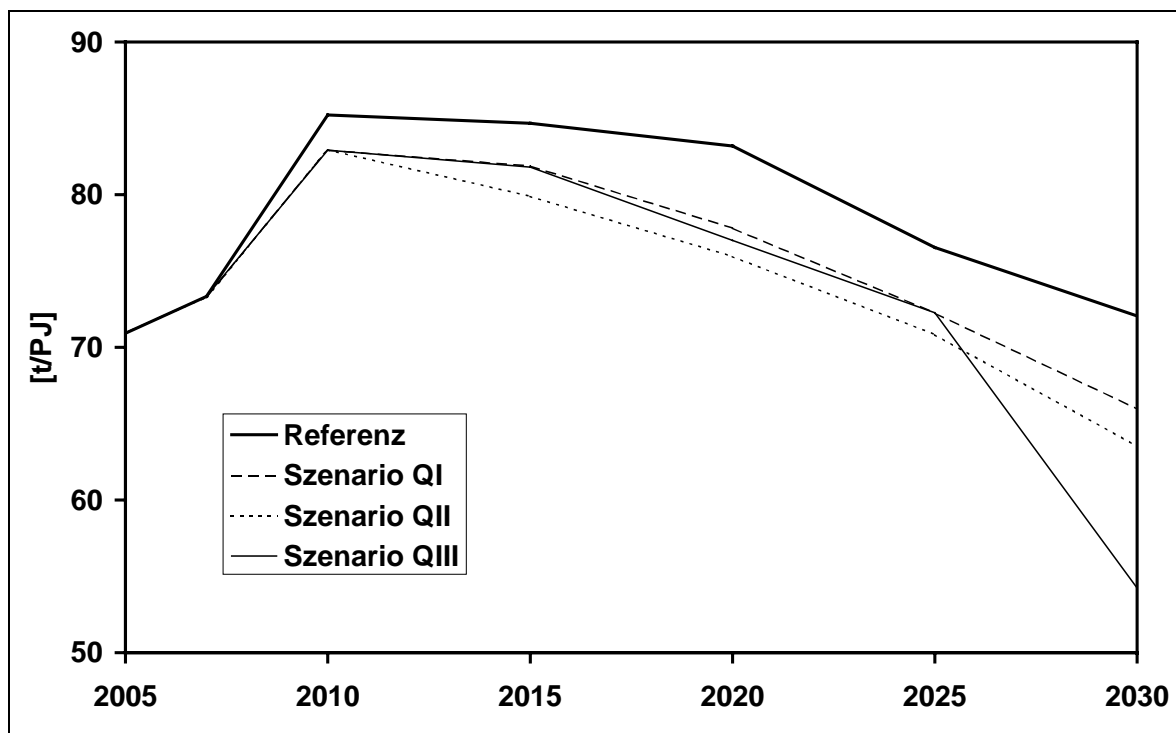


Abbildung 24: Entwicklung der spezifischen NO_x-Emissionen

Die spezifischen NO_x-Emissionen erreichen zwischen 2010 und 2025 aufgrund der starken Erdgasnutzung ein hohes Niveau. Eine Mengenvorgabe für grünen Strom führt in allen Fällen zu einer Reduktion, da alle in Frage kommenden Optionen zur Erzeugung von grünem Strom geringere Emissionsfaktoren für NO_x aufweisen als die eingesetzten fossilen Alternativen. Während bei SO₂ und CO₂ eine verstärkte Zufeuerung von Biomasse in Kohlekraftwerken zu einem Anstieg der

⁵⁸ Zuerst Wasserkraft, dann Windkraft, dann Biomasse und schließlich Solarstrahlung.

spezifischen Emissionen führt, wirkt sich dies bei NO_x emissionsmindernd aus. Damit können im Szenario QII in der Periode 2015, welche aufgrund der Quotenhöhe eine starke Biomassezufeuerung vorsieht, sehr deutliche Reduktionen realisiert werden, weil zusätzlich durch den in Kuppelproduktion erzeugten fossilen Strom aus Steinkohle Elektrizität aus Erdgas verdrängt wird. Im Szenario QIII führt der große Anteil von Photovoltaikanlagen im Jahr 2030 zu einem deutlichen Rückgang der spezifischen NO_x-Emissionen im Vergleich zu den übrigen Szenarios.

7.3.2 Auswirkungen eines Zertifikatehandels

7.3.2.1 Verteilung und Nutzung des regenerativ erzeugten Stroms

Bei einem Modell mit handelbaren grünen Zertifikaten erfolgt eine Aufteilung des grünen Stroms in seine grüne Eigenschaft (Service), welche in Form von Zertifikaten gehandelt wird, und in den regenerativ produzierten Strom (Commodity). Dieser Strom wird aufgrund der Trennung von Service und Commodity wie konventionell erzeugter Strom behandelt. Durch diese mögliche Entkopplung muss die erzeugte Elektrizität nicht beim Mengenverpflichteten verbraucht werden. Damit entfällt zum einen die Durchleitung des Stroms, die bei entsprechender Quotenhöhe zu einer deutlichen Belastung des Netzes führen kann (siehe Kapitel 7.3.1.6). Zum anderen muss die Erzeugung nicht an den Lastverlauf des Verpflichteten angepasst werden. Damit kommen die in Kapitel 7.3.1.5 beschriebenen Probleme einer gezielten Erzeugung von grünem Strom zu Spitzenlastzeiten prinzipiell nicht zum Tragen. Dies bedeutet, dass der Anlagenbetrieb besser an das natürliche Angebot regenerativer Energieträger⁵⁹ beziehungsweise an den optimalen Betriebspunkt der Anlagen angepasst werden kann.

Allerdings können die sich aus der Trennung von Service und Commodity ergebenden Vorteile eingeschränkt werden. Aufgrund starker regionaler Unterschiede bei den Potentialen regenerativer Energieträger⁶⁰ besteht die Möglichkeit, dass im Einzugsbereich einzelner Verteilnetze vergleichsweise große Mengen an Strom aus regenerativen Anlagen erzeugt werden. Dies kann in Extremfällen dazu führen, dass eine Weitergabe des gesamten regenerativ erzeugten Stroms an Endverbraucher im betroffenen Netz nicht möglich ist. Eine solche Situation kann beispielsweise aufgrund eines geringen Nachfrageniveaus oder technisch bedingter Restriktionen beim Betrieb fossiler Kraftwerksanlagen auftreten. Zur Vermeidung entsprechender Konstellationen ist entweder die Produktion in regenerativen Erzeugungsanlagen an den Lastverlauf anzupassen oder der Strom muss über den Handel weiterverkauft werden⁶¹. In beiden Fällen würden damit die Vorteile der Entkopplung von grünem Strom und Zertifikat zumindest teilweise zunichte gemacht. Dieser Aspekt ist für die hier durchgeführten Analysen von besonderer

⁵⁹ Vor allem wichtig bei Windkraft und Solarstrahlung.

⁶⁰ z. B. in Niedersachsen und Schleswig-Holstein im Vergleich zu Baden-Württemberg [Jopp 2000], [Büchner et al. 1993].

⁶¹ Der Weiterverkauf über den Handel kann dabei mit einer Kooperation mehrerer Netzbetreiber zur Verteilung des notwendigen Regelaufwandes gleichgesetzt werden (siehe auch [Jopp 2000]).

Bedeutung, weil anhand der Modellergebnisse⁶² deutlich wird, dass aus baden-württembergischer Sicht eine Nutzung der als sehr gut zu charakterisierenden Windkraftpotentiale anderer Regionen vorteilhaft ist.

Ausschlaggebend für das Eintreten einer solchen Situation ist zum einen die Menge regenerativ erzeugten Stroms, die ein betroffenes Netz unter technischen Gesichtspunkten aufnehmen kann. Zum anderen spielt auch der Preis eine Rolle, der für Strom aus regenerativen Energieträgern gezahlt wird. Es ist anzunehmen, dass bei einem (zeitlich begrenzten) Überangebot die Preise sinken werden, was in allen Fällen zu einer Nachfrage nach dem „überschüssigen“ Strom führen wird. Somit ist eine Anpassung der Produktion in regenerativen Stromerzeugungsanlagen an eine Nachfragekurve nicht zu erwarten.

Für die Modellierung wird davon ausgegangen, dass der aus regenerativen Energiequellen stammende Strom erzeugungsnah verbraucht werden kann. Für die im Rahmen dieser Arbeit näher betrachtete Region Baden-Württemberg bedeutet dies, dass Strom, der in anderen Regionen erzeugt wird aufgrund der oben dargestellten Zusammenhänge nicht nach Baden-Württemberg importiert werden muss, sondern anderweitig abgenommen wird.

7.3.2.2 Die Rolle der Vergütung für Strom und Zertifikate

Der Preis, den die Erzeuger für die grünen Zertifikate verlangen, bestimmt sich aus der Differenz der Erzeugungskosten und der Erlöse für den produzierten Strom. Entsprechend des in der Ökonomie üblichen Grenzkostenansatzes setzt die teuerste erforderliche Anlage den Marktpreis für Zertifikate.

Aus Sicht der Verpflichteten ergeben sich zwei grundlegende Alternativen zur Erfüllung einer Mengenvorgabe. Zum einen können Zertifikate über den Markt eingekauft werden und der zur Befriedigung der Nachfrage erforderliche Strom wird selbst erzeugt oder zugekauft. Zum anderen können die Zertifikate und damit auch die entsprechende Strommenge selbst erzeugt und verbraucht werden. Da grundsätzlich die Zertifikate und die Elektrizität zur Befriedigung der Nachfrage bereitzustellen sind, wird die Entscheidung Zertifikatekauf oder Eigenerzeugung von den Kosten für die Kombination Strom und Zertifikat bestimmt. Aus diesem Grund müssen in den Analysen die Erzeugungskosten für Strom plus Zertifikat untersucht werden⁶³.

Bei den Preisen für die Zertifikate sind auch eventuelle Transaktionskosten für den Zertifikatehandel einzurechnen. Im Rahmen dieser Arbeit werden diese Kosten nicht explizit berücksichtigt, weil noch keine Erfahrungen über deren konkrete Höhe vorliegen⁶⁴. Zusätzliche Kosten für eine Zertifikatebeschaffung können dazu führen, dass eine Eigenerzeugung vorteilhafter wird. Entsprechend ist aus baden-

⁶² Siehe Kapitel 7.3.1.2.

⁶³ Die Aussagen können auf die Entwicklung der Zertifikatspreise übertragen werden, weil nur der entsprechende Marktpreis für Strom als für alle Alternativen gleicher Faktor abzuziehen ist.

⁶⁴ Im Rahmen anderer umweltpolitischer Instrumente zur Minderung von Emissionen, wie z. B. Joint Implementation, belaufen sich die Transaktionskosten auf 10 – 20 % der Projektkosten beziehungsweise des Handelsvolumens ([Wietschel 2000, S. 308 ff.]).

württembergischer Sicht mit zunehmender Höhe der Transaktionskosten ein Anstieg der Zertifikateproduktion innerhalb des Bundeslandes zu erwarten. Aus diesem Grund können die im Weiteren dargestellten Ergebnisse als jeweils untere Grenze für die Produktion in Baden-Württemberg interpretiert werden.

Ist für einen Verpflichteten die Summe der Kosten für den Erwerb von Zertifikaten und den Einkauf⁶⁵ von Strom kleiner als die Kosten der Eigenerzeugung der Kombination von Zertifikaten und Strom in regenerativen Erzeugungsanlagen, so wird ein Zertifikatekauf vorgezogen. Im umgekehrten Fall ist die Eigenproduktion vorteilhafter. Im Fall einer regional ungleichen Verteilung der Potentiale regenerativer Energieträger kann es regionale Unterschiede bei den Erzeugungskosten für die Kombination von Strom und Zertifikat geben. Die Frage, welche Potentiale in welcher Region zur Erzeugung von Zertifikaten genutzt werden, hängt jedoch nicht nur von den Erzeugungskosten für Strom und Zertifikat sondern auch von der Vergütung für den produzierten Strom ab. Dies soll anhand des folgenden Vergleichs zwischen einer Küstenregion und Baden-Württemberg verdeutlicht werden. Die Küstenregion kann dadurch charakterisiert werden, dass umfangreiche Potentiale zur Installation von Offshore-Windkraftanlagen bestehen, deren Produktionskosten für Strom und Zertifikate unter den Kosten der in Baden-Württemberg vorhandenen Potentiale regenerativer Energieträger liegen. Für Baden-Württemberg ist solange der Zukauf von Zertifikaten vorteilhaft, wie die Summe aus Zertifikatspreis und Strompreis unter den Kosten der Nutzung der eigenen Potentiale zur Produktion von Strom und Zertifikat liegt. Entspricht die Vergütung für den Strom aus den Windkraftanlagen der Küstenregion dem Marktpreis für Strom, so ist der Zertifikatekauf für Baden-Württemberg grundsätzlich vorteilhaft. Für den Fall, dass die Vergütung unter dem Marktpreis liegt, kann für Baden-Württemberg auch die Nutzung der (teueren) eigenen Potentiale von Vorteil sein. Ausschlaggebend dafür ist, dass die zusätzlichen Kosten aus der Nutzung der eigenen Potentiale kleiner sind, als die Differenz zwischen dem Marktpreis für Strom und der gezahlten Vergütung für den regenerativ erzeugten Strom in der Küstenregion (Differenz D in Abbildung 25). Die Problematik einer Vergütung unterhalb des Marktpreises ist vor allem für Stromerzeugungsanlagen auf Basis fluktuierender Energieträger, wie z. B. Windkraft oder Solarstrahlung, von Bedeutung. Die Auswirkungen dieses Zusammenhangs auf die Zertifikateproduktion in Baden-Württemberg sind in Kapitel 7.3.2.3 für die maximale Vergütung zum Marktpreis und die (theoretisch) minimale Vergütung von Null dargestellt.

⁶⁵ Es wird vereinfachend davon ausgegangen, dass im Fall eines Zertifikatekaufs auch der Strom eingekauft wird. Die getroffenen Aussagen haben ohne Einschränkung auch für die Eigenerzeugung von Strom Gültigkeit, da nur dann eine Eigenerzeugung stattfindet, wenn dies zu Marktpreisen möglich ist.

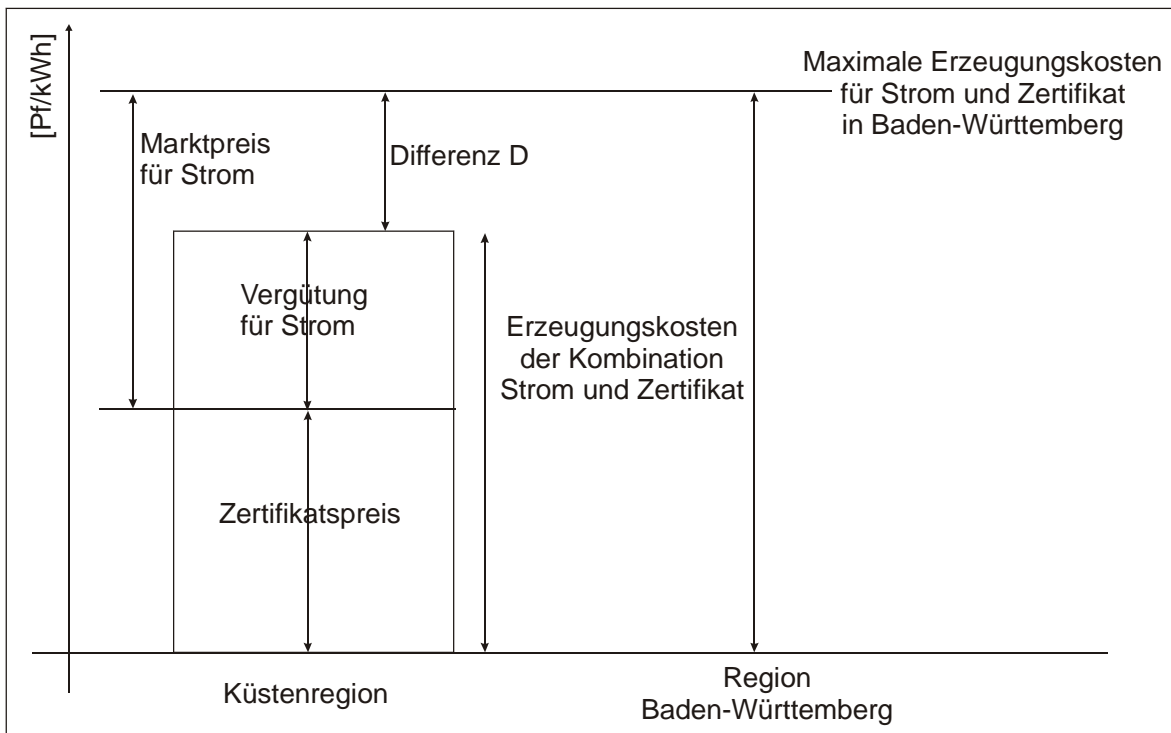


Abbildung 25: Vergleich von Zertifikatekauf und Eigenerzeugung

7.3.2.3 Nationale Ebene

Im Falle eines Zertifikatehandels auf nationaler Ebene ergibt sich in Abhängigkeit der für den erzeugten Strom gezahlten Vergütung die in Tabelle 52 dargestellte Zertifikateherkunft zur Erfüllung der Mengenverpflichtung in Baden-Württemberg.

Tabelle 52: Anteil der in Baden-Württemberg erzeugten Zertifikate

Szenario	Vergütung für regenerativ erzeugten Strom	Anteil der in Baden-Württemberg erzeugten Zertifikate in der Periode ...				
		2010	2015	2020	2025	2030
QI	0	98%	94%	91%	90%	89%
	Marktpreis ^a	23%	21%	19%	18%	18%
QII	0	98%	69%	55%	46%	38%
	Marktpreis ^a	23%	69%	50%	46%	38%
QIII	0	98%	94%	50%	49%	25%
	Marktpreis ^a	23%	21%	50%	49%	25%

^a: Diese Anteile werden auch im Fall ohne Zertifikatehandel realisiert (siehe Kapitel 7.3.1).

Aufgrund der gewählten minimalen / maximalen Vergütungen von Null / Marktpreis repräsentieren die in Tabelle 52 angegebenen Werte die maximal / minimal möglichen Anteile der Produktion in Baden-Württemberg. Diese Werte können daher als Grenzen der möglichen Variation der baden-württembergischen Produktion in Abhängigkeit von der Vergütung für Strom aus regenerativen Energieträgern interpretiert werden.

Beim unterstellten Startwert für die Mengenverpflichtung von 10,3 % in 2010 existiert eine große Spreizung bezüglich der Zertifikateherkunft zwischen den untersuchten Vergütungsalternativen. Für den Fall keiner Vergütung für den Strom aus regenerativ erzeugten Anlagen werden 98 % der in Baden-Württemberg erforderlichen Zertifikate auch in der Region erzeugt. Bei einer Vergütung zum Marktpreis beträgt der Anteil nur 23 %. Unter diesen Rahmenbedingungen werden aufgrund der vergleichsweise geringen Stromgestehungskosten in Baden-Württemberg nur die Wasserkraft- sowie die Deponie- und Klärgaspotentiale genutzt. Da eine Vergütung über dem Marktpreisniveau nicht zu erwarten ist, stellt diese Situation den aus Sicht der untersuchten Region minimalen Produktionsanteil dar. Im Rahmen eines Fortbestandes der zehnpromzentigen Mengenvorgabe bis 2030 ist ein Absinken des Anteils der eigenerzeugten Zertifikate auf 18 bzw. 89 % zu erwarten. Dieser Rückgang hängt mit der unterstellten zunehmenden Verfügbarkeit von Offshore-Windkraftpotentialen zusammen, die zu einer zunehmenden Rentabilität des Zertifikateinkaufs führen und eine Zertifikateproduktion in der Region Baden-Württemberg verdrängen.

