

**Zweitbeste (Second-best) Instrumente der deutschen Politik  
zur Reduktion von CO<sub>2</sub>  
Förderung von Energieeffizienz und erneuerbaren Energien**

Von der Fakultät Wirtschafts- und Sozialwissenschaften der Universität Stuttgart  
zur Erlangung der Würde eines Doktors der  
Wirtschafts- und Sozialwissenschaften (Dr. rer. pol.) genehmigte Abhandlung

Vorgelegt von

Diplom Volkswirt Norbert H. Azuma-Dicke

aus Kiel

Hauptberichter:

Prof. Dr. Siegfried F. Franke

Mitberichter:

Prof. Dr.-Ing. Alfred Voß

Prof. Dr. Helge Majer

Tag der mündlichen Prüfung:

19.01.2005

Institut für Volkswirtschaftslehre und Recht der Universität Stuttgart



Für meinen Vater



# Gliederung

<i>Abbildungsverzeichnis</i>	<i>V</i>
<i>Tabellenverzeichnis</i>	<i>VII</i>
<i>Abkürzungsverzeichnis</i>	<i>IX</i>
<i>Mathematische Formelzeichen</i>	<i>XI</i>
<i>Abstract</i>	<i>XIII</i>
<i>Zusammenfassung</i>	<i>XVII</i>
<i>Einleitung</i>	<i>1</i>
<b>1 Problemstellung: Vernachlässigung von Umweltkosten im Energiesystem</b>	<b>1</b>
<b>2 Ziel und Gang der Untersuchung</b>	<b>2</b>
<i>Teil I Ziele und Instrumente der internationalen und nationalen Klimapolitik</i>	<i>5</i>
<b>1 Klimaänderungen und Treibhausgase – Problem und Problemlösungen</b>	<b>5</b>
1.1 Treibhauseffekt	5
1.2 Ursachen	6
1.3 Lösungskonzepte	8
<b>2 Definierte Ziele der Klimapolitik</b>	<b>9</b>
2.1 Ziele der Vereinbarungen der Vereinten Nationen	9
2.2 Ziele der Europäischen Union	12
2.3 Ziele der Bundesrepublik Deutschland	13
<b>3 Theoretische Grundlagen der klimapolitischen Instrumentenwahl</b>	<b>15</b>
3.1 Vorbemerkung	15
3.2 Das Kriterium der kostenminimierenden Allokation der Reduktionsziele	17
3.3 First-best und Second-best Steuerungsinstrumente	19
3.3.1 Allokative Wirkungen	19
3.3.1.1 Zertifikate	19
3.3.1.2 Steuer und Subvention	21
3.3.1.3 Regulierung	23
3.3.2 Dynamische Wirkungen	24
3.3.3 Weltmarkteffekte	26
3.3.4 Anpassungskosten und Verteilungswirkungen	26
3.3.5 Grenzen der Instrumente	28
3.3.5.1 Änderungen externer Bedingungen	28
3.3.5.2 Unvollkommenheiten der Politik in der repräsentativen Demokratie	29
3.3.5.3 Sonstiges	30
3.4 Zwischenbewertung	32

<b>4</b>	<b>International und national definierte Instrumente der Klimapolitik</b>	<b>33</b>
4.1	Instrumente entsprechend der Klimakonvention der Vereinten Nationen	33
4.2	Instrumente in der Europäischen Union	36
4.3	Instrumente in der Bundesrepublik Deutschland	39
4.4	Instrumentenwahl aus Sicht der Wirtschaftswissenschaft	45
4.5	Zur Akzeptanz der Instrumente in der Politik	47
<b>Teil II Förderung von erneuerbaren Energien und Energieeffizienz in Deutschland</b>		<b>51</b>
<b>5</b>	<b>Förderung von Produktion und Verbrauch erneuerbarer Energien</b>	<b>51</b>
5.1	Vorbemerkung	51
5.2	Förderprogramme und Akteure	53
5.2.1	Förderprogramme der Gebietskörperschaften	53
5.2.1.1	Bund	54
5.2.1.2	Länder und Kommunen	57
5.2.1.3	Fiskalische Kosten der Förderprogramme	57
5.2.2	Initiativen der Energieversorgungsunternehmen	59
5.3	Preisstützung im Rahmen von Mindestpreisvergütungen (StrEG und EEG)	59
5.4	Kosten der Emissionsvermeidung durch das EEG	64
5.4.1	Vorgehensweise	64
5.4.2	Produktionseffekte	64
5.4.3	Vermeidungseffekte	69
5.4.4	Bewertung der Emissionsvermeidung	72
5.4.4.1	Komparativ-statische Bewertung	73
5.4.4.2	Dynamische Bewertung	78
5.4.5	Grenzkosten der Emissionsvermeidung durch das EEG	85
5.5	Senkung der Vermeidungskosten durch Änderung der Instrumente	88
5.5.1	Optionen für eine Änderungen des Instrumentariums	88
5.5.1.1	Mengenregulierungen	89
5.5.1.2	Ordnungspolitische Instrumente	90
5.5.1.3	Informationsmaßnahmen	91
5.5.2	Wirkungen einer Mengensteuerung	92
5.5.2.1	Quoten- und Quotenhandelsmodelle	92
5.5.2.1.1	Quotenhandelsmodell	93
5.5.2.1.2	Bewertung von Quoten- und Quotenhandelsmodellen	95
5.5.2.2	Ausschreibungsmodelle	104
5.5.2.2.1	Ausgestaltung: Beispiele aus England und Wales	105
5.5.2.2.2	Bewertung von Ausschreibungsmodellen	107
5.5.2.3	Die Höhe von Transaktionskosten als Kriterium	108
5.6	Fazit	110

<b>6</b>	<b>Förderung von Energieeffizienz in Gebäuden</b>	<b>111</b>
6.1	Vorbemerkung	111
6.2	Maßnahmen zur Förderung der Energieeffizienz im Überblick	111
6.2.1	Finanzielle Anreize	112
6.2.2	Ordnungsrecht	114
6.2.2.1	Von der Wärmeschutzverordnung zur Energieeinsparverordnung	114
6.2.2.2	Grenzwerte für den Energieverbrauch in Gebäuden	115
6.3	Methodisches Konzept für die Messung der Effekte der EnEV	116
6.3.1	Gebäudeeigenschaften und Energieeffizienz	116
6.3.2	Technisches Gebäudemodell	116
6.3.3	Verwendete Datengrundlage	119
6.3.4	Individuelles Optimierungskalkül in Abwesenheit staatlicher Eingriffe	123
6.3.5	Individuelles Nutzenkalkül bei Anwesenheit staatlicher Eingriffe	133
6.4	Ergebnisse der Messung