Im Rahmen höherer Quoten für die Jahre nach 2010 verliert die Höhe der Vergütung für regenerativ erzeugten Strom an Bedeutung. Bereits bei einer Mengenverpflichtung von 15 % in 2015 (Entwicklungspfad QII) besteht kein Unterschied mehr zwischen den untersuchten Vergütungsfällen. Der Anteil der in Baden-Württemberg erzeugten Zertifikate beträgt rund 70 %. Die Ursache für diese Entwicklung liegt darin, dass bereits bei einer geringen Anhebung der Quote über 10 % alle in Baden-Württemberg vorhandenen konkurrenzfähigen Potentiale erneuerbarer Energieträger ausgeschöpft sind. Die zusätzlichen Kosten der übrigen Potentiale liegen deutlich über dem Niveau verfügbarer Potentiale in anderen Bundesländern, so dass eine Variation der Zertifikatspreise um die Höhe der Stromvergütung keinen Einfluss hat.

Aus diesen Ergebnissen folgt, dass der Anteil von in Eigenproduktion erzeugten Zertifikaten bei baden-württembergischen Verpflichteten überwiegend von zwei Faktoren bestimmt wird. Dies ist zum einen die Verfügbarkeit von Offshore-Windkraftpotentialen für die Erzeugung von Zertifikaten auf nationaler Ebene. Bei steigender Potentialverfügbarkeit nimmt der Anteil nach Baden-Württemberg importierter Zertifikate zu. Zum anderen spielt vor allem bei Mengenzielen bis zu rund 10 % die Vergütung für den produzierten Strom aus regenerativen Quellen eine Rolle. Falls die Zertifikate aufgrund einer zu geringen Vergütung zu teuer werden, gewinnt Eigenherzeugung der Kombination Strom und Zertifikat an Bedeutung.

Im Entwicklungspfad QI sind Kleinwasserkraftanlagen und die Biomassezu-
feuerung in fossilen Kraftwerken ausschlaggebend für die Erzeugungsgrenzkosten. Diese liegen für die Periode 2010 bei ungefähr 6,1 Pf/kWh. Sie steigen an auf 8,2 – 11 Pf/kWh in 2030. Entscheidend für diese Preissteigerung ist der Anteil bereits bestehender kleiner Wasserkraftanlagen, die aufgrund des normativen Modellierungsansatzes⁶⁶ nur mit ihren variablen Ausgabenbestandteilen berück-

⁶⁶ Siehe Kapitel 5.2.4.1.

sichtigt werden. Mit zunehmendem Anteil der Anlagen mit Neuinvestitionen⁶⁷ steigen die Erzeugungskosten gegen 2030 an. Des Weiteren spielt der Ausnutzungsgrad von Anlagen zur Zufeuerung von Biomasse eine Rolle. Wird gegen Ende des Analysezeitraumes, z. B. aufgrund größerer verfügbarer Windkraftpotentiale, die in früheren Perioden installierte Leistung von Biomasseanlagen nicht mehr in vollem Umfang genutzt, so kann auch dies zu steigenden Erzeugungskosten führen. Darüber hinaus ist auch die Entwicklung des Brennstoffpreises zu berücksichtigen⁶⁸.

Ein Anstieg der Mengenziele gemäß den Szenarios QII und QIII hat eine zum Teil deutliche Steigerung der Erzeugungsgrenzkosten zur Folge. Bei einem Mengenziel von 15 % in 2015 werden die Grenzkosten durch Windkraftanlagen an Standorten mit schwachen Windgeschwindigkeiten bestimmt. Sie können dabei bis zu 20,6 Pf/kWh erreichen. Im weiteren Verlauf sind Biogasanlagen zur Vergärung organischer Reststoffe sowie der Einsatz von Stroh in Kombikraftwerken bestimmend. Die zu erwartenden Kosten reichen bis ca. 26 Pf/kWh. Ausschlaggebend ist auch hier die Ausnutzung der Anlagen und die gewählte Technologie. Ab 2025 setzen Photovoltaikanlagen auf Freiflächen die Grenzkosten. Aufgrund der unterstellten technologischen Weiterentwicklung werden Kosten von rund 51 Pf/kWh für realisierbar gehalten (siehe auch Tabelle 53).

7.3.2.4 Internationale Ebene

Für das Zertifikateangebot auf europäischer Ebene wird die in Kapitel 6.3.4 angegebene Entwicklung bei den Erzeugungskosten für die Kombination von Zertifikat und Strom unterstellt. Die Potentiale werden dabei zu den drei in Tabelle 44 dargestellten Klassen zusammengefasst⁶⁹.

Da im Rahmen einer nationalen Erfüllung der Mengenverpflichtung des Szenarios QI Erzeugungsgrenzkosten zwischen 6 Pf/kWh in 2010 und maximal 11 Pf/kWh in 2030 zu erwarten sind, ist davon auszugehen, dass aufgrund der höheren Kosten von rund 15,5 Pf/kWh ein internationaler Handel mit Zertifikaten nicht zu Kostenreduktionen führen wird. Damit wird bei einem zehnpromzentigen Mengenziel aus baden-württembergischer Sicht ein internationaler Zertifikatehandel keine nennenswerte Bedeutung erlangen.

Ein Zukauf von Zertifikaten aus dem europäischen Ausland wird erst bei Mengenzielen, die eine vollständige Ausschöpfung der zu Stromgestehungskosten von unter 15,5 Pf/kWh zu erschließenden nationalen Potentiale zur Folge haben, interessant. Im Rahmen der hier durchgeführten Analysen gilt dies für die Szenarios QII ab 2015 und QIII ab 2020. Dies führt zu einer Kappung der von bis zu 51 Pf/kWh reichenden Kostenspitzen, die durch den Einsatz von Photovoltaikanlagen entstehen.

⁶⁷ Z. B. neue Maschinensätze.

⁶⁸ Siehe dazu Kapitel 7.3.1.3.

⁶⁹ Es sei an dieser Stelle nochmals darauf hingewiesen, dass bei der Potentialabschätzung davon ausgegangen wird, dass auch in den übrigen EU-Ländern Mengenziele für grünen Strom zu erfüllen sind. Dabei wird angenommen, dass die bezüglich der Stromgestehungskosten besten Potentiale innerhalb der jeweiligen Länder genutzt werden.

Beim Entwicklungspfad QII kann durch die Möglichkeit eines Zukaufs von Zertifikaten aus dem Ausland im Wesentlichen eine Nutzung von Windkraftanlagen an Standorten mit schlechten Windverhältnissen vermieden werden. Dies führt zu einer Reduktion der Erzeugungsgrenzkosten von rund 20 Pf/kWh auf 15,5 Pf/kWh im Zeitraum bis 2020. Im weiteren Verlauf des Szenarios wird der Zertifikatepreis durch das europäische Angebot bestimmt. Falls allerdings auf europäischer Ebene die Ausnutzung vorhandener Potentiale auf einem geringen Niveau bleibt, wie im Rahmen dieser Arbeit unterstellt⁷⁰ wird, ist ab 2025 in der Bundesrepublik Deutschland eine Nutzung von Biogas und Wind an Standorten mit Windgeschwindigkeiten $\leq 4,5$ m/s erforderlich. Durch den internationalen Zertifikatehandel kann in dieser Situation nur der Einsatz von Photovoltaikanlagen vermieden werden. Die Grenzkosten belaufen sich dann auf ca. 27 Pf/kWh.

Tabelle 53: Vergleich der Erzeugungsgrenzkosten für grünen Strom und Zertifikate

	Szenario		2010	2015	2020	2025	2030
Grenzkosten ^a [Pf/kWh]	QII	national	6	20,6	20,2	51	51
		international	6	15,5	15,5	26,6	26,6
Einsparung in %			0 %	24,8 %	23,3 %	47,9 %	47,8 %
Grenzkosten ^a [Pf/kWh]	QIII	national	6	7	25,6	51	51
		international	6	7	15,5	15,5	26,6
Einsparung in %			0 %	0 %	39,5 %	69,6 %	47,9 %

^a: Grenzkosten der kombinierten Erzeugung von Zertifikat und Strom

Das Szenario QIII zeichnet sich vor allem gegen Ende des Analysezeitraumes durch ein sehr hohes Mengenziel von rund 45 % aus. Dies führt bei der unterstellten geringen Verfügbarkeit europäischer Zertifikate zu 15,5 Pf/kWh zunächst zu einer Nutzung weiterer inländischer Potentiale. Dabei wird überwiegend Biogas, Biomasse und Windkraft eingesetzt. Da die bei diesem Ausbaustand noch in Deutschland verfügbaren Potentiale stark begrenzt sind, wird auch die zweite Potentialklasse des internationalen Angebots genutzt. Damit steigen die Erzeugungsgrenzkosten auf 26,6 Pf/kWh an. Auch hier gilt, dass der Preisanstieg sehr stark von der Verfügbarkeit von Wasser- und Windkraftpotentialen auf europäischer Ebene abhängt. Wie aus den Modellergebnissen hervor geht, können vor allem bei höheren Mengenzielen für grünen Strom durch einen europaweiten Handel mit Zertifikaten Kostensenkungen realisiert werden. Dabei sind selbst bei sehr restriktiven Annahmen bezüglich der Potentialausnutzung auf internationaler Ebene Kostensenkungen von rund 50 % möglich.

7.3.2.5 Zusammenhang zwischen Zertifikatehandel und Emissionsentwicklung

Ein Handel mit Zertifikaten für grünen Strom kann grundsätzlich als ein Umetikettieren von Elektrizität bezeichnet werden. Aus Sicht der Emissionsbilanzierung

⁷⁰ Da es sich bei den Energieträgern mit vergleichsweise geringen Erzeugungsgrenzkosten überwiegend um Windkraft und Wasserkraft handelt, ist die Annahme eines langsamen Potentialausbaus durchaus relevant. So gibt es beispielsweise in Schottland eine sehr zögerliche Haltung beim Ausbau der Windkraftpotentiale [Dudleston 2001].

wird dabei fossiler Strom durch die Zertifikate zu grünem Strom und erhält dessen Emissionseigenschaften, während gleichzeitig der regenerativ erzeugte Strom von dem die Zertifikate stammen zu normalem Strom mit den entsprechenden Emissionswerten wird.

Grundsätzlich stellt sich die Frage, ob ein Handel mit grünen Zertifikaten nur aus ökonomischen und technischen Aspekten interessant ist, weil damit z. B. günstigere Potentiale genutzt oder Belastungen des Transportnetzes verringert werden können, oder ob dadurch auch eine Reduktion von Emissionen möglich ist. Dies kann beispielsweise durch die verstärkte Nutzung von regenerativen Energiequellen mit geringeren Emissionen in anderen Regionen geschehen. Bezüglich der CO₂-Emissionen ist diese Frage einfach zu beantworten. Da grüner Strom grundsätzlich als CO₂-frei beziehungsweise CO₂-neutral angesehen wird, spielt der eingesetzte erneuerbare Primärenergieträger keine Rolle. Somit kann durch einen Zertifikatehandel keine CO₂-Minderung im Vergleich zum Fall ohne Handel erreicht werden.

Bei den Luftschadstoffen SO₂ und NO_x stellt sich die Situation etwas differenzierter dar. Da es bei den Emissionswerten für diese Stoffe Unterschiede zwischen verschiedenen regenerativen Energieträgern gibt⁷¹, kann eine Veränderung der Potentialausnutzung aufgrund eines Zertifikatehandels zu Mehr- oder Minderemissionen führen. Ausschlaggebend dafür ist im Wesentlichen die Frage, ob es durch den Zertifikatehandel zu einer Veränderung bei der Nutzung von Biomassepotentialen kommt oder nicht.

Aus Sicht der im Rahmen dieser Arbeit untersuchten Region Baden-Württemberg stellt sich die Situation wie folgt dar. Da in Baden-Württemberg aufgrund der geografischen Rahmenbedingungen Standorte mit guten Windverhältnissen nur in geringem Umfang vorhanden sind, ist die energetische Nutzung von Biomasse eine der ökonomisch vorteilhaftesten Optionen. Aus diesem Grund werden die vorhandenen Biomassepotentiale in allen untersuchten Szenarios genutzt. Im Falle eines geringen Zukaufs von Zertifikaten aus anderen Regionen müssen selbst bei einem Ziel von 10,3 % (Szenario QI) in Baden-Württemberg außer Biomasse weitere regenerative Energieträger eingesetzt werden. Dies bedeutet die Nutzung von Windkraft auch an Standorten mit Windgeschwindigkeiten um 4,5 m/s. Durch den verstärkten Einsatz von Windkraftkonvertern werden die spezifischen NO_x- und SO₂-Emissionen des erzeugten grünen Stroms beziehungsweise der Zertifikate im Vergleich zu einer reinen Biomassenutzung gesenkt.

Falls Zertifikate in größerem Umfang aus anderen Bundesländern zugekauft werden können, führt dies in den entsprechenden Regionen zu einer Erweiterung der Produktion von Strom aus erneuerbaren Energieträgern. In diesem Zusam-

⁷¹ Wasser-, Windkraft und Solarstrahlung sind emissionsfrei, während bei der energetischen Nutzung von Biomasse beträchtliche NO_x und SO₂-Emissionen anfallen (siehe z. B. [Deimling et al. 1999]).

menhang wird vor allem die Nutzung von Biomasse und Biogas als Brennstoff⁷² ausgedehnt. Für Baden-Württemberg bedeutet der Zertifikatezukauf eine Verdrängung von „eigenen“ Zertifikaten aus Windkraft durch Zertifikate aus Biomasse. Damit steigen die durchschnittlichen SO₂- und NO_x-Emissionen der in Baden-Württemberg genutzten Zertifikate an. Nur für den Fall, dass eine Zunahme der Zertifikateproduktion in den übrigen Regionen zu einer weiteren Nutzung von emissionsfreien regenerativen Energieträgern (z. B. Wind- oder Wasserkraft) führt, hat aus baden-württembergischer Sicht ein Zertifikateeinkauf keine Emissionssteigerung zur Folge. Dies ist unter den im Rahmen dieser Arbeit angenommenen Restriktionen nur dann der Fall, wenn größere Wasser- und/oder Windkraftpotentiale zur Verfügung stehen.

Grundsätzlich zeigt sich anhand dieser Modellergebnisse, dass unter Emissionsgesichtspunkten ein Zertifikatehandel nur dann sinnvoll ist, wenn dadurch eine verstärkte Nutzung von emissionsfreien regenerativen Energieträgern gefördert wird. Dies kann nur dann der Fall sein, wenn in einzelnen Regionen die Potentiale emissionsfreier regenerativer Energieträger größer sind als die regionale Nachfrage nach diesen Energieträgern. Dem Zertifikatehandel kommt dann die Aufgabe zu, diese Potentiale für andere Regionen nutzbar zu machen ohne gleichzeitig eine zusätzliche Belastung des Übertragungsnetzes zu bewirken und damit den andernfalls erfolgenden Einsatz emissionsintensiver regenerativer Energieträger zu vermeiden. Gleiches gilt auch für einen Zertifikatehandel auf europäischer Ebene. Hier kommt nach aktuellem Kenntnisstand vor allem den sehr umfangreichen On- und Offshore Windkraftpotentialen in Großbritannien und Spanien sowie der Frage nach einer Integration Norwegens mit seinen sehr bedeutenden Wasserkraftpotentialen eine Schlüsselrolle zu. Des Weiteren sind in diesem Zusammenhang auch die Möglichkeiten zur Stromerzeugung aus Solarstrahlung in Südeuropa zu nennen.

7.3.2.6 Problematik der „stranded Investments“

Üblicherweise wird der Einsatz einzelner Technologien zur Erzeugung von grünem Strom von den vorhandenen technischen und wirtschaftlichen Potentialen bestimmt⁷³. So kann beispielsweise die Verfügbarkeit einer neuen Technologie oder die technologische Weiterentwicklung dazu führen, dass im Laufe der Zeit die verfügbaren Potentiale regenerativer Energieträger zur Erzeugung grünen Stroms zunehmen.

Ein Beispiel für eine solche Entwicklung ist die Nutzung der Windkraft. Im Offshore-Bereich ist davon auszugehen, dass aufgrund verschiedener Hemmnisse frühestens ab 2005 eine schrittweise Nutzung vorhandener Potentiale erfolgen kann⁷⁴. Hinzu kommt, dass aufgrund der technologischen Weiterentwicklung die

⁷² Die Biomassepotentiale werden im Szenario QI in anderen Regionen nicht so stark genutzt, weil dort die Potentiale an Standorten mit hohen Windgeschwindigkeiten umfangreicher sind und eine entsprechende Nutzung zu geringeren Strompreisen führt als ein Biomasseeinsatz.

⁷³ Zu einer näheren Erläuterung der verschiedenen Potentialbegriffe siehe Kapitel 6.3.2.

⁷⁴ Siehe Kapitel 6.3.3.2 und [BWE 2000c].

zu erwartenden Stromerträge der Standorte steigen werden, z. B. aufgrund größerer Nabenhöhen bei Windkraftanlagen.

Aus der technologischen Weiterentwicklung bzw. aus einer gesteigerten Verfügbarkeit einzelner Potentiale ergibt sich die Möglichkeit zu Erzeugungskosten zu produzieren, die unter denen bisher genutzter Technologien liegen können. In dieser Situation existieren zwei grundlegende Möglichkeiten. Zum einen besteht die Option einer vorzeitigen Stilllegung der teureren Anlagen. Damit entsprechen die Investitionen in diese Erzeugungsanlagen sogenannten „stranded Investments“⁷⁵, weil sie unter den geänderten Rahmenbedingungen nicht mehr ökonomisch betrieben werden können und somit die anfallenden Kosten nicht mehr zu erwirtschaften sind. Zum anderen kann auch mit der Nutzung der vorteilhafteren Alternative so lange gewartet werden, bis eine Ersatzinvestition fällig ist.

Bestimmend für die Wahl der Option „Warten“ oder „Stillegen“ ist das Kostengefüge der zur Disposition stehenden Alternativen. Hierbei sind auf Seiten der bestehenden Anlage lediglich variable Ausgabenbestandteile als entscheidungsrelevant zu berücksichtigen. Da die Neuanlage noch nicht errichtet ist, sind hier zusätzlich die Investition und die fixen Ausgaben beim Vergleich der Alternativen einzubeziehen. Eine Anlagenstilllegung kommt nur dann in Frage, wenn die entscheidungsrelevanten Ausgaben der neuen Option geringer sind als die der bestehenden Anlage⁷⁶.

Im Rahmen der hier durchgeführten Modellanalysen tritt eine solche Entscheidungssituation in Szenarios mit moderaten Mengenverpflichtungen (z. B. QI) auf. Gegen Ende des Analysezeitraumes nimmt entsprechend der Annahmen die Verfügbarkeit von Offshore-Windkraftpotentialen zu. Damit steigt das Potential zu Erzeugung von vergleichsweise billigem grünem Strom an. Gleichzeitig ist in vorangegangenen Perioden zur Erfüllung der Mengenziele für grünen Strom die Installation kostenintensiverer Alternativen z. B. auf Basis fester biogener Brennstoffe erforderlich. In dieser Situation schlägt das Modellsystem aufgrund des angenommenen deutlichen Anstiegs der Biomassepreise eine Stilllegung der Zufeuerungsanlagen vor. Erst bei Preisen, die etwa 50 % unter dem angenommenen Niveau liegen ist ein Weiterbetrieb der Biomasseanlagen vorteilhafter. Hierbei ist allerdings anzumerken, dass bei der betrachteten Zufeuerung in Anlagen mit zirkulierender Wirbelschicht die Brennstoffpreise einen sehr starken Einfluss auf die Erzeugungskosten haben.

Grundsätzlich wird aus diesen Modellergebnissen deutlich, dass eine frühzeitige Anhebung der Mengenverpflichtung auf ein im Weiteren relativ konstant gehaltenes Niveau die Entstehung von „stranded Investments“ begünstigt. Ursache dafür

⁷⁵ Der Begriff der „stranded Investments“ (auch „stranded Costs“ oder „stranded Assets“ genannt) wird vor allem im Zusammenhang mit dem Übergang von einem regulierten zu einem deregulierten Markt verwendet. Damit werden Ausgaben oder Investitionen bezeichnet, die aufgrund geänderter Rahmenbedingungen vom Investor nicht mehr erwirtschaftet werden können (siehe z. B. [Silver et al. 1996], [Goudarzi et al. 1997]).

⁷⁶ Diese Darstellung bezieht sich auf den Fall, dass ein vorzeitiger Anlagenrückbau nicht in Frage kommt. Falls dies möglich ist, sind die Rückbaukosten sowie die aufgrund des Rückbaus vermiedenen fixen Ausgaben der Altanlage ergänzend zu berücksichtigen.

ist der Umstand, dass zur Zielerfüllung Technologien mit hohen Stromgestehungskosten erforderlich sind, die später – noch vor Ende ihrer Lebensdauer – aufgrund steigender Potentialverfügbarkeit durch billigere Anlagen ersetzt werden können. Dabei ist zu erwarten, dass dieser Verdrängungswettbewerb zwischen Windkraftanlagen und Kraftwerken zur Nutzung biogener Festbrennstoffe stattfinden wird. Falls der Preis für Biobrennstoffe auf einem Niveau von 6 – 6,5 DM/GJ gehalten werden kann, ist zu erwarten, dass eine Verdrängung nur in geringem Umfang stattfinden wird.

Diese Problematik verdeutlicht aber auch, dass vor allem Technologien mit hohen Stromgestehungskosten, die unter anderen Förderinstrumenten, wie z. B. Photovoltaik durch das EEG und das 100.000-Dächer-Programm, stark gefördert werden, bei einer Änderung der Förderpraxis auch weiterhin einen Bestandschutz benötigen. Andernfalls besteht hier die Gefahr, dass zahlreiche „stranded Investments“ entstehen.

7.3.3 Rolle der Fernwärmeversorgung im Rahmen einer Mengenvorgabe für grünen Strom

Ein Vergleich zwischen den abgebildeten drei Unternehmensklassen lässt deutlich werden, dass für das Basisjahr - bei ähnlichen Marktanteilen bei den Endkunden - Unternehmen mit Fernwärmenetz die geringste installierte Leistung im Bereich regenerativer Stromerzeugungsanlagen aufweisen. Diese Unternehmensklasse bleibt mit einem Anteil von grünem Strom von 1,2 % an der gesamten Produktion hinter den anderen Unternehmenstypen, welche bis zu 2 % erreichen, zurück. Die Erzeugung des grünen Stroms erfolgt dabei bisher überwiegend in kleinen Wasserkraftanlagen, wie anhand der Installationszahlen in Tabelle 33 ersichtlich ist. Eine Ursache für diese Unterschiede zwischen den Unternehmensklassen liegt darin, dass Versorgungsunternehmen mit Fernwärmeversorgung üblicherweise in städtischen Räumen angesiedelt sind, wo im Vergleich zu ländlichen Gebieten die Potentiale für regenerative Energieträger, wie z. B. Wind- und Wasserkraft, nur in geringerem Umfang vorhanden sind⁷⁷. Weiterhin kann auch die Existenz von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK-Anlagen) aufgrund der Fernwärmeversorgung dafür verantwortlich sein, dass es bisher nicht erforderlich war, Potentiale regenerativer Energieträger zur Stromerzeugung zusätzlich zu den vorhandenen fossilen KWK-Anlagen zu nutzen.

Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, ob sich im Rahmen einer Mengenvorgabe für grünen Strom Vor- beziehungsweise Nachteile für einzelne Unternehmensgruppen ergeben können. In diesem Zusammenhang könnten sich aufgrund der unterschiedlichen Ausgangslage bei der Produktion von grünem Strom vor allem für Unternehmen mit Fernwärmeversorgung Nachteile gegenüber anderen Unternehmensgruppen ergeben. Dabei ist vor allem die Problemstellung rele-

⁷⁷ So befinden sich z. B. einige der Städte mit Fernwärmesystem in Regionen mit geringen Windgeschwindigkeiten (z. B. Mannheim und Karlsruhe im Oberrheingraben). Eine Auswertung der Installationsorte von Kleinwasserkraftanlagen lässt deutlich werden, dass diese überwiegend in ländlichen Regionen des Schwarzwaldes und der Schwäbischen Alb, welche nicht zu den typischen Einzugsgebieten von EVU mit Fernwärmeversorgung gehören, installiert sind (siehe z. B. Aufstellung in [Giesecke et al. 1994, S. 110 ff.]).

vant, ob die Einsatzmöglichkeiten fossiler KWK-Anlagen, die in Abhängigkeit der Wärmenachfrage Elektrizität produzieren, durch eine Mengenvorgabe für grünen Strom beeinflusst wird. Als mögliche Folge solch einer Situation wäre denkbar, dass Unternehmen, beispielsweise durch erhöhte Handelsaktivitäten, „überschüssigen“ fossilen Strom aus KWK-Anlagen zu sehr geringen Preisen verkaufen müssen, woraus sich eine Beeinflussung der Preisentwicklung auf dem Strommarkt ergeben kann.

Versorgungsunternehmen, die im Rahmen einer Fernwärmeversorgung beziehungsweise eines Fernwärmeverkaufs auch KWK-Anlagen unterhalten, bieten sich verschiedene Möglichkeiten, unter Berücksichtigung der Fernwärmeproduktion auf eine Mengenvorgabe für grünen Strom zu reagieren. Eine Analyse der in KWK-Anlagen erzeugten Strom- und Wärmemengen für das Basisjahr macht deutlich, dass das Verhältnis von produzierter Strom- zu Wärmemenge im Mittel bei einer Stromkennziffer⁷⁸ von 2,5 liegt. Bei den überwiegend in Baden-Württemberg installierten Dampfturbinenanlagen sind Stromkennziffern im Bereich von 0,2 bis 0,8 möglich (siehe z. B. [Forum für Zukunftsenergien 1995, Kap. 5.2.5.4, S. 4], [Kehlhofer et al. 1984, S. 258]). Dies bedeutet, dass durch eine bessere Ausnutzung der Wärmeproduktionsmöglichkeiten die aufgrund der Wärmenachfrage erforderliche Stromproduktion in KWK-Anlagen bei gleichbleibender Wärmemenge verringert werden kann. Damit kann die Fahrweise fossiler KWK-Anlagen durch eine Mengenvorgaben für grünen Strom beeinflusst werden. Aufgrund der bestehenden Variationsmöglichkeiten bezüglich des produzierten Stromanteils ist allerdings nicht damit zu rechnen, dass KWK-Anlagen stillgelegt werden müssen. Allerdings ist in diesem Zusammenhang zu berücksichtigen, dass eine vollständige Ausnutzung der Wärmeauskopplungsmöglichkeiten nicht sinnvoll ist, da die Strom- und Wärmenachfrage häufig nicht zur gleichen Zeit auftritt⁷⁹. Dadurch wird es erforderlich einen Puffer zum Ausgleich der Lastunterschiede zwischen Strom und Wärme bereitzuhalten. Dazu können entweder reine Heizwerke eingesetzt werden oder es erfolgt eine Variation der Auslastung der Wärmeauskopplungsmöglichkeiten in KWK-Anlagen.

Eine weitere Option liegt in einem verstärkten Einsatz von Heizwerken und damit im Verzicht auf die Kuppelproduktion von Strom und Wärme. Dabei ist zu berücksichtigen, dass eine Nutzung reiner Heizwerke nur dann ökonomisch sinnvoll ist, wenn die sich aus dem getrennten Betrieb von Strom- und Wärmeerzeugungsanlagen ergebenden zusätzlichen Kosten⁸⁰ gegenüber der Kraft-Wärme-Kopplung durch geringere Wärme- und Stromgestehungskosten kompensiert werden können. Da bei thermischen Kraftwerken aufgrund der vergleichbaren Technologie von Heiz- und Kraftwerken im Allgemeinen keine Kostenvorteile aus der getrennten Produktion von Strom und Wärme entstehen, ergeben sich kaum ökonomische Vorteile aus einer Umstellung der Fernwärmeversorgung auf reine Heizwerke.

⁷⁸ Die Stromkennziffer beschreibt das Verhältnis von Strom- zu Wärmeabgabe.

⁷⁹ Z. B. die Situation im Sommer mit einem witterungsbedingten starken Rückgang der Wärmenachfrage im Vergleich zum Winter.

⁸⁰ Die zusätzlichen Kosten resultieren z. B. aus dem Umstand, dass verschiedene Anlagenteile wie Gebäude, Kessel usw. mehrfach benötigt werden.

Darüber hinaus wird dadurch auch die Nutzung der als umweltschonend charakterisierten Kraft-Wärme-Kopplung zurückgedrängt. Dies ist aus umweltpolitischer Sicht nicht sinnvoll und läuft den Zielen der KWK-Förderung zuwider. Aufgrund dieser Nachteile ist der Einsatz von Heizwerken im Kontext einer langfristigen Entwicklungsstrategie nicht empfehlenswert. Eine Perspektive für Heizwerke besteht lediglich im Rahmen einer kurzfristig verstärkten Nutzung existierender Anlagen vor dem Hintergrund der sehr niedrigen Strompreise sowie im bisher bereits praktizierten Ausgleich von Nachfrageschwankungen.

Neben der Nutzung fossiler Energieträger zur reinen Wärme- beziehungsweise zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung können auch regenerative Energieträger dafür eingesetzt werden. Dabei kommt im Zusammenhang mit einer Mengenvorgabe für grünen Strom vor allem der Zufeuerung fester biogener Brennstoffe in Kohlekraftwerken eine bedeutende Rolle zu, weil diese Option vor allem bei höheren Mengenvorgaben sehr stark zur Erzeugung von grünem Strom genutzt wird (siehe Kapitel 7.3.1.2). Ein Einsatz von Kombikraftwerken in Kraft-Wärme-Kopplung führt dazu, dass die Wärmemenge nicht nur an fossile Energieträger sondern auch an die Menge grünen Stroms gekoppelt ist. Dies bedeutet, dass in solchen Anlagen auch grüne Wärme erzeugt werden kann. Damit bietet sich den Versorgungsunternehmen die Möglichkeit, in Analogie zum Elektrizitätsmarkt auch grüne Angebote für die Fernwärmeversorgung zu etablieren beziehungsweise die Umweltverträglichkeit von Fernwärmesystemen weiter zu unterstreichen. Aus unternehmensstrategischer Sicht kann damit weiterer Schritt in Richtung nachhaltiger Unternehmensentwicklung sowie im Bereich einer positiven Unternehmensdarstellung vollzogen werden. Aus rein ökonomischer Sicht sollte, da eine Mengenvorgabe für grüne Wärme nicht diskutiert wird, zur Wärme-Produktion der Energieträger, welcher zu den geringsten Wärmegestehungskosten führt, eingesetzt werden. Entsprechend der unterstellten Preisentwicklungen handelt es sich dabei um Steinkohle beziehungsweise Erdgas⁸¹. Für die Erzeugung in Biomasse-Kombi-Kraftwerken wird aufgrund der Eigenschaften der Kuppelproduktion von Strom und Wärme immer ein den Anlagencharakteristika entsprechender Anteil an Wärme aus regenerativen Energieträgern erzeugt. Im Rahmen der unterstellten Preisentwicklung bedeutet dies, dass bei höheren Preisen für regenerative Energieträger eine Steigerung der Fernwärmereizuegungskosten im Vergleich zum ökonomisch günstigsten Fall der Nutzung fossiler Energieträger erfolgt.

Als Fazit kann aus den durchgeführten Analysen folgendes festgehalten werden. Zunächst ist eine bezüglich der Produktion von grünem Strom unterschiedliche Ausgangslage der verschiedenen abgebildeten Unternehmenstypen erkennbar. Daraus ergibt sich, dass Versorgungsunternehmen mit Fernwärmeversorgung tendenziell größere Anstrengungen zur Erreichung eines Mengenziels für grünen Strom unternehmen müssen. Im (realistischen) Fall einer Mengenvorgabe für grünen Strom unter 50 % ist eine vorzeitige Stilllegung von KWK-Anlagen aufgrund der Verdrängung von fossilem KWK-Strom durch grünen Strom nicht erforderlich. Eine wichtige Reaktionsmöglichkeit besteht darin, den Anteil von

⁸¹ Zu Preisentwicklungen siehe Kapitel 6.2.5.

KWK-Strom ausgehend von 25 % im Basisjahr auf einen Anteil von rund 5 % in 2030, z. B. durch Erhöhung der Fernwärmeauskopplung, zu reduzieren. Ausschlaggebend für die zukünftige Bedeutung des Stroms aus Kraft-Wärme-Kopplung ist der Grad der Nutzung der beschriebenen Alternativen KWK in Biomassezufeuerungsanlagen sowie Veränderung des Auskopplungsverhältnisses von Strom und Wärme. Dabei kommt vor allem der Wärmeerzeugung in Biomasse-Kombi-Kraftwerken, welche im Rahmen einer Mengenvorgabe für grünen Strom besonders relevant ist, eine Schlüsselrolle zu. Durch die damit mögliche Erzeugung von grüner Wärme ergibt sich ein neuer Geschäftsbereich für EVU mit Fernwärmeversorgung. Insgesamt sind somit aufgrund der bestehenden Ausgangssituation selbst bei höheren Quoten für grünen Strom im Bereich von 50 % keine Wettbewerbsnachteile aufgrund struktureller Unterschiede zu erwarten, da es für die betroffenen Unternehmen mit den beschriebenen Alternativen eine Reihe von Reaktionsmöglichkeiten gibt.

8 Schlussfolgerungen und Ausblick

Bearbeitet von M. Dreher, M. Wietschel, O. Rentz, W. Bräuer, I. Kühn

8.1 Empfehlungen hinsichtlich der hoheitlichen Förderinstrumente

Mit der Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien wird eine Vielzahl von politischen Zielen verknüpft. Die vergleichende ordnungspolitische Bewertung von Einspeiseregulungen, Ausschreibungswettbewerben und Quotenhandelsmodellen hat ergeben, dass insbesondere Ausschreibungsmodelle am Wenigsten in der Lage sind, umweltpolitische, stabilitätspolitische und technologiepolitische Ziele gleichzeitig in marktwirtschaftlich konformer Art und Weise zu erfüllen. Aus ordnungspolitischer Sicht erweisen sich Einspeiseregulungen mit Umlagefinanzierung und Quotenhandelsmodelle mit Zertifikatehandel als vorteilhaft. Bei den Einspeiseregulungen gilt es gegenüber dem Status Quo in Deutschland insbesondere zu überdenken, ob die Abnahmegarantie nicht einer Selbstvermarktung durch die Produzenten von grünem Strom weichen sollte. Dadurch könnte die Marktkonformität des EEG deutlich gesteigert werden. Hinsichtlich der Marktkonformität sind die genannten Quotenmodelle gegenüber alle anderen Varianten der Förderung von grünem Strom überlegen. Für die deutsche Politik empfiehlt sich insbesondere dann ein Systemwechsel von der gegenwärtigen Einspeiseregulung zu einem Quotenhandelsmodell, wenn sich die Europäische Kommission mit ihrem Wunsch nach der internationalen Öffnung nationaler Fördersysteme für Strom aus erneuerbaren Energien durchsetzen kann. Für diesen Fall, dass die Einführung eines Quotenhandelsmodells in Deutschland beschlossen wird, zeigt die detaillierte Analyse verschiedener Ausgestaltungsvarianten von Quotenmodellen, dass aus ökonomischer Sicht die Verpflichtung der Stromverkäufer gegenüber einer Endverbraucherpflichtung vorzuziehen ist. Solange kein klarer grenzüberschreitender Anrechnungsrahmen für den Umweltnutzen aus der CO₂-Reduktion im Ausland geschaffen ist, sollten ausländische grüne Zertifikate nur dann zum inländischen Quotennachweis zugelassen werden, wenn gleichzeitig ein entsprechender Stromzufluss aus dem Ausland gewährleistet ist. Bei der Einführung der Quotenregulierung sollen nur Anlagen, welche eine gewisse Mindestkapazität (z.B. 5 MW) überschreiten, ihren Strom selbst vermarkten müssen. Kleineren Erzeugern wird eine Abnahmegarantie und eine Mindestvergütung zu vermiedenen Kosten gewährt, wie sie heute bereits in der Verbändevereinbarung II (VV II) vorgesehen ist. Mit zunehmender Etablierung des Quotenhandelssystems kann die Anlagengrenze für die Gewährung dieser Abnahmegarantie schrittweise verringert werden.

8.2 Empfehlungen hinsichtlich des freiwilligen Instruments Grüner Angebote

Als ein grundlegendes Problem Grüner Angebote konnte die fehlende Transparenz und Glaubwürdigkeit am Markt befindlicher Angebote identifiziert werden. Die durchgeführten Analysen zu Grünen Angeboten lassen deutlich werden, dass es eine Reihe von Angeboten gibt, die keinen oder nur einen eingeschränkten zusätzlichen Umweltnutzen haben. So wird z. B. grüner Strom aus Anlagen, die auch ohne zusätzliche Förderung wirtschaftlich betrieben werden können, im Rahmen Grüner

Angebote dem Kunden offeriert. Solche Angebote haben keine Förderwirkung und genügen daher dem Kriterium der Zusätzlichkeit nicht oder nur eingeschränkt. Dies kann eine mangelnde Akzeptanz bei den Kunden zur Folge haben. Des Weiteren lässt eine Auswertung der verschiedenen Angebotsformen deutlich werden, dass es Grüne Tarifangebote gibt, bei welchen das Verhältnis zwischen der Menge geförderten grünen Stroms und der im Rahmen des Angebots verkauften Strommenge nicht transparent ist¹. Auch dieser Aspekt kann zu Akzeptanzproblemen beitragen. Im Zuge der Erhöhung der Glaubwürdigkeit und der Kundenakzeptanz ist daher verstärkt darauf zu achten, dass die notwendige Transparenz bezüglich der Förderwirkung Grüner Angebote gewährleistet ist. Zur Vermeidung dieser Problematik wurden bereits in der Vergangenheit verschiedene Gütesiegel² etabliert. Aufgrund der Vielzahl dieser Labels und der teilweise sehr unterschiedlichen Anforderungen, die diese Gütesiegel stellen, konnten die beabsichtigten Ziele der Qualitätssicherung, der Erhöhung der Transparenz bezüglich der Förderwirkung und der besseren Vergleichbarkeit Grüner Angebote noch nicht erreicht werden. Aus dieser Situation folgt, dass die Definition einheitlicher Mindestqualitätsanforderungen an Grüne Angebote notwendig ist. Diese sollten durch alle angebotenen Gütesiegel überprüft werden, um die erforderliche Transparenz und Vergleichbarkeit erreichen zu können. Als weitere Anforderung kommt die internationale Kompatibilität der Labels hinzu, da im Zuge der Liberalisierung der Strommärkte auch grüner Strom aus anderen Ländern in Grüne Angebote in Deutschland einbezogen werden kann. Da es immer noch zahlreiche Anbieter gibt, die ein Gütesiegel für ihr Angebot ablehnen, sollte aus Gründen der Transparenz und Glaubwürdigkeit darauf hingearbeitet werden, dass eine Zertifizierung Grüner Angebote zur Pflicht wird.

Weiterhin gibt es keine genaue Abgrenzung zwischen Grünen Angeboten und anderen Förderinstrumenten wie z. B. dem EEG. Hierdurch kann eine Doppelförderung mit entsprechenden Renditemöglichkeiten für die Anbieter realisiert werden. Dies kann sich negativ auf die Glaubwürdigkeit und Kundenakzeptanz des freiwilligen Instruments Grüner Angebote auswirken. Aus diesem Grund ist eine Trennung zwischen den Förderwirkungen der verschiedenen Förderinstrumente erforderlich. Dies kann beispielsweise über Herkunftsnachweise für den verkauften grünen Strom umgesetzt werden. Vor dem Hintergrund der vorgeschlagenen Definition von Mindestqualitätsanforderungen für Grüne Angebote ist es möglich, diese derart zu erweitern, dass auch die erforderliche Abgrenzung zu anderen Förderinstrumenten durch die Gütesiegel beziehungsweise Labels gewährleistet werden kann.

Aus den vorangegangenen Ausführungen geht hervor, dass im Bereich der Qualitätssicherung und Zertifizierung Grüner Angebote vordringlicher Handlungsbedarf besteht, weil dadurch die Grundlage für glaubwürdige, transparente und vergleichbare grüne Stromprodukte geschaffen werden kann. Der Umstand, dass diese Kernvoraussetzungen nicht erfüllt sind, kann zur Folge haben, dass auch zukünftig größere Kundengruppen nur sehr schwer von diesem freiwilligen umweltpolitischen Instrument überzeugt werden können und dass daher der Umweltnutzen auch weiterhin auf einem geringen Niveau bleibt.

¹ Sogenannte „entkoppelte Tarife“.

² Auch als Labels oder Zertifikate bezeichnet.

Im Zuge der Untersuchung des bundesdeutschen Marktes für Grüne Angebote konnten Angebotsformen identifiziert werden, die in Form eines teilweise festen Preisaufschlags oder eines Festpreises abgerechnet werden. Durch das partielle Fehlen der verbrauchsabhängigen Preiskomponente besteht bei diesen Angeboten kein oder nur ein eingeschränkter Anreiz zur rationellen Energieverwendung. Aufgrund dieser negativen Eigenschaft sollte vor dem Hintergrund des Umweltschutzes eine weitere Ausbreitung dieser Angebotsform vermieden werden.

Des Weiteren zeichnet sich die aktuelle Situation auf dem Markt für grünen Strom und Grüne Angebote durch eine geringe Wettbewerbsintensität aus. Die Ursache liegt darin, dass die überwiegende Mehrheit der etablierten Versorgungsunternehmen ihre Grünen Angebote regional begrenzt haben, während die noch geringe Anzahl unabhängiger Ökostromhändler auf nationaler Ebene anbietet. Diese Situation erlaubt es den Unternehmen, aufgrund des fehlenden Wettbewerbs tendenziell höhere Preise für grünen Strom zu verlangen. Durch eine Stärkung überregionaler Angebote kann der Wettbewerb gefördert werden. In diesem Zusammenhang kommt der Beseitigung von Handelshemmnissen, wie z. B. der Gewährleistung eines diskriminierungsfreien Netzzugangs, eine besondere Rolle zu, da hiervon vor allem die überregional anbietenden Ökostromhändler betroffen sind.

Die Analyse existierender Grüner Angebote macht deutlich, dass zahlreiche Angebote in Form eines Zusatzes zum normalen Stromangebot offeriert werden. Dies wird in der Angebotsform – Gestaltung in Form eines Aufschlages auf den Normaltarif – wie auch bei den Marketingaktivitäten – Fehlen eines eigenständigen Marketingkonzeptes – deutlich. Diese Situation wirkt sich negativ auf die Entwicklung eines eigenständigen Marktes für grünen Strom aus und behindert damit den Wettbewerb in diesem Marktsegment. Daraus ergibt sich, dass zur Förderung eines eigenständigen Marktes für grünen Strom die Grünen Angebote weitgehend vom Geschäft mit normalem Strom entkoppelt werden sollten. Diese Entwicklung, die vor allem etablierte Versorgungsunternehmen betrifft, kann durch das verstärkte Auftreten unabhängiger Anbieter für grünen Strom und den daraus resultierenden Wettbewerb unterstützt werden. Aufgrund der immer noch starken Marktposition ehemals monopolistischer Versorgungsunternehmen kann diese Entwicklung nicht ohne eine aktive Teilnahme dieser Gruppe stattfinden. Aus diesem Grund ist darauf hinzuwirken, dass vor allem etablierte Versorgungsunternehmen auch weiterhin verstärkt eigenständige Grüne Angebote offerieren, die nicht an den Bezug eines normalen Stromangebots gekoppelt sind.

8.3 Schlussfolgerungen aus den Überlegungen zur Kombination von Grünen Angeboten und hoheitlichen Förderinstrumenten

Es zeigt sich, dass Grüne Angebote im Verhältnis zu hoheitlichen Förderinstrumenten grundsätzlich drei verschiedene Funktionen haben können: die Umsetzung des Förderinstruments, die Umverteilung der zusätzlichen Kosten, die durch das Instrument hervorgerufen werden, entsprechend der Endkundenpräferenzen und die zusätzliche Förderung von grünem Strom nach speziellen Kriterien.

Eine Umsetzung der hoheitlichen Regelung durch Grüne Angebote kann nur im Falle einer Quotenregelung mit Endverbraucherpflichtung verwirklicht werden. Da in

diesem Modell die Endkunden den Kauf von grünem Strom entweder durch handelbare Grüne Zertifikate oder Lieferverträge nachweisen müssen, ist nicht zu erwarten, dass sie sich selbst an einer regenerativen Stromerzeugungsanlage beteiligen. Vielmehr kann davon ausgegangen werden, dass die Verbraucher einen Vorlieferanten mit der Erfüllung ihrer Quotenverpflichtung beauftragen. In diesem Fall ist mit einem im Vergleich zur heutigen Situation sehr großen Marktvolumen für grünen Strom zu rechnen. Gleichzeitig ist zu erwarten, dass aufgrund der vorgeschriebenen Nachfragemenge sich ein intensiver Wettbewerb zwischen den verschiedenen Angeboten einstellen wird. Bei Einspeise- und Ausschreibungsmodellen, die ihre Kosten auf die Stromverkäufer umlegen bzw. bei Quotenmodellen mit Verkäuferverpflichtung können die Stromverkäufer mit Grünen Angeboten eine Lastenverteilung entsprechend der Endkundenpräferenzen anstreben. Da diese Angebote lediglich auf die freiwillige Nachfrage nach Umweltnutzen setzen und darüber hinaus keinen zusätzlichen Nutzen schaffen, ist aufgrund der Erfahrungen in der Vergangenheit nicht mit einem großen Marktvolumen zu rechnen. Eine zusätzliche Förderung von grünem Strom, die über die Produktionsmengen der hoheitlichen Regelung hinaus gehen, erscheint außer bei der Quotenregelung mit Endverbraucherpflichtung in allen anderen Modellvarianten möglich. Da bei dieser Form von Grünen Angeboten ebenfalls nur die freiwillige Nachfrage befriedigt wird, ist bei solchen Angeboten aufgrund der bisherigen Erfahrungen im Allgemeinen mit einem geringen Marktvolumen zu rechnen. Entsprechende Grüne Angebote müssen im Vergleich zu Grünen Angeboten bei Einspeiseregulungen teurer sein, da das Grüne Angebot im letzteren Fall lediglich einen Zuschuss zu den garantierten Einspeisetarifen umfasst. Allerdings ist bei der Beurteilung auf Grundlage der Angebotspreise auch zu berücksichtigen, ob im Rahmen des Angebots Strom geliefert wird oder nicht. Bei Grünen Angeboten im Rahmen einer Einspeiseregulung ergibt sich die Problematik, dass für eine Anlage die Notwendigkeit der zusätzlichen Förderung nachgewiesen werden muss.

8.4 Schlussfolgerungen aus der Energiesystemanalyse bezüglich einer Mengenvorgabe für grünen Strom

8.4.1 Förderung einzelner Technologien und regenerativer Energieträger

Die modellgestützten Analysen zeigen, dass Deponie- und Klärgasanlagen in der Regel auch ohne zusätzliche Förderung konkurrenzfähig zu anderen Alternativen zur Stromerzeugung sind. Hinzu kommt, dass durch die TA Siedlungsabfall eine weitgehende Deponiegasnutzung vorgeschrieben ist und daher durch eine Förderung der Erzeugung von grünem Strom aus solchen Anlagen kaum zusätzliche Potentiale erschlossen werden können. Vor diesem Hintergrund ist die Frage nach der Berechtigung einer weiteren Förderung dieser Optionen zu stellen. Es besteht in diesem Bereich vielmehr die Möglichkeit, z. B. für Versorgungsunternehmen, im Rahmen von Contracting-Projekten die Nutzung der Deponie- und Klärgaspotentiale weiter voranzutreiben.

Die vom entwickelten Modellsystem vorgesehene Nutzung von Laufwasserkraftwerken zeigt, dass beim aktuellen Preisniveau auf dem Strommarkt diese Technologie nur eingeschränkt konkurrenzfähig zu alternativen Stromerzeugungstechnologien

ist. Das bedeutet, dass es durchaus Standorte für Großwasserkraftanlagen geben kann, die entgegen der allgemeinen Auffassung (siehe z. B. [EC 1997], [EC 2000]) im Preiswettbewerb fossilen Kraftwerken unterlegen sind. In dieser Situation ist eine grundsätzliche Integration der Großwasserkraft in eine Förderregelung aus Gründen einer teilweise Überförderung genau so wenig zu rechtfertigen wie ein kategorischer Ausschluss, der die Nutzung einzelner Standorte verhindern würde. Daher erscheint für die Wasserkraft ein Fördermechanismus auf Grundlage einer Einzelfallprüfung am sinnvollsten, wobei dann diese Anlagengruppe aus einem Förderinstrument auf Basis einer Mengenvorgabe ausgeschlossen werden sollte. Dieser Aspekt besitzt vor allem für die Region Baden-Württemberg Relevanz, da hier die Wasserkraft aufgrund der verfügbaren Potentiale eine größere Bedeutung als im Bundesdurchschnitt hat und im Zuge von anstehenden Ersatzinvestitionen die Frage nach einem wirtschaftlichen Betrieb zu klären ist. Bei Kleinwasserkraftanlagen ist anhand der höheren Stromgestehungskosten nur in Ausnahmefällen ein wirtschaftlicher Anlagenbetrieb ohne Förderung möglich. Daher sowie aufgrund der großen Anlagenzahl erscheint eine Einzelfallprüfung nicht sinnvoll. In diesem Fall ist eine Integration in ein allgemeines Förderinstrument, wie z. B. eine Quotenregelung, zu empfehlen.

Im Rahmen einer Mengenvorgabe für grünen Strom kommt biogenen Festbrennstoffen eine bedeutende Rolle zu. Aufgrund der geringen Zusatzinvestitionen stellt dabei vor allem die Zufeuerung in Steinkohlekraftwerken eine erfolgversprechende Alternative dar. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass durch die Förderung von Zufeuerungsanlagen auch die Produktion von fossilem Strom aus Steinkohle unterstützt wird. Für den Fall, dass aufgrund eines geringen Preisniveaus bei Erdgas in großem Umfang gasbefeuerte Anlagen in den Kraftwerkspark integriert sind, besteht die Gefahr, dass durch die Förderung der Kuppelproduktion von Strom aus Biomasse und Steinkohle Gaskraftwerke vom Markt verdrängt werden. Aufgrund der unterschiedlichen CO₂-Emissionsfaktoren von Steinkohle und Erdgas kann somit eine Förderung der Biomassezufeuerung in Steinkohlekraftwerken zu einer Erhöhung der spezifischen CO₂-Emissionen der erzeugten Elektrizität im Vergleich zum Fall ohne Förderung führen. Aus dieser Konstellation folgt, dass eine Unterstützung der Biomassezufeuerung in Steinkohlekraftwerken unter dem Gesichtspunkt der CO₂-Emissionen nur dann sinnvoll ist, wenn keine emissionsärmeren Technologien verdrängt werden. Anhand der Modellanalysen zeichnet sich ab, dass diese Verdrängungsproblematik vor allem im Zeitraum bis 2020 relevant ist. Daher empfiehlt es sich, eine Kopplung zwischen der Nutzung von Erdgas und der Förderung von Biomassemitverbrennung in ein zukünftiges Förderinstrument zu integrieren. Eine einfache Möglichkeit hierfür wäre z. B. eine Kopplung der Förderbeträge an den Erdgaspreis. Allerdings kann sich hieraus auch eine verringerte Planungssicherheit für die Investoren ergeben.

Neben den bereits diskutierten regenerativen Energieträgern kann die Windkraft einen deutlichen Beitrag zur Erreichung von Mengenzielen für grünen Strom leisten. Dabei nehmen die Offshore-Standorten aus folgenden Gründen eine Schlüsselrolle ein. Zum einen existieren sehr umfangreiche Potentiale für Offshore-Windkraftanlagen, zum anderen ist aufgrund der hohen Zubauraten in den vergangenen Jahren ein Großteil der Festlandstandorte mit hohen Windgeschwindigkeiten bereits genutzt. Für Baden-Württemberg kommt hinzu, dass aufgrund der

geografischen Rahmenbedingungen Anlagenstandorte mit hohen Windgeschwindigkeiten nur in sehr begrenztem Umfang vorhanden sind. Darüber hinaus weisen Offshore-Standorte aufgrund der Windverhältnisse Stromgestehungskosten auf, die unter denen der meisten konkurrierenden Optionen zur Erzeugung von grünem Strom liegen. Ausschlaggebend für die zukünftige Nutzung im Rahmen einer Mengenvorgabe für grünen Strom ist die Verfügbarkeit dieser Standorte, die durch die erforderlichen Planungsverfahren sowie durch Proteste der Bevölkerung derzeit noch beeinträchtigt wird. Es ist zu erwarten, dass die Potentialverfügbarkeit deutliche Auswirkungen auf die Erfüllung einer Mengenvorgabe für grünen Strom haben wird. So ist es beispielsweise möglich, dass durch Offshore-Anlagen andere Technologien und regenerative Energieträger verdrängt werden, was, wie aus den Ergebnissen des PERSEUS-REG² Modells hervorgeht, zu „stranded Investments“ führen kann. Darüber hinaus erlaubt eine umfangreiche Verfügbarkeit vorhandener Potentiale auch die Erfüllung hoher Mengenziele, ohne dass die Grenzkosten der Erzeugung grünen Stroms stark ansteigen. Aus diesem Zusammenhang ergibt sich auch ein Einfluss auf die Bedeutung eines internationalen Marktes für grüne Zertifikate. Für den Fall, dass die Offshore-Potentiale in Deutschland zu einem großen Maß genutzt werden können, sind durch einen internationalen Zertifikatehandel nur geringe Kosteneinsparungen bei der Erfüllung auch von hohen Mengenvorgaben für grünen Strom zu realisieren. Im umgekehrten Fall einer restriktiven Potentialausnutzung kommt dem internationalen Markt aufgrund der bestehenden Einsparungsmöglichkeiten eine große Bedeutung zu. Aufgrund dieser entscheidenden Einflüsse von Offshore-Windkraftanlagen auf die Erfüllung einer Mengenvorgabe für grünen Strom ist es erforderlich, die Potentialverfügbarkeit bei der Festlegung des Entwicklungspfades einer Mengenvorgabe zu berücksichtigen. Dies erfordert eine in regelmäßigen Zeitabständen durchzuführende Anpassung der Vorgaben des Förderinstruments. In diesem Zusammenhang kommt der Abschätzung der Hemmnisse bei der Potentialnutzung eine entscheidende Rolle zu.

Da in Baden-Württemberg aufgrund seiner geografischen Lage keine Offshore-Potentiale vorhanden sind, ist dieser Bereich unter dem Gesichtspunkt eines Engagements baden-württembergischer Akteure außerhalb der Region von Bedeutung. In diesem Zusammenhang können Investitionen baden-württembergischer Unternehmen in Offshore-Windparks wie auch die Unterstützung der Einführung eines Zertifikatemarktes sinnvoll sein. Ziel der Aktivitäten sollte der diskriminierungsfreie Zugang baden-württembergischer Akteure zu diesem Markt sein, da andernfalls wirtschaftliche Nachteile bei der Erfüllung der Mengenvorgaben zu erwarten sind.

Die Nutzung von Biogas aus der Vergärung organischer Reststoffe erfolgt bei dem unterstellten begrenzten Ausbau der Offshore-Windkraftpotentiale erst bei einem Anteil von rund 20 % für grünen Strom am gesamten Stromkonsum. Da sich der Einsatz dieser Option auf landwirtschaftliche Betriebe fokussiert, kann eine gezielte Förderung von Biogasanlagen zusätzliche Einkommen im Bereich der Landwirtschaft ermöglichen. Inwieweit eine Stärkung landwirtschaftlicher Betriebe durch eine Förderung im Energiebereich erfolgen soll, ist im Zuge einer politischen Diskussion

zu klären. Da die Förderwirkung erst bei höheren Mengenzielen³ eintritt, ist hier gegebenenfalls eine technologiespezifische Unterstützung zu erwägen.

Im Zuge einer Mengenvorgabe für grünen Strom stellt sich die Frage, ob Unternehmen, welche fossil befeuerte Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK-Anlagen) unterhalten, durch die Einführung der Mengenvorgabe Nachteile gegenüber anderen Unternehmen erleiden, da sie aufgrund der Wärmebereitstellung nicht so flexibel auf die geänderten Rahmenbedingungen reagieren können. Aus den durchgeführten Modellanalysen geht hervor, dass die Unternehmen beispielsweise durch eine Variation des Verhältnisses der in fossilen KWK-Anlagen produzierten Strom- und Wärmemenge oder durch die gekoppelte Produktion von grünem Strom und grüner Wärme ausreichend Spielraum für die Erfüllung auch ambitionierter Mengenziele haben. Dies bedeutet, dass eine gesonderte Behandlung der KWK im Rahmen einer Mengenvorgabe für grünen Strom nicht erforderlich ist.

8.4.2 Ausgestaltung einer Mengenvorgabe für Grünen Strom

Aus den im vorangegangenen Abschnitt dargestellten Empfehlungen bezüglich der Förderung einzelner regenerativer Energieträger und Technologien ergibt sich für die Ausgestaltung eines umweltpolitischen Förderinstruments, dass im Rahmen einer regelmäßigen Überprüfung der Zielvorgaben und der Rahmenbedingungen Möglichkeiten zur Anpassung in das Instrument integriert werden sollten. Nur unter dieser Voraussetzung kann den zukünftigen Entwicklungen der Rahmenbedingungen, welche die Nutzung der verschiedenen Optionen beeinflussen können, Rechnung getragen werden. Die in diesem Zusammenhang zu berücksichtigenden Faktoren sind Preisentwicklungen bei Energieträgern, wie z. B. bei festen Biobrennstoffen, technologische Weiterentwicklungen sowie die Potentialverfügbarkeit, z. B. bei Offshore-Windkraft. Für die Instrumentenausgestaltung bedeutet dies, dass technologie- oder energieträgerspezifische Elemente in das Instrument integriert werden müssen. Weiterhin wird dadurch ein regelmäßiger Abstimmungs- und Analyseprozess zur periodischen Definition der Mengenvorgabe notwendig. Der Vorteil dieser Vorgehensweise liegt in der gezielten Steuerungsmöglichkeit der Förderwirkung des Instruments. Ein wesentlicher Nachteil ist die aus der variablen Gestaltung erwachsende erhöhte Planungsunsicherheit für Investoren. Als Alternative ist auch eine bewusst einfach gehaltene Instrumentengestaltung möglich, die lediglich eine Mengenvorgabe ohne weitere spezifische Elemente vorsieht. Dann können die im Rahmen dieser Arbeit ermittelten, teilweise negativen Seiteneffekte, wie z. B. „stranded Investments“, auftreten.

Aus den Modellergebnissen wird, vor allem mit Blick auf die gezielte, zeitlich begrenzte Förderung der Photovoltaik im Rahmen des 100.000-Dächer Programms, deutlich, dass bei der Förderung regenerativer Energieträger eine kontinuierliche Unterstützung Vorteile aufweist. Bei einer intensiven, aber zeitlich eng begrenzten Förderung kann das Problem entstehen, dass nach dem Ende der Förderung das erreichte hohe Zubauniveau ohne weitere Unterstützung nicht gehalten werden kann und das Instrument keine langfristige Wirkung entwickelt. Spätestens am Ende der

³ Vorher werden die verfügbaren Potentiale der Wasserkraft, biogener Festbrennstoffe sowie der Windkraft an Standorten mit hohen Windgeschwindigkeiten ausgeschöpft.

Nutzungsdauer der geförderten Anlagen ist dann als Folge ein deutlicher Rückgang der installierten Anlagenleistung zu erwarten, wenn die Förderung nicht zu einer Verbesserung der Wirtschaftlichkeit, z. B. durch Lernkurveneffekte, oder zu erhöhter Akzeptanz der geförderten Technologien geführt hat. Darüber hinaus erfordert ein Aufrechterhalten einer intensiven Förderung über längere Zeitintervalle erhebliche finanzielle Anstrengungen, welche vor dem Hintergrund der angespannten Finanzlage im öffentlichen Sektor im Rahmen hoheitlicher Förderinstrumente nur schwer erbracht werden können. Für den Fall der hier diskutierten Mengenvorgabe für grünen Strom bedeutet dies, dass eine langfristig angelegte, kontinuierliche Förderung vorzuziehen ist, da es im Bereich regenerativer Stromerzeugungstechnologien noch eine Reihe von Alternativen gibt, für die ein kurzfristiger Förderimpuls nicht genügt, um die Konkurrenzfähigkeit zu etablierten fossilen Kraftwerkstechnologien zu erreichen. Für den Fall einer zu kurzen Förderung würde die Gefahr bestehen, dass mit dem Ende des Instrumenteneinsatzes die alte Situation einer Stromerzeugung überwiegend auf Grundlage fossiler Energieträger wieder hergestellt wird.

Anhand der ermittelten Modellergebnisse wird deutlich, dass ab 2010 aufgrund des beschlossenen Ausstiegs aus der Kernenergienutzung ein starker Anstieg der spezifischen CO₂-Emissionen der Stromerzeugung zu erwarten ist. Vor diesem Hintergrund ist das mit dem Einsatz der diskutierten umweltpolitischen Instrumente verfolgte Ziel einer Minderung der CO₂-Emissionen nur unter der Vorgabe hoher Mengenziele im Bereich von mindestens 40 % für grünen Strom zu erreichen. In diesem Zusammenhang sind auch die negativen Auswirkungen einer Förderung der Biomassezufuhr in Steinkohlekraftwerken auf die CO₂-Emissionen zu erwähnen, durch die der beschriebene Trend wachsender Kohlendioxidemissionen noch verstärkt werden kann. Aus dieser Situation folgt, dass zur Erreichung einer CO₂-Minderung neben Mengenvorgaben für grünen Strom auch weitere flankierende Maßnahmen eingesetzt werden sollten, wenn nicht bewusst hohe Zielvorgaben für grünen Strom vorgegeben werden sollen. Dieser Aspekt besitzt auch vor dem Hintergrund einer sinnvollen Allokation der für den Klimaschutz verfügbaren finanziellen Ressourcen Relevanz.

Bei Mengenzielen für grünen Strom ab 15 % kann ein internationaler Handel mit grünen Zertifikaten zu Einsparungen im Vergleich zu einer nationalen Lösung führen, weil dann die zu erwartenden Grenzkosten der internationalen Zertifikate unter den Grenzkosten von in Deutschland erzeugten Zertifikaten liegen. Dies bedeutet, dass bei den angestrebten Zielen von 10,3 % für das Jahr 2010 aus ökonomischen Gründen eine Ankopplung des bundesdeutschen Marktes an einen europaweiten Zertifikatsmarkt nicht zwingend erforderlich ist. Vor dem Hintergrund der erforderlichen europaweiten Abstimmung der verschiedenen nationalen Förderinstrumente bedeutet dies für die Bundesrepublik Deutschland, dass unter ökonomischen Gesichtspunkten die nationale Quote für grünen Strom erst dann auf einen Anteil über 15 % angehoben werden sollte, wenn Bezugsmöglichkeiten für grüne Zertifikate oder grünen Strom aus anderen europäischen Ländern bestehen.

Aus Sicht der Region Baden-Württemberg ist eine Einführung von handelbaren grünen Zertifikaten zum Nachweis der Erfüllung der Mengenverpflichtung sinnvoll. Dies ist vor allem vor dem Hintergrund der besonderen Rolle der Offshore-Windkraft

und der sich daraus ergebenden Produktionsmöglichkeiten für Zertifikate und grünen Strom in den Küstenregionen von Bedeutung. Für die im Binnenland gelegenen Regionen ist der Transfer des Umweltnutzens dieser Stromproduktion so einfach wie möglich zu gestalten, um die entsprechenden Kostenvorteile nutzen zu können. Ein Transfer im Rahmen einer Durchleitung mit Fahrplananmeldung erscheint in diesem Zusammenhang zu aufwendig. Aus Gründen der einfacheren Handhabung ist daher die Einführung von Zertifikaten vorzuziehen.

8.5 Ausblick auf den weiteren Forschungsbedarf

Ein Schwerpunkt der vorliegenden Arbeit ist die Analyse des freiwilligen umweltpolitischen Instruments Grüner Angebote. Hier zeigt sich, dass dieses Marktsegment in den vergangenen Jahren von einer großen Dynamik geprägt war, die im Zuge einer weiteren gezielten Förderung regenerativer Energieträger in der Stromerzeugung noch zunehmen kann. Die Untersuchungen machen deutlich, dass der Umweltnutzen Grüner Angebote, z. B. aufgrund fehlender Zusätzlichkeit, nicht immer vollständig gegeben ist. In diesem Zusammenhang ist es erforderlich, die Marktentwicklung weiter wissenschaftlich zu begleiten, um im Hinblick auf die Umweltauswirkungen negative Entwicklungen identifizieren und rechtzeitig entgegenwirken zu können.

Im Zusammenhang zur identifizierten Notwendigkeit, verbindliche Qualitätskriterien für Grüne Angebote zu definieren, sind folgende Punkte noch offen. Zunächst müssen die Qualitätskriterien identifiziert und als verbindlich festgelegt werden. Weiterhin ist die praktische Umsetzung des Überprüfungsverfahrens zu klären.

Im Zusammenhang mit einer Quotenregelung wird über die Einführung sogenannter grüner Zertifikate nachgedacht. Aufgabe dieser Zertifikate ist die Dokumentation des Umweltnutzens von grünem Strom sowie die Trennung des Umweltnutzens (Service) von der erzeugten Elektrizität (Commodity). Der Ausgangspunkt der aktuellen Diskussion um umweltpolitische Instrumente zur Förderung der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen sind die im Kyoto-Protokoll definierten Verpflichtungen zur Minderung von Treibhausgasemissionen. Aus diesem Grund ist es auch sinnvoll, die verschiedenen Handels- und Bilanzierungsmechanismen für den Umweltnutzen - in diesem Fall Emissionsrechtehandel und handelbare grüne Zertifikate - zu koppeln. In diesem Bereich besteht noch erheblicher Forschungsbedarf, da grundsätzliche Fragen, beispielsweise hinsichtlich der Emissionsgutschrift von grünem Strom, noch offen sind. Zielsetzung entsprechender Forschungsvorhaben sollte die Zusammenführung der unter dem Ziel der Minderung der Treibhausgasemissionen diskutierten Instrumente sein. Bisher gibt es keine Abschätzung darüber, wie viel die Einrichtung und der Unterhalt einer Quotenregelung mit angeschlossenem (internationalen) Zertifikatehandel kosten würde, obwohl dieser Aspekt häufig als gravierender Nachteil dieses Förderinstruments genannt wird. Hier besteht offensichtlich Bedarf nach entsprechenden quantitativen Abschätzungen.

Aus den in der vorliegenden Arbeit erzielten Ergebnissen geht hervor, dass die Nutzung biogener Festbrennstoffe eine gerade unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten erfolversprechende Option zur Erzeugung von grünem Strom ist und dementsprechend stark genutzt werden sollte. Als Problem ist hierbei die regionale Verfügbarkeit der Biomasse zu sehen, die üblicherweise nicht in großen Mengen konzentriert an einem Ort anfällt. Bei der Installation von Großanlagen zur Bio-

massenutzung kann dies zu erhöhtem Sammel- und Transportaufwand führen, welcher mit zusätzlichen Emissionen und Kosten verbunden ist. Vor diesem Hintergrund ist eine Ausweitung der durchgeführten Untersuchungen mit dem Ziel der Berücksichtigung räumlicher Rahmenbedingungen beim Anfall von Biobrennstoffen erforderlich. Dies kann beispielsweise über die Integration geografischer Informationen in Energie- und Stoffflussmodelle erfolgen.

Weiterhin wird deutlich, dass mit dem Ziel einer Förderung regenerativer Energieträger nicht unbedingt auch eine Emissionsminderung einhergehen muss. So kann beispielsweise eine Förderung der Biomassezufuhr in Steinkohlekraftwerken zu einer Verdrängung von Gaskraftwerken führen. Hieraus kann ein Anstieg der spezifischen SO_2 - und CO_2 -Emissionen der Stromerzeugung folgen. In diesem Fall wäre unter Gesichtspunkten des Umweltschutzes eine Förderung der Biomassenutzung nicht sinnvoll. Um diese unerwünschten Seiteneffekte vermeiden zu können, ist daher die Entwicklung kombinierter Minderungsstrategien für die wichtigsten Schadstoff- und Treibhausgasemissionen zu empfehlen.

Zahlreiche der bisher verfolgten Ansätze sowie die aktuelle Diskussion um umweltpolitische Instrumente zur Förderung regenerativer Energieträger konzentrieren sich überwiegend auf den Elektrizitätssektor. Da auch in anderen Bereichen, wie z. B. im Verkehr oder im Raumwärmebereich, zahlreiche Möglichkeiten zur Emissionsminderung bestehen, ist eine Ausweitung der Untersuchungen auf den gesamten Energiekonsum sinnvoll. Dieser Aspekt gewinnt vor allem vor dem Hintergrund einer möglichen Fehlallokation finanzieller Mittel bei einer einseitigen Ausrichtung der Aktivitäten auf einen Bereich an Bedeutung. Da gerade im Bereich der Raumwärme, z. B. durch Baumaßnahmen an Gebäuden oder durch den Einsatz moderner Heizsysteme, kostengünstige Alternativen zur Emissionsminderung bestehen, ist eine Ausweitung der Analysen auf dieses Feld zu empfehlen. In diesem Zusammenhang können auch multinationale Strategien entwickelt werden, da vor allem in zentral- und osteuropäischen Ländern sehr große Potentiale dieser Minderungsalternativen existieren. Vor diesem Hintergrund gewinnt auch die aktuelle Diskussion um einen internationalen Emissionsrechtshandel und die Instrumente Joint Implementation (JI) und Clean Development Mechanism (CDM) an Bedeutung.

Im Kontext der Emissionsminderung im Raumwärmebereich stellt auch die Produktion und Vermarktung grüner Wärme eine erfolgversprechende Alternative dar, wobei hier die Möglichkeiten zur Übertragung der für grünen Strom entwickelten Konzepte zunächst im Vordergrund stehen sollten. Weiterhin ist in diesem Zusammenhang neben der reinen Erzeugung grüner Wärme auch die Entwicklung von Konzepten für die Förderung der im Rahmen dieser Arbeit bereits angesprochenen Kuppelproduktion von grünem Strom und grüner Wärme erfolgversprechend.

9 Zusammenfassung

Bearbeitet von M. Dreher, M. Wietschel, O. Rentz, W. Bräuer, I. Kühn

Seit der Deregulierung des bundesdeutschen Elektrizitätssektors herrscht auf dem Strommarkt ein stark preisorientierter Wettbewerb um Kunden und Marktanteile. Dadurch werden die Versorgungsunternehmen gezwungen, ihr unternehmerisches Handeln verstärkt an ökonomischen Kriterien auszurichten. Eine Konsequenz dieser Entwicklung ist, dass durch den Wettbewerb ökologische Zielsetzungen im Stromsektor in den Hintergrund gedrängt werden. Diese Situation bedeutet unter anderem auch, dass der Einsatz regenerativer Energieträger zur Stromerzeugung von den Versorgungsunternehmen nicht weiter vorangetrieben wird, da Elektrizität aus diesen Anlagen bis auf wenige Ausnahmen nicht konkurrenzfähig zu Strom aus fossilen Kraftwerken ist.

Gleichzeitig bestehen aber auch verschiedene umweltpolitische Zielsetzungen, wobei hier vor allem die nationalen und internationalen Klimaschutzziele zu nennen sind. Zur Operationalisierung der Ziele zum Klimaschutz wurden, z. B. im Rahmen des Kyoto-Protokolls, Minderungsziele für Treibhausgase festgelegt. In diesem Zusammenhang wird der verstärkte Einsatz regenerativer Energieträger in der Stromproduktion als eine erfolgversprechende Option zur Erreichung der definierten Ziele gesehen. Aufgrund der bestehenden Konfliktsituation zwischen den ökonomischen Zielen der Versorgungswirtschaft und den ökologischen Zielsetzungen der Umwelt- und Klimaschutzpolitik ist zur Gewährleistung des Erreichens der Treibhausgas-minderungsziele eine Förderung erneuerbarer Energieträger in der Stromproduktion durch umweltpolitische Instrumente beabsichtigt.

Die aktuelle Diskussion um den Einsatz umweltpolitischer Instrumente zur Förderung der Stromerzeugung aus regenerativen Energieträgern stellt den Ausgangspunkt dieses Forschungsvorhabens dar. Die Diskussion um die Förderinstrumente ist auf nationaler wie auch europäischer Ebene zu führen, weil einerseits die europäischen Emissionsminderungsziele auf nationale Verpflichtungen heruntergebrochen werden müssen und andererseits aufgrund der Grundsätze des Europäischen Vertrages (z. B. freier Warenverkehr, Verbot staatlicher Beihilfen, usw.) eine EU-weite Harmonisierung der nationalen Förderinstrumente erforderlich ist. Aus diesem Grund muss die Diskussion um die Vor- und Nachteile der verschiedenen Alternativen trotz der Implementierung nationaler Instrumente fortgeführt werden. Als besonders erfolgversprechende Instrumente werden dabei Garantiepreisregelungen, Quotenmodelle sowie Ausschreibungsregelungen angesehen. Aufgrund der Bedeutung in verschiedenen Ländern ist in diesem Zusammenhang auch das freiwillige Instrument Grüner Angebote zu berücksichtigen.

Besonders relevant für die Entscheidung hinsichtlich eines der Instrumente sind neben Fragen der Instrumentenausgestaltung und der sich daraus ergebenden spezifischen Instrumenteneigenschaften auch die zu erwartenden Emissionsminderungen, die aufgrund des Instrumenteneinsatzes entstehenden strukturellen Veränderungen des Versorgungssystems sowie die Einflüsse auf die Stromgestehungskosten. Diese Fragestellungen besitzen vor allem für solche Regionen besondere Bedeutung, die entweder vorhandene Potentiale regenerativer Energie-

träger bereits stark ausnutzen oder denen konkurrenzfähige Potentiale nur in begrenztem Umfang zur Verfügung stehen.

Aufbauend auf dieser Ausgangslage ergibt sich die folgende Zielsetzung für dieses Forschungsvorhaben. Im Zuge einer Einzelanalyse der verschiedenen hoheitlichen Instrumente soll auf Grundlage einer ordnungspolitischen Bewertung die Konformität der verschiedenen Ausgestaltungsvarianten der Instrumente mit dem liberalisierten Strommarkt untersucht werden. Darüber hinaus ist in diesem Rahmen auch ein Vergleich der zu erwartenden Förderwirkungen beabsichtigt. Weiterhin soll eine Analyse der Auswirkungen der Förderinstrumente auf das existierende Versorgungssystem der Region Baden-Württemberg durchgeführt werden. In diesem Rahmen kommt der Identifikation der Auswirkungen eines Instrumenteneinsatzes auf die Stromgestehungskosten, der Rolle einzelner regenerativer Energieträger und Technologien sowie der Entwicklung der spezifischen CO₂-, SO₂- und NO_x-Emissionen der Stromerzeugung eine Schlüsselrolle zu. Durch die Analysen dieser besonders relevanten Aspekte einer Förderung regenerativer Energieträger in der Stromerzeugung soll mit Blick auf die Instrumente Garantiepreisregelung, Quotenmodell, Ausschreibungsregelung und Grüne Angebote ein Beitrag zur Diskussion um die Instrumentenwahl und -ausgestaltung geleistet werden.

Zur Erreichung der dargestellten Zielsetzung wird die im Folgenden skizzierte Vorgehensweise gewählt. Im Rahmen einer Einzelanalyse hoheitlicher Förderinstrumente werden die verschiedenen möglichen Ausgestaltungsformen anhand eines ordnungspolitischen Prüfrasters bewertet und die bestehenden Alternativen einander vergleichend gegenübergestellt. Daraus ergibt sich eine Instrumentenbewertung, welche die Aufstellung einer Präferenzordnung und damit die Identifikation der vorteilhaftesten Instrumentenvarianten ermöglicht. Weiterhin können auf dieser Grundlage potentielle Problemfelder einzelner Instrumente identifiziert werden.

Im Anschluss an die Analyse hoheitlicher Instrumente wird das freiwillige Instrument Grüne Angebote näher untersucht. Grüne Angebote werden derzeit nicht nur in der Bundesrepublik Deutschland sondern auch in anderen Ländern wie, z. B. den Niederlanden oder der Schweiz, zahlreich implementiert. Im Rahmen empirischer Erhebungen werden die Aktivitäten zu Grünen Angeboten auf dem deutschen Strommarkt erfasst. Auf Grundlage der gewonnenen Datenbasis erfolgt anschließend eine Analyse der Erfahrungen, der Stärken und Schwächen sowie von Problemfeldern dieses Instruments. Weiterhin wird der aktuelle Stand der Implementierung Grüner Angebote sowie der derzeitige Markt für grünen Strom in der Bundesrepublik Deutschland dokumentiert. In Ergänzung zum empirischen Teil der Untersuchung wird auch die aktuelle wissenschaftliche Diskussion aufgearbeitet.

Neben den durchgeführten Einzelanalysen wird eine Energiesystemanalyse zu den Auswirkungen eines Instrumenteneinsatzes durchgeführt. Als Beispielregion für die Systemanalyse wird Baden-Württemberg ausgewählt. Diese Region zeichnet sich im Vergleich zu anderen Bundesländern dadurch aus, dass die für einen weiteren Ausbau der Nutzung regenerativer Energieträger in der Stromerzeugung besonders relevanten Wind- und Wasserkraftpotentiale stark begrenzt sind. Aus dieser Situation können vor allem im Vergleich zu Küstenregionen mit sehr guten Windbedingungen Nachteile durch die Implementierung eines der diskutierten umweltpolitischen Instrumente erwachsen. Damit besitzt die Analyse der zu erwartenden Instrumenten-

auswirkungen für diese Region besondere Relevanz. Weiterhin ist in diesem Zusammenhang auch der vereinbarte Ausstieg aus der Kernenergienutzung zu berücksichtigen, da sich dadurch ein erhöhter Bedarf an Kraftwerksneubauten ergibt. Für den Fall, dass der sich ergebende Kapazitätsbedarf durch die Installation fossiler Kraftwerke gedeckt wird, führt dies zu einem erheblichen Anstieg der Emissionen, was den umweltpolitischen Zielen der Emissionsminderung zuwider läuft. Diese Problematik besitzt aufgrund des hohen Anteils von Kernkraftwerken besondere Relevanz für die Region Baden-Württemberg.

Zur Durchführung der Energiesystemanalyse wird das Energie- und Stoffflussmodell PERSEUS-REG² eingesetzt. Dieses Modell ist ein mehrperiodisches, lineares Optimiermodell zur Abbildung von Energiesystemen und zur Entwicklung zukünftiger Ausbaustrategien. Schwerpunkt des PERSEUS-REG² Modells ist die disaggregierte Abbildung regionaler Energiesysteme unter Berücksichtigung der Ankopplung der untersuchten Region an den liberalisierten Strommarkt. Neben der Modellierung des existierenden Versorgungssystems sowie fossiler Kraftwerksoptionen bietet dieses Modell vor allem auch die Möglichkeit, Alternativen zur Stromerzeugung auf Basis regenerativer Energieträger sowie die aktuell diskutierten umweltpolitischen Instrumente abzubilden. Auf Grundlage des PERSEUS-REG² Modells erfolgt der Aufbau des Energie- und Stoffflussmodells für die Region Baden-Württemberg. In diesem Rahmen wird eine detaillierte Datenbasis zu den verschiedenen gegenwärtig und zukünftig nutzbaren Kraftwerkstechnologien zur Nutzung regenerativer Energieträger aufgebaut. Weiterhin werden geeignete Abschätzungen zu den in Baden-Württemberg sowie in den übrigen Bundesländern existierenden Potentialen erneuerbarer Energieträger, zum Umfang der gegenwärtigen Nutzung und zur Struktur des bestehenden Kraftwerksparks getroffen. Aufbauend auf diesen Informationen wird eine konsistente Datenbasis für die Modellierung erstellt.

Ausgehend von der geschaffenen Datengrundlage werden mit dem entwickelten Energie- und Stoffflussmodell Energiesystemanalysen für den Referenzfall einer langfristigen Gültigkeit des existierenden Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) sowie für verschiedene Entwicklungspfade der diskutierten Instrumente Quotenmodell und Ausschreibungsregelung durchgeführt. Auf Grundlage der Modellergebnisse werden die zu erwartenden Auswirkungen eines Instrumenteneinsatzes identifiziert. Weiterhin erlauben die Arbeitsergebnisse die Ableitung von Empfehlungen für die Ausgestaltung dieser Förderinstrumente.

Aus den durchgeführten Einzelanalysen umweltpolitischer Instrumente zur Förderung der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen können folgende Ergebnisse abgeleitet werden:

- Die aktuelle Situation auf dem Markt für Grüne Angebote ist durch folgende Entwicklungen geprägt: Es gibt eine schnell wachsende Anzahl an Angeboten, die allerdings nur geringe Absatzmengen und Teilnehmerquoten von deutlich unter einem Prozent erreichen. Die dominierende Angebotsform sind Tarifangebote. Es entwickelt sich allmählich ein eigenständiges Marktsegment für grünen Strom, allerdings ist der Wettbewerb in diesem Bereich noch sehr beschränkt. Durch das verstärkte Auftreten sogenannter Ökostromhändler beschleunigt sich die Marktentwicklung und der Wettbewerb wird gefördert, da Ökostromhändler im Durchschnitt mehr grünen Strom absetzen als etablierte Versorgungsunter-

nehmen und weil die Händler üblicherweise überregional anbieten. Die bestehende eingeschränkte Vergleichbarkeit und Transparenz der Angebote kann sich negativ auf den Erfolg auswirken. Im Zuge der weiteren Entwicklung des Marktsegments für grünen Strom ist daher die Entwicklung einheitlicher und verbindlich einzuhaltender Qualitätsanforderungen unter anderem zur Sicherung des zusätzlichen Umweltnutzens von Grünen Angeboten zu empfehlen. Diese Anforderungen können beispielsweise im Rahmen eines Labellingsystems überprüft werden.

- Die vielfältigen politischen Zielsetzungen der Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien können auf Grundlage von hoheitlichen Instrumenten am besten durch Einspeiseregulungen mit Umlagefinanzierung und Quotenmodelle mit Zertifikatehandel erfüllt werden. Es hat sich gezeigt, dass es derzeit kein dringender Handlungsbedarf besteht, von der Förderung erneuerbarer Energien im Rahmen des EEG auf ein anderes Fördersystem zu wechseln. Es sollte jedoch überlegt werden, ob die Abnahmepflicht für grünen Strom im EEG durch eine Selbstvermarktungszwang für die Erzeuger von grünem Strom ersetzt werden kann.
- Sollte auf EU-Ebene eine handelsorientierte Koordinierung nationaler Systeme herbei geführt werden, empfiehlt sich eine Abkehr vom EEG hin zu Quotenmodellen mit Zertifikatehandel. Weiterhin empfiehlt es sich dann aus ökonomischer Sicht, die Verkäufer von Strom zur Quotenerfüllung zu verpflichten. Die Erfüllung sollte durch ein Systems handelbarer (grüner) Zertifikate flexibilisiert werden. Ohne klaren internationalen Anrechnungsrahmen für die mit einem Zertifikatekauf verbundene CO₂-Reduktionen empfiehlt es sich, ausländische grüne Zertifikate nur in Verbindung mit einem entsprechenden Stromimport zu akzeptieren. Für Kleinanlagen (z. B. < 5 MW) kann eine Abnahmegarantie und eine Mindestvergütung gewährt werden. Mit zunehmender Etablierung des Quotenhandelsmodells sollte die Abnahmegarantie schrittweise abgeschafft werden.
- Bei den meisten hoheitlichen Instrumentenvarianten können Grüne Angebote entweder zur Umverteilung der entstehenden Kosten oder in Abgrenzung zum hoheitlichen Instrument als zusätzliches Angebot gestaltet werden. Das Entstehen eines dynamischen Markts für Grüne Angebote mit Wettbewerbsimpulsen für den gesamten Stromverkauf ist insbesondere bei einer Quotenregelung mit Endverbraucherpflicht gegeben. Aus diesen Erkenntnissen folgt, dass es bei einem Wechsel vom EEG zu einer Quotenregelung abzuwägen gilt, ob die Nachteile einer Endverbraucherpflicht (hohe Transaktionskosten), in Kauf genommen werden können, wenn man andererseits die Erfahrungen mit Grünen Angeboten nutzen und den Wettbewerb beim Stromverkauf allgemein stimulieren kann.

Aus den Analysen mit dem entwickelten Energie- und Stoffflussmodell für Baden-Württemberg können folgende Ergebnisse abgeleitet werden:

- Die durchgeführten Energiesystemanalysen zeigen, dass Anlagen zur Klär- und Deponiegasverwertung auch ohne Förderung auf dem Strommarkt wettbewerbsfähig sind. Aus diesem Grund scheint eine Ausnahme dieser Optionen aus der

weiteren Förderung regenerativer Energieträger sinnvoll. Im Fall von Großwasserkraftanlagen wird üblicherweise argumentiert, dass diese Anlagen allgemein konkurrenzfähig sind und daher keiner weiteren Förderung bedürfen. Da es aber auch hier eine deutliche Abhängigkeit der Wettbewerbsfähigkeit vom einzelnen Anlagenstandort gibt, wäre in diesem Fall eine Förderung auf der Grundlage von Einzelfallprüfungen empfehlenswert.

- Im Rahmen der Förderung regenerativer Energieträger zur Stromerzeugung kommt der Erschließung von Offshore-Standorten für Windkraftanlagen aufgrund der umfangreichen Potentiale und der vergleichsweise geringen Stromgestehungskosten eine Schlüsselrolle zu. Die Verfügbarkeit der vorhandenen Potentiale beeinflusst die Nutzung anderer regenerativer Energieträger im Rahmen einer Mengenvorgabe für grünen Strom (z. B. durch eine Quotenregelung) deutlich. Wenn die Potentiale von Offshore-Standorten in erheblichem Umfang genutzt werden können, besteht die Gefahr, dass andere regenerative Energieträger verdrängt werden. Aufgrund dieser Situation können in Abhängigkeit der Potentialverfügbarkeit und der zeitlichen Entwicklung der Mengenvorgabe für grünen Strom negative Auswirkungen auf den Betrieb konkurrierender Anlagen entstehen. Aus diesem Grund sollte im Rahmen der Definition einer Mengenvorgabe die aktuelle Entwicklung bei der Nutzung von Offshore-Standorten für Windkraftanlagen berücksichtigt werden. Dies bedeutet weiterhin, dass die Vorgaben in regelmäßigen Abständen überprüft und gegebenenfalls angepasst werden müssen.
- Die Zufeuerung von biogenen Festbrennstoffen in Steinkohlekraftwerken stellt ebenfalls eine unter ökonomischen Kriterien erfolgversprechende Option zur Erzeugung von grünem Strom dar. Allerdings führt die Förderung dieser Technologie zu einer gleichzeitigen Unterstützung des in Kuppelproduktion erzeugten fossilen Stroms. Daraus kann eine Verdrängung von fossilem Strom aus Erdgaskraftwerken mit den damit verbundenen negativen Folgen für die Emission von CO_2 und SO_2 resultieren. Diese Seiteneffekte sind bei der Förderung der Biomassezufeuerung zu berücksichtigen. Die ebenfalls in diesem Zusammenhang erkennbare Problematik einer CO_2 -Minderung bei gleichzeitigem Anstieg der Emissionen verschiedener Luftschadstoffe verdeutlicht grundsätzlich die Notwendigkeit der Entwicklung kombinierter Minderungsstrategien für Treibhausgase und Luftschadstoffe.
- Der beschlossene Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie führt unter anderem zu einem deutlichen Anstieg der spezifischen CO_2 -Emissionen der produzierten Elektrizität von rund 51 kt/PJ_{el} im Jahr 2005 auf 85 kt/PJ_{el} in 2030 im Referenzfall. Um diese Entwicklung ausschließlich durch die Nutzung regenerativer Energieträger in der Stromproduktion zu vermeiden, sind langfristig Mengenvorgaben für grünen Strom von über 40 % erforderlich.
- Die Förderinstrumente sollten flexibel gestaltet werden, so dass auf zukünftige Entwicklungen bei den geförderten regenerativen Energieträgern reagiert werden kann. Dies ist vor allem vor dem Hintergrund der zahlreichen Faktoren, welche die Verfügbarkeit und Vorteilhaftigkeit regenerativer Energieträger beeinflussen können, von Bedeutung (z. B. Akzeptanzprobleme bei Offshore-Windparks oder die beschriebene Problematik der Emissionen bei der Biomassezufeuerung). Die

Berücksichtigung der Entwicklung dieser Faktoren ist allerdings mit einem hohen Kontroll- und Anpassungsaufwand verbunden. Weiterhin besteht die Gefahr, dass dadurch die für Investoren erforderliche Planungssicherheit nicht in ausreichendem Maße gewährleistet ist.

- Die Grenzkosten der Erzeugung von grünem Strom liegen für den Fall einer Quote von rund 10 % bei maximal 11 Pf/kWh. Für höhere Mengenvorgaben sind bis zu 51 Pf/kWh im Jahr 2030 zu erwarten. Aus der mit dem Energiesystemmodell identifizierten Entwicklung der Grenzkosten zeigt sich, dass eine Berücksichtigung von Potentialen in anderen Ländern der Europäischen Union erst bei Mengenzielen für grünen Strom von über 15 % zu nennenswerten finanziellen Einsparungen führt. Dies bedeutet, dass für das im Rahmen der Erreichung der Kyoto-Ziele auf europäischer Ebene angestrebte Mengenziel im Jahr 2010 eine Ankopplung des deutschen Marktes für grünen Strom beziehungsweise grüne Zertifikate an einen europäischen Markt nicht erforderlich ist. Dadurch erhöht sich der zeitliche Spielraum bei der Abstimmung der verschiedenen nationalen Förderansätze.

10 Literatur

- [Adam 1999] Adam, J.: Modellierung und Optimierung des Einsatzes von Gasturbinenanlagen mit biogenen Brennstoffen zur dezentralen Strom- und Wärmeerzeugung. Düsseldorf: VDI Verlag, 1999.
- [AGFW 1998] Arbeitsgemeinschaft Fernwärme (AGFW) (Hrsg.): Hauptbericht der Fernwärmeversorgung 1997. Frankfurt/Main: Arbeitsgemeinschaft Fernwärme, 1998.
- [Agnew et al. 1979] Agnew, M.; Schrattenholzer, L.; Voss, A.: A Model for Energy Supply System Alternatives and their General Environmental Impact. Laxenburg: IIASA, 1979.
- [Ardone 1999] Ardone, A.: Entwicklung einzelstaatlicher und multinationaler Treibhausgasminderungsstrategien für die Bundesrepublik Deutschland mit Hilfe von optimierenden Energie- und Stoffflußmodellen. Frankfurt/Main: Peter Lang Verlag, 1999.
- [Armington 1969] Armington, P. S.: A Theory of Demand for Products Distinguished by Place of Production, 1969.
- [Arrow 1962] Arrow, K. J.: Economic Welfare and the Allocation of Resources for Invention. Princeton, 1962.
- [Baehr et al. 1985] Baehr, R.; Blangetti, F. L.; Braun, B.; Casper, W.; Haase, H.; Häfele, C. H.; Huschauer, H.; Jung, M.; Krane, R.; Kriener, A.; Lang, H.; Martini, M.; Oude-Hengel, H. H.; Sauer, E.; Schwarzenbach, A.; Schüller, K. H.; Zimmermann, P.: Konzeption und Aufbau von Dampfkraftwerken. Köln: Verlag TÜV Rheinland, 1985.
- [Bahn et al. 1994] Bahn, O.; Haurie, A.; Kypreos, S.; Vial, J. P.: A Multinational MARKAL Model to Study Joint Implementation of Carbon Dioxide Emission Reduction Measures. in: Tata Energy Research Institute (Hrsg.): Joint Implementation of Climate Change Commitments. New Dehli: Tata Energy Research Institute, 1994, S. 43-50.
- [Baumbach et al. 1998] Baumbach, G.; Zuberbühler, U.; Hein, K. R. G.: Thermische Nutzung von Holz in Baden-Württemberg: Potentiale, Technik, Umweltbelastung: Projektträger BWPLUS, 1998.
- [Baumert 1999] Baumert, M.: Energie aus Holz. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 10, 1999, S. 692-696.
- [Bergmann 1999] Bergmann, H.: Vertiefende Betrachtung der rechtlichen Aspekte eines Quotenmodells für erneuerbare Energien. Mannheim: ZEW, 1999.
- [BEWAG 1986] BEWAG (Hrsg.): Stromanwendung im Haushalt. Berlin: BEWAG, 1986.
- [BMU 1999] Erneuerbare Energien und nachhaltige Entwicklung. Bonn: Bundesministerium für Umwelt Naturschutz und Reaktorsicherheit, 1999.
- [BMU 2000a] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.): Klimaschutz durch Nutzung erneuerbarer Energien. Berlin, 2000.
- [BMU 2000b] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.): Umwelt - Sonderteil: Nationales Klimaschutzprogramm. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2000.
- [BMU 2000c] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.): Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen vom 14. Juni 2000. 14.6.2000, http://www.bmu.de/sachthemen/atomkraft/konsens_download.htm.
- [BMWf 1999] Energie Daten 1997 - 2000. Bonn: Bundesministerium für Wirtschaft, 1999.
- [Bost et al. 1991] Bost, D.; Jahn, E.; Paul, J.: ORC-Abwärmekraftwerke. in: Suttor, K. H.; Suttor, W. (Hrsg.): Handbuch Kraft-Wärme-Kopplung. Karlsruhe: Verlag C.F. Müller, 1991, S. 81-98.
- [Bräuer et al. 2000] Bräuer, W.; Kühn, I.: Review of the Size and Value of a Tradable Green Certificate (TGC_{el}) Market in an Internal European Electricity Market: Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung, 2000.
- [Brecht et al. 1995] Brecht, Ch.; Goethe, H. G.; Klatt, H. J.; Middelschulte, A.; Reintges, H.; Riemer, H. W.; Sondermann, H. (Hrsg.): Jahrbuch 1996 Bergbau Erdöl und Erdgas

- Petrochemie Elektrizität Umweltschutz. Essen: Verlag Glückauf, 1995.
- [Brockmann et al. 1999] Brockmann, K. L.; Stronzik, M.; Bergmann, H.: Emissionsrechteland - eine neue Perspektive für die deutsche Klimapolitik nach Kioto. Heidelberg, 1999.
- [Brooke et al. 1998] Brooke, A.; Kendrick, D.; Meeraus, A.; Raman, R.: GAMS A User's Guide. Washington: GAMS Developmet Corporation, 1998.
- [Brumshagen 2000] Brumshagen, H.: Bedeutung und Aufgaben der Hoch- und Höchstspannungs-Freileitungsnetze. Elektrizitätswirtschaft, 87, 22, 2000, S. 1083-1087.
- [Buchberger 1998] Buchberger, H.: Stromerzeugung aus Biomasse - Eine umfassende Studie -. Wien: VEÖ, 1998.
- [Buschner 1997] Buschner, G.: Biogasanlage Zobes/Vogtland: Betriebserfahrungen und Möglichkeiten. 1. Biogas-Tagung Sachsen, 3.-4.6.97, Sächsische Akademie für Natur und Umwelt, 1997.
- [Büchner et al. 1993] Büchner, J.; Eichelbröner, M.; Steinberger-Wilms, R.: Modellierung der Netzbeeinflussung durch Windparks. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 5, 1993, S. 332-335.
- [BWE 1999] Bundesverband Windenergie (Hrsg.): Windenergie 1999, 1999.
- [BWE 2000a] Bundesverband Windenergie (Hrsg): Installationszahlen 1988-1999, laufend aktualisiert, <http://www.wind-energie.de/statistik/deutschland.html>.
- [BWE 2000b] Bundesverband Windenergie (Hrsg): Installationszahlen in Deutschland 1988 - 2000 1. Halbjahr, <http://www.wind-energie.de/statistik/deutschland.html>.
- [BWE 2000c] Bundesverband Windenergie (Hrsg.): Kein Offshore-Park vor 2005, 2000.
- [BWE 2000d] Bundesverband Windenergie (Hrsg.): Windenergie 2000, 2000.
- [BWE 2000e] Bundesverband Windenergie (Hrsg): Windenergie in Deutschland nach Bundesländern, laufend aktualisiert, http://www.wind-energie.de/statistik/deutschland_bundesl.html.
- [BWE 2000f] Bundesverband Windenergie (Hrsg): Windkraft weiter auf Wachstumskurs. 17.1.2000.
- [Cassel et al. 1995] Cassel, D.; Thieme, H. J.: Stabilitätspolitik. in: Bender, D. (Hrsg.): Vahlens Kompendium der Wirtschaftstheorie und Wirtschaftspolitik, 1995, S. 301-369.
- [CBT 1993] Center für Biomasse-Technologie (Hrsg.): Holz als Energieträger. Arhus: Center für Biomasse-Technologie, 1993.
- [Dantzig et al. 1960] Dantzig, G. B.; Wolfe, P.: Decomposition Principle for Linear Programme. Operation Research, 48, 1960, S. 101-111.
- [Dany et al. 2000a] Dany, G.; Haubrich, H. J.: Anforderungen an die Kraftwerksreserve bei hoher Windenergieeinspeisung. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 50, 12, 2000, S. 890-894.
- [Dany et al. 2000b] Dany, G.; Haubrich, H. J.; Biermann, D.; Krabs, M.; Machate, R.-D.; Sierig, J.: Wert der Windenergieeinspeisung. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 2000, S. 48-52.
- [DEA 1996] Danish Energy Agency (Hrsg.): Biomass for Energy - Danish Solutions: Danish Energy Agency, 1996.
- [Deimling et al. 1999] Deimling, S.; Kaltschmitt, M.: Biogene Festbrennstoffe - besser als ihr Ruf! Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 49, 10, 1999, S. 686-691.
- [Dennerlein 1990] Dennerlein, R.: Energieverbrauch privater Haushalte. Augsburg, 1990.
- [Diekmann et al. 1995] Diekmann, J.; Horn, M.; Hrubesch, P.: Fossile Energieträger und erneuerbare Energiequellen. Jülich: Forschungszentrum Jülich, 1995.
- [Doll 1996] Doll, C.: Nutzung von Deponie- und Klärgas in einem Blockheizkraftwerk. Entsorgungspraxis, 10, 1996, S. 37-39.
- [Dorn 1996] Dorn, R.: Effizienz umweltpolitischer Instrumente zur Emissionsminderung: technische und ökonomische Kriterien. Berlin: Erich Schmidt-Verlag, 1996.
- [Dreher et al. 1999a] Dreher, M.; Hoffmann, T.; Wietschel, M.; Rentz, O.: Grüne Angebote in Deutschland im internationalen Vergleich. Zeitschrift für Energiewirtschaft, 3/99, 1999, S. 235-248.
- [Dreher et al. 1999b] Dreher, M.; Schöttle, H.; Fichtner, W.; Wietschel, M.; Rentz, O.: LCP/IRP

- Strategy Development Using an Optimising Energy-Emission Model. *International Journal of Environment and Pollution (IJEP)*, 12, 2/3, 1999, S. 251-263.
- [Dreher et al. 1999c] Dreher, M.; Wietschel, M.; Göbelt, M.; Rentz, O.: Energy price elasticities of energy-service demand for passenger traffic in the Federal Republic of Germany. *Energy*, 24, 1999, S. 133-140.
- [Dreher et al. 1999d] Dreher, M.; Wietschel, M.; Rentz, O.: Entwicklung und Anwendung eines Prognosemodells für Elektrizitätspotmärkte. in: VDI-Gesellschaft Energietechnik (Hrsg.): *Fortschrittliche Energiewandlung und -anwendung*. Düsseldorf: VDI-Verlag, 1999, S. 449-458.
- [Dreher et al. 2000a] Dreher, M.; Graehl, S.; Wietschel, M.; Rentz, O.: Entwicklungstendenzen bei Grünen Angeboten in Deutschland. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 4/00, 2000, S. 191-199.
- [Dreher et al. 2000b] Dreher, M.; Wietschel, M.; Rentz, O.: Evaluation of Effects of Environmental Policy Instruments on Energy Systems. in: Catania, P; Golchert, B.; Zhou, C. Q. (Hrsg.): *Energy 2000 - The Beginning of a New Millennium*. L' Aquila: Balaban International, 2000, S. 730-735.
- [Drillisch et al. 1997] Drillisch, J.; Riechmann, Ch.: Umweltpolitische Instrumente in einem liberalisierten Strommarkt - Das Beispiel von England und Wales. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 1997, S. 137-162.
- [Drillisch 1998] Drillisch, J.: Quotenregelung für erneuerbare Energien und Zertifikatehandel auf dem niederländischen Elektrizitätsmarkt. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 1998, S. 247-263.
- [Drillisch 1999a] Drillisch, J.: *Quotenregelung für regenerative Stromerzeugung*. München: Oldenbourg-Verlag, 1999.
- [Drillisch 1999b] Drillisch, J.: Quotenregelung als Instrument zur Förderung erneuerbarer Erzeugungstechnologien auf liberalisierten Strommärkten. *Internationalen Energiewirtschaftstagung (IEWT) der TU Wien*, 24.-26.02.1999, Wien, 1999.
- [Drillisch 1999c] Drillisch, J.: Quotenregelung für erneuerbare Stromerzeugung. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 4, 1999, S. 251-274.
- [Drillisch 2000] Drillisch, J.: Internationale Erfahrungen mit Quotenmodellen und ihre Übertragbarkeit auf die Bundesrepublik Deutschland. *Workshop "Erneuerbare Energien im liberalisierten Strommarkt"*, 21.09.00, ZEW, Mannheim, 2000, <http://bwplus.fzk.de/zew/index.html>.
- [DTI 1994] *New and renewable energy: future prospects in the UK*. London: Department of Trade and Industry, 1994.
- [Dudleston 2001] Dudleston, A.: *Public Attitudes towards Wind Farms in Scotland*. Edinburgh: Scottish Executive Central Research Unit, 2001.
- [EC 1997] European Commission (Hrsg.): *Energy for the Future: Renewable Sources of Energy - White paper for a Community Strategy and Action Plan*, 1997.
- [EC 1999] European Commission (Hrsg.): *Working Paper of the European Commission Electricity form Renewable Energy Sources and the Internal Electricity Market*. Brüssel: European Commission, 1999.
- [EC 2000] European Commission (Hrsg.): *Vorschlag für eine Richtlinie des europäischen Parlamentes und des Rates zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt*. Brüssel: European Commission, 2000.
- [EnBW 2000] *Energie Baden-Württemberg AG (Hrsg.): Geschäftsbericht, verschiedene Jahrgänge: Energie Baden-Württemberg AG*, 2000.
- [EnBW Kraft 2000] *EnBW Kraftwerke AG (Hrsg.): Geschäftsbericht, verschiedene Jahrgänge*, 2000.
- [Enquête-Kommission 1994] Enquête Kommission "Schutz des Menschen und der Umwelt" des Deutschen Bundestages (Hrsg.): *Die Industriegesellschaft gestalten*. Bonn: Economica-Verlag, 1994.
- [Erdmann 1999] Erdmann, G.: Wettbewerb als Chance für grünen Strom. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 6, 1999, S. 400-404.

- [EWE 1999] Environment Wacht: Western Europe 21: EWE, 1999.
- [FEW 1999a] Freiburger Elektrizitäts- und Wasserversorgungs AG (Hrsg.): Nachfrage nach FEW-Regiostrom bleibt hoch. 6.7.1999.
- [FEW 1999b] Freiburger Elektrizitäts- und Wasserversorgungs AG (Hrsg.): Neues Sonnenkraftwerk in Vauban geht ans FEW-Netz. 22.10.1999.
- [Fichtner 1999] Fichtner, W.: Strategische Optionen der Energieversorger zur CO₂-Minderung. Berlin: Erich Schmidt Verlag, 1999.
- [Fishbone et al. 1981] Fishbone, L. G.; Abilok, H.: Markal, A linear-programming Model for Energy System Analysis - Technical Description of the BNL Version. International Journal of Energy Research, 1981, S. 353-375.
- [FIZ 2000] Fachinformationszentrum Karlsruhe (Hrsg.): IKARUS-Datenbank Version 3.2. Karlsruhe: Fachinformationszentrum Karlsruhe, 2000.
- [Flaig et al. 1995] Flaig, H.; von Lünenburg, E.; Ortmaier, E.: Energiegewinnung aus Biomasse - agrarische, technische und wirtschaftliche Aspekte: Akademie für Technikfolgenabschätzung Baden-Württemberg, 1995.
- [Flicke et al. 1998] Flicke, H.-P.; Adams, J.: Der ideale Kraftwerkspark: Entwicklung eines Rechenmodells. VGB Kraftwerkstechnik, 98, 6, 1998, S. 27-33.
- [Forum 1999] Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland (Hrsg.): Energiemodelle zum Klimaschutz in Deutschland. Heidelberg: Physica-Verlag, 1999.
- [Forum 2000] Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland (Hrsg.): Kernenergieausstieg: Effekte und Wirkungen eines sofortigen oder schrittweisen auf Strom aus Kernkraftwerken in der Bundesrepublik Deutschland - Executive Summary. Stuttgart, 2000.
- [Forum für Zukunftsenergien 1995] Forum für Zukunftsenergien (Hrsg.): Der Energie-Berater: Deutscher Wirtschaftsdienst, 1995.
- [Föhringen et al. 2000] Föhringen, F.; Kirchwitz, K. D.; Najmann, A.: Deponiegasfassung und Gasnutzung auf der Deponie "Kochstedter Kreisstraße", Dessau. Müll und Abfall, 5, 2000, S. 297-300.
- [Frank et al. 2000] Frank, M.; Fichtner, W.; Wietschel, M.; Rentz, O.: Ein modellgestütztes Instrumentarium zur Analyse und Bewertung von betriebsübergreifenden strategischen Energiemanagementkonzepten. in: Hilty, L. M.; Schulthess, D.; Ruddy, T. F. (Hrsg.): Strategische und betriebsübergreifende Anwendungen betrieblicher Umweltinformationssysteme. Marburg: Metropolis Verlag, 2000, S. 171-182.
- [Friedrich et al. 1997] Umwelt- und Gesundheitsschäden durch die Stromerzeugung. Berlin et al., 1997.
- [Fritsche et al. 1993] Fritsche, U. (Hrsg.): Least-Cost Planning Fallstudie Hannover. Freiburg/Darmstadt/Wuppertal: Öko-Institut, 1993.
- [Fritsche et al. 1999a] Fritsche, U.; Rausch, L.: Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS 3.1). Darmstadt: Öko-Institut, 1999.
- [Fritsche et al. 1999b] Fritsche, U. R.; Timpe, C.; Matthes, F. C.; Roos, W.; Seifried, D.: Entwicklung eines Zertifizierungsverfahrens für "Grünen Strom". Bremen: Bremer-Energie-Konsens, 1999.
- [Gailfuß 1998] Gailfuß, M.: CO₂-Minderungspotentiale durch Ausbau der Blockheizkraftwerke in Deutschland. Frankfurt/Main: Peter Lang Verlag, 1998.
- [Geiger et al. 1995] Geiger, B.; Kleeberger, H.: Analyse, Synthese und Entwicklung des Stromverbrauchs und Leistungsbedarfs im Sektor Haushalte der BRD. in: Verein Deutscher Ingenieure (VDI) (Hrsg.): VDI Berichte Band 1190. Düsseldorf: VDI-Verlag, 1995, S. 59-76.
- [Gellings 1992] Gellings, C. W.: Load Shape Forecasting. in: Gellings, C. W.; Barron, W. L.; Wallace, L. (Hrsg.): Demand Forecasting for Electric Utilities. Indian Trail: Prentice-Hall, 1992, S. 367-420.
- [GFA 2000] Großkraftwerk Franken AG (Hrsg.): Geschäftsbericht, verschiedene Jahrgänge, 2000.
- [GfK 2000] GfK Marktforschung GmbH (Hrsg.): Dem Wechsler auf der Spur. 7.8.2000.

- [Giesecke et al. 1994] Giesecke, J.; Förster, G.: Ausbau der Wasserkraft: Akademie für Technikfolgenabschätzung Baden-Württemberg, 1994.
- [Giesecke et al. 1998] Giesecke, J.; Mosonyi, E.: Wasserkraftanlagen. Berlin/Heidelberg: Springer-Verlag, 1998.
- [GKM 2000] Großkraftwerk Mannheim AG (Hrsg.): Geschäftsbericht, verschiedene Jahrgänge, 2000.
- [Goudarzi et al. 1997] Goudarzi, L.; Roberts, B. F.: Electric Generating Plant Operating Efficiency and Mitigation of Stranded Investment Costs: OnLocation Inc., 1997, <http://www.econsci.com/euar9703.html>.
- [Göbelt et al. 2000] Göbelt, M.; Fichtner, W.; Dreher, M.; Wietschel, M.; Rentz, O.: A decision support tool for electric utility planning in liberalised energy markets under environmental constraints. in: Khosrowpour, M. (Hrsg.): Challenges of Information Technology Management in the 21st Century, Proceedings of the IRMA 2000 Conference. Hershey: Idea Group Publishing, 2000, S. 674-675.
- [Grawe et al. 1995] Grawe, J.; Wagner, E.: Nutzung erneuerbarer Energien durch die Elektrizitätswirtschaft, Stand 1994. Elektrizitätswirtschaft, 94, 1995, S. 1600-1616.
- [Greenpeace 2000] Greenpeace e.V. (Hrsg.): Zukunft Windkraft: Die Energie aus dem Meer. Hamburg: Greenpeace e.V., 2000.
- [Groscurth 1999] Groscurth, H. M.: Vorschlag zur Ausgestaltung eines Quotenmodells für den Einsatz erneuerbarer Energiequellen in der Stromerzeugung. Unveröffentlichtes Diskussionspapier. Hamburg, 1999.
- [Grosskettler 1991] Grossekkettler, H.: Zur theoretischen Integration der Finanz- und Wettbewerbspolitik in die Konzeption des ökonomischen Liberalismus. in: Boetcher, E. (Hrsg.): Jahrbuch für Neue Politische Ökonomie. Tübingen, 1991, S. 103-144.
- [Gruß 2000] Gruß, H.: Entwicklung von Angebot und Nachfrage auf dem Steinkohlenweltmarkt (1999). Zeitschrift für Energiewirtschaft, 24, 1, 2000, S. 1-39.
- [Grüne 2000] Bundestagsfraktion Bündnis 90/Die Grünen (Hrsg.): Solardächer-Programm startet durch. Berlin, 2000.
- [Hahn 1999] Hahn, B.: Zuverlässigkeit und Betriebskosten von Windenergieanlagen. in: Bundesverband Windenergie e.V. (Hrsg.): Windenergie 1999. Osnabrück: BWE, 1999, S. 114-116.
- [Haimes 1982] Haimes, Y. Y. (Hrsg.): Large Scale Systems. Amsterdam: North-Holland, 1982.
- [Hartmann et al. 1997] Hartmann, H.; Madeker, U.: Der Handel mit biogenen Festbrennstoffen. Freising: Landtechnik Weihenstephan, 1997.
- [Hensing et al. 1998] Hensing, I.; Pfaffenberger, W.; Ströbele, W.: Energiewirtschaft. München, Wien: Oldenbourg, 1998.
- [Ho et al. 1979] Ho, J.; Loute, H.; Smeers, Y.; van der Voort, E.: The Use of Decomposition Techniques for Large-Scale Linear Programming Energy Models. in: Strub, A. (Hrsg.): Energy Models for the European Community. Guildford, 1979, S. 94-101.
- [Holt 1998] Holt, E.: Green Price Resource Guide. Washington: U.S. Department of Energy, 1998, www.eren.doe.gov/greenpower/gp_guide.
- [Hoster 1996] Hoster, F.: Auswirkungen des europäischen Binnenmarktes für Energie auf die deutsche Elektrizitätswirtschaft. München: Oldenbourg, 1996.
- [Hourcade et al. 1996] Hourcade, J. C.; Robinson, J.: Mitigating Factors - Assessing the Costs of Reducing GHG Emissions. Energy Policy, 1996, S. 863-873.
- [Höpner 1999] Höpner, F.: Der Handelsplatz für regenerativen Strom. Soviel Markt wie möglich - so wenig Staat wie nötig. Elektrizitätswirtschaft, 1999, S. 54-58.
- [Huwer 1998] Huwer, R.: Wieviel Ökolabels braucht der Strommarkt? - Nationale und internationale Zertifizierungsverfahren für Ökostrom im Überblick. Elektrizitätswirtschaft, 98, 24, 1998, S. 30-35.
- [IEA 1999] International Energy Agency (Hrsg.): World Energy Outlook 1999 Insights. Paris: International Energy Agency, 1999.

- [IPCC 1996] Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) (Hrsg.): Economic and Social Dimensions of Climate Change. Cambridge: University Press, 1996.
- [Jäckel 1997] Jäckel, K.: Biogaserzeugung und Verwertung auf einer Milchviehanlage. 1. Biogas-Tagung Sachsen, 3.-4.6.97, Sächsische Akademie für Natur und Umwelt, 1997.
- [Jochem 1987] Jochem, E.: Der Einfluss energiepolitischer Maßnahmen und Tarifveränderungen auf den zukünftigen Stromverbrauch der einzelnen Sektoren und die stromwirtschaftliche Zusammenarbeit. Karlsruhe: Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung, 1987.
- [Jochem 1997] Jochem, E.: Some Critical Remarks on Today's Bottom-up Energy Models. in: Hake, J. Fr.; Markewitz, P. (Hrsg.): Modellinstrumente für CO₂-Minderungsstrategien. Jülich: Forschungszentrum Zentralbibliothek, 1997, S. 271-284.
- [Jopp 2000] Jopp, K.: Die Last mit dem Wind. Stromthemen, 10, 2000, S. 7.
- [Jusko et al. 1987] Jusko, M.; Cirillo, R.; Macal, C.: Energy and Power Evaluation Program (ENPEP), Documentation and Users Manual. Argonne: Argonne National Laboratory, 1987.
- [Kaltschmitt et al. 1992] Kaltschmitt, M.; Wiese, A.: Potentiale und Kosten regenerativer Energieträger in Baden-Württemberg. Zeitschrift für Energiewirtschaft, 1992, S. 263-281.
- [Kaltschmitt et al. 1993] Kaltschmitt, M.; Wiese, A.: Erneuerbare Energieträger in Deutschland Potentiale und Kosten: Springer, 1993.
- [Karl et al. 1988] Karl, H.-D.; Rammer, P.; Wiesner, G.: Der Einfluss der Tarifgestaltung und der Höhe der Strompreise auf die Stromnachfrage privater Haushalte. München: Ifo-Institut für Wirtschaftsforschung, 1988.
- [Kayser 1999] Kayser, M.: Energetische Nutzung hydrothormaler Erdwärmevorkommen in Deutschland - Eine energiewirtschaftliche Analyse. Stuttgart: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung Universität Stuttgart, 1999.
- [Kehlhofer et al. 1984] Kehlhofer, R.; Kunze, N.; Lehmann, J.; Schüller, K.-H.: Gasturbinenkraftwerke, Kombikraftwerke, Heizkraftwerke und Industriekraftwerke. München: Technischer Verlag Resch, 1984.
- [Kesselmann et al. 1996] Kesselmann, G.; Roth, H.: Steigerung des Wirkungsgrades bei der Deponiegasverstromung durch ORC-Anlagen. Müll und Abfall, 11, 1996, S. 739-742.
- [Koopmans 1951] Koopmans, T. C.: Activity Analysis of Production and Allocation. New York: John Wiley & Sons, 1951.
- [Köpke 2000] Köpke, R.: Hauptbremser Nr. 1. Neue Energie, 9, 2000, S. 8-11.
- [Krause 1999] Krause, L.: TA Siedlungsabfall. Berlin: VWF Verlag, 1999.
- [Kühn 1998] Kühn, I.: The Potential Role of External Costs in Liberalised Energy Markets. Energy Markets: What's New? Proceedings of the 4. European IAEE/GEE Conference. Berlin, 1998, S. 165-176.
- [Kühn et al. 1999] Kühn, I.; Schaeffer, J. G.; Voogt, M.; Crookall-Fallon, C.: Evaluation of Incentive Schemes for Renewable Sources of Energy in the Electricity Sector. Mannheim Petten Bath, 1999, <ftp://ftp.zew.de/pub/zew-docs/umwelt/WG3final1.pdf>.
- [LTI 1998] LTI Research Group (Hrsg.): Long-Term Integration of Renewable Energy Sources into the European Energy System. Heidelberg: Physica-Verlag, 1998.
- [Lüth 1997] Lüth, O.: Strategien zur Energieversorgung unter Berücksichtigung von Emissionsrestriktionen. Düsseldorf: VDI-Verlag, 1997.
- [Maier 1980] Maier, W.: Nutzung industrieller Abwärme durch den ORC-Prozeß. in: Verein Deutscher Ingenieure (VDI) (Hrsg.): Antriebsenergie aus Abwärme. Düsseldorf: VDI-Verlag, 1980, S. 13-18.
- [Markard 1998] Markard, J.: Green Pricing: Welchen Beitrag können freiwillige Zahlungen von Stromkunden zur Förderung regenerativer Energien leisten? Freiburg: Öko-Institut, 1998.
- [Markard et al. 2000] Markard, J.; Timpe, Ch.: Ist Ökostrom ein Auslaufmodell? Zeitschrift für Energiewirtschaft, 4/00, 2000, S. 201-212.

- [Marutzky 2000] Marutzky, R.: Potentiale an Holzbrennstoffen aus dem forstlichen Bereich, der Sägeindustrie und Gebrauchtholz. VDI-Seminar "Strom und Wärme aus Biomasse - Biogas", 9./10.11.2000, Freiberg, 2000.
- [Matthies et al. 1995] Matthies, H. G.; Nath, C.; Schellin, T. E.; Garrad, A. D.; Wastling, M. A.; Quarton, D. C.; Wei, J.; Scherweit, M.; Siebers, T.: Study of Offshore Wind Energy in the EC. Brekendorf: Verlag Natürliche Energie, 1995.
- [Menges et al. 1999] Menges, R.; Möhring-Hüser, W.: Das Stromeinspeisungsgesetz braucht mehr als eine Umlagefinanzierung. Es braucht einen Vermarktungsmechanismus. Elektrizitätswirtschaft, 21, 1999, S. 8-11.
- [MHKW 1999] Energierreferat Stadt Frankfurt (Hrsg.): Richtpreisübersicht MHKW-Anlagen 1999. Frankfurt: Energierreferat Stadt Frankfurt, 1999.
- [Molly 1990] Molly, J.-P.: Windenergie. Karlsruhe: Verlag C.F. Müller, 1990.
- [Morgenstern 1991] Morgenstern, T.: Dekomposition eines linearen Energieflussmodells. Idstein: Schulz-Kirchner Verlag, 1991.
- [Mueller 1989] Mueller, D. C.: Public Choice II. Cambridge, 1989.
- [Müller 1996] Müller, H. C.: Zur Ausdehnung von Verbundnetzen. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 46, 8, 1996, S. 510-515.
- [Neumann et al. 1993] Neumann, K.; Morlock, M.: Operations Research. München, Wien: Hanser-Verlag, 1993.
- [Nitsch 1999] Nitsch, J.: Regenerative Energien in Baden-Württemberg. Stuttgart: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, 1999.
- [Nurminski 1982] Nurminski, E.: Convergence and Numerical Experiments with a Decomposition Algorithm. Laxenburg: International Institute for Applied System Analysis, 1982.
- [Nurminski et al. 1983] Nurminski, E.; Balabanov, T.: Decomposition of a Large-Scale Energy Model. Large Scale Systems, 4, 1983, S. 295-308.
- [Oder 1994] Oder, C.: Entwicklung und Anwendung eines auf der Theorie der unscharfen Mengen basierenden Energie-Emissions-Modells, 1994.
- [Ohse 1971] Ohse, D.: Ein dualer Dekompositions-Algorithmus zur Lösung blockangularer Probleme der linearen Planungsrechnung. Darmstadt, 1971.
- [Ott 1997] Ott, M.: Biomasse mitverbrennung in Heizkraftwerken - eine Möglichkeit zur effizienten CO₂-Minderung. Elektrizitätswirtschaft, 24, 1997, S. 1455-1460.
- [Pfaffenberger 1993] Pfaffenberger, W.: Elektrizitätswirtschaft. München: Oldenbourg Verlag, 1993.
- [Pfitzner 1990] Pfitzner, G.: Emissionsminderung durch rationelle Energienutzung in der Industrie. in: Enquête-Kommission "Vorsorge und Schutz der Erdatmosphäre" des 11. Deutschen Bundestages (Hrsg.): Energie und Klima. Bonn, 1990, S. 714-768.
- [Photon 2000] Photon (Hrsg.): Marktbersicht Solarmodule 2000. Photon, 2000, S. 58-63.
- [Prognos 2000] Prognos AG (Hrsg.): Energierreport III. Stuttgart: Schäffer-Poeschel, 2000.
- [Rader et al. 1996] Rader, N. A.; Noorgard, R. B.: Efficiency and sustainability in restructured electricity markets: the renewable portfolio standard. The Electricity Journal, 1996, S. 37-49.
- [Rennings et al. 1999] Rennings, K.; Koschel, H.; Brockmann, K. L.; Kühn, I.: A Regulatory Framework for a Policy of Sustainability: Lessons from the Neo-Liberal School. Ecological Economics, 28, 1999, S. 197-212.
- [Rennings et al. 1996] Rennings, K.; Brockmann, K. L.; Koschel, H.; Bergmann, H.; Kühn, I.: Nachhaltigkeit, Ordnungspolitik und freiwillige Selbstverpflichtungen. Heidelberg: Physica-Verlag, 1996.
- [Rentz et al. 1990] Rentz, O.; Haasis, H. D.; Morgenstern, T.: Optimal Strategies for Reducing Emissions from Energy Conversion and Energy Use in all Countries of the European Community. Karlsruhe: Forschungszentrum Karlsruhe, 1990.
- [Rentz et al. 1997] Rentz, O.; Wietschel, M.; Ardone, A.; Fichtner, W.; Lüth, O.: Perseus: Modellentwicklungsstand, Anwendungsfälle und Perspektiven. in: Hake, S. F.; Markewitz, P. (Hrsg.): Modellinstrumente für CO₂-Minderungsstrategien. Jülich: Forschungszentrum Jülich Zentralbibliothek, 1997, S. 223-240.
- [Rentz et al. 1998] Rentz, O.; Wietschel, M.; Schöttle, H.; Fichtner, W.: Ökonomische Bewertung

- von Technologien und Strategien zur Minderung von CO₂-Emissionen - durchgeführt für ausgewählte norddeutsche Versorgungsgebiete. Frankfurt/Main: Peter Lang Verlag, 1998.
- [Rentz et al. 1999a] Rentz, O.; Wietschel, M.; Dreher, M.: Einsatz neuronaler Netze zur Bestimmung preisabhängiger Nutzenergienachfrageprojektionen für Energie-Emissions-Modelle. Karlsruhe: Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion Universität Karlsruhe, 1999.
- [Rentz et al. 1999b] Rentz, O.; Wietschel, M.; Enzensberger, N.; Dreher, M.: Instrumente zur Förderung regenerativer Energieträger im liberalisierten Strommarkt. Karlsruhe: Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion Universität Karlsruhe, 1999.
- [Rentz et al. 2000] Rentz, O.; Karl, U.; Wolff, F.; Dreher, M.; Wietschel, M.: Energetische Nutzung von Alt- und Restholz in Baden-Württemberg. Karlsruhe: Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion Universität Karlsruhe, 2000.
- [Rheinbraun 2000] Rheinbraun AG (Hrsg.): Welthandel mit Steinkohle. Köln: Rheinbraun AG, 2000.
- [Schöttle 1998] Schöttle, H.: Analyse des Least-Cost Planning Ansatzes zur rationellen Nutzung elektrischer Energie. Münster: LIT-Verlag, 1998.
- [Schulz 1997] Schulz, H.: Entwicklungsstand und Einsatz von Kofermentationsanlagen. 1. Biogas-Tagung Sachsen, 3.-4.6.97, Sächsische Akademie für Natur und Umwelt, 1997.
- [Seyfried 2000] Seyfried, K. H.: Fragwürdige Geschenke. Capital, 2000, 18, 2000, S. 112-116.
- [Siljak 1983] Siljak, D. D.: Complex Dynamic Systems: Dimensionality, Structure and Uncertainty. Large Scale Systems, 4, 1983, S. 279-294.
- [Silver et al. 1996] Silver, S.; Bragman, M. J.; Tonko, P. D.: Competition Plus - A Plan to reduce Electricity Costs in New York. New York, 1996, <http://assembly.state.ny.us/Reports/Energy/199603/>.
- [Spierer 2000] Spierer, C.: Modelisation Economique et Perspectives a Long Terme de la Demande d'nergie en Suisse. Genf/Bern: EGES-Publikation, 2000.
- [StaBuA 1999] Statistisches Bundesamt (Hrsg): Vergütungen nach dem Stromeinspeisungsgesetz für das Jahr 2000. 17.12.1999.
- [Staiß 2000] Staiß, F. (Hrsg.): Jahrbuch erneuerbare Energien 2000. Radebeul: Bieberstein-Verlag, 2000.
- [Staiß et al. 1994] Staiß, F.; Böhnisch, H.; Pfisterer, F.: Photovoltaische Stromerzeugung - Import solarer Elektrizität - Wasserstoff: Akademie für Technikfolgenabschätzung Baden-Württemberg, 1994.
- [Strom 2000a] Strom Magazin (Hrsg): EEX startet Stromindizes. 27.11.2000.
- [Strom 2000b] Strom Magazin (Hrsg): Umweltminister Trittin zur Vorstellung des Buches "Nach dem Ausstieg": Ausbau erneuerbarer Energien kontinuierlich vorantreiben.
- [Strom 2001] Strom Magazin (Hrsg): Kalifornien: Stromkrise spitzt sich zu / Politik wenig hilfreich. 8.1.1 A.D.
- [Tewes 1992] Tewes, B.: EFOM als Optimierungsmodell für die Energieangebotsseite auf volkswirtschaftlicher Ebene : zur Berücksichtigung externer Kosten. Hagen: Fernuniversität Hagen, 1992.
- [UN 1997] United Nations (Hrsg.): Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change. Genf: United Nations, 1997.
- [UNEP 1992] United Nations Environment Program (UNEP) (Hrsg.): UNEP Greenhouse Gas Abatement Costing Studies. Roskilde: Riso National Laboratory, 1992.
- [UVM 2000] Ministerium für Umwelt und Verkehr Baden-Württemberg (Hrsg.): Abfallbilanz 1999. Stuttgart: Ministerium für Umwelt und Verkehr Baden-Württemberg, 2000.
- [van der Voort et al. 1984] van der Voort, E.; Donni, E. T. C.; Bois D'Enghien, E.; Dechamps, C.; Guilmot, J. F.: Energy Supply Modelling Package, Efom-12C Mark I, Mathematical Description. Louvain-La-Neuve, 1984.
- [VDEW 1985] Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW e.V.) (Hrsg.): Ermittlung der Lastganglinien bei der Benutzung elektrischer Energie durch die bundesdeutschen Haushalte während eines Jahres . Frankfurt/Main: VDEW, 1985.

- [VDEW 1992] Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW e.V.) (Hrsg.): Analyse und Prognose des Stromverbrauchs der privaten Haushalte 1970 - 1990 - 2010, Auswertungsbericht alte Bundesländer. Frankfurt/Main: VDEW, 1992.
- [VDEW 1994] Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW e.V.) (Hrsg.): Analyse und Prognose des Stromverbrauchs der privaten Haushalte 1990 - 2010, Auswertungsbericht neue Bundesländer. Frankfurt/Main: VDEW, 1994.
- [VDEW 1996] Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW e.V.) (Hrsg.): HAMOD Modell. Frankfurt/Main: VDEW, 1996.
- [VdEW 1997a] Verband der Elektrizitätswerke Baden-Württemberg e.V. (Hrsg.): Statistik der öffentlichen Elektrizitätsversorgung in Baden-Württemberg für das Jahr 1996: Verband der Elektrizitätswerke Baden-Württemberg e.V., 1997.
- [VDEW 1997b] Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW e.V.) (Hrsg.): VDEW Jahresstatistik Teil II: Betriebsmittel 1996. Frankfurt/Main: VDEW-Verlag, 1997.
- [VdEW 1998] Verband der Elektrizitätswerke Baden-Württemberg e.V. (Hrsg.): Statistik der öffentlichen Elektrizitätsversorgung in Baden-Württemberg für das Jahr 1997: Verband der Elektrizitätswerke Baden-Württemberg e. V., 1998.
- [VDEW et al. 1999] Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW e.V.); Verband der Industriellen Kraftwirtschaft (VIK); Bund Deutscher Industrie (BDI) (Hrsg.): Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie, 1999.
- [VDEW 1999a] Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW e.V.) (Hrsg.): Auswertung der Green Pricing-Umfrage 1999. Frankfurt/Main: Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW e.V.), 1999.
- [VDEW 1999b] Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW e.V.) (Hrsg.): Wechselbereitschaft der Haushalte gering (Meldung 10/99), www.strom.de.
- [VDEW 2000] Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW e.V.) (Hrsg.): Leistung und Arbeit 1998. Frankfurt/Main: VDEW-Verlag, 2000.
- [VDI 1994] Verein Deutscher Ingenieure (VDI) (Hrsg.): Instrumente zur Minderung energiebedingter Klimaemissionen - IKARUS. Stuttgart: VDI-Verlag, 1994.
- [VIK 2000] Verband der Industriellen Kraftwirtschaft (VIK) (Hrsg.): VIK Tätigkeitsbericht 1999/2000. Essen: Verband der Industriellen Kraftwirtschaft, 2000.
- [Voss et al. 2000] Voss, A.; Dicke, N.: Liberalisierter Strommarkt - Effiziente Förderung erneuerbarer Energien. in: Ministerium für Umwelt und Verkehr Baden-Württemberg; Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg; DLR (Hrsg.): Workshop "Instrumente zur Förderung erneuerbarer Energien in Strombereich". Stuttgart, 2000, S. 51-63.
- [Wagner 1998] Wagner, E.: Nutzung erneuerbarer Energien durch die Elektrizitätswirtschaft, Stand 1997. Elektrizitätswirtschaft, 97, 1998, S. 13-26.
- [Wagner 1999] Wagner, E.: Nutzung erneuerbarer Energien durch die Elektrizitätswirtschaft, Stand 1998. Elektrizitätswirtschaft, Heft 24, 1999, S. 12-22.
- [Warentest 2000] Stiftung Warentest (Hrsg.): Ärger beim Anbieterwechsel schreckt ab, www.warentest.de.
- [Weller 1998] Weller, T.: Green Pricing: Kundenorientierte Angebote der Elektrizitätswirtschaft. Zeitschrift für Energiewirtschaft, 1/98, 1998, S. 58-70.
- [Welsch 1996] Welsch, H.: Klimaschutz, Energiepolitik und Gesamtwirtschaft: Eine allgemeine Gleichgewichtsanalyse für die Europäische Union. München: Oldenbourg-Verlag, 1996.
- [Welter 2000] Welter, P.: Allen Solarstrom ins Netz. Photon, 2, 2000, S. 26-27.
- [Wiese et al. 1994] Wiese, A.; Albiger, J.; Kaltschmitt, M.: Windenergie-Nutzung: Akademie für Technikfolgenabschätzung Baden-Württemberg, 1994.
- [Wietschel 1995] Wietschel, M.: Die Wirtschaftlichkeit klimaverträglicher Energieversorgung. Berlin: Erich Schmidt Verlag, 1995.
- [Wietschel 2000] Wietschel, M.: Produktion und Energie. Frankfurt/Main: Peter Lang Verlag, 2000.
- [Wietschel et al. 1997] Wietschel, M.; Ardone, A.; Mollenkopf, C.; Rentz, O.: Konzeption und Anwendung eines Stoffflußmodells zur Entwicklung ökonomisch effizienter

- Minderungsstrategien für Ozon-Vorläufersubstanzen. Gefahrstoffe - Reinhaltung der Luft, 57, 1997, S. 373-378.
- [Wietschel et al. 1999] Wietschel, M.; Balduf, J.; Schöttle, H.; Rentz, O.: Least-Cost Planning und Contracting im liberalisierten Markt: Chancen und Risiken. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 49, 5, 1999, S. 318-323.
- [Wirl 1989] Wirl, F.: Irreversible technische Verbesserungen als Erklärung für die Asymmetrie des Energiebedarfs. Zeitschrift für Energiewirtschaft, 1989, 4, 1989, S. 303-306.
- [Wiser 1999] Wiser, R.: Memo on State Portfolio Standards. Berkeley: LBNL, 1999, <http://eetd.lbl.gov/EA/EMP/emppubs.html>.
- [WMBW 2000] Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg (Hrsg): Preistabelle - Strompreisvergleich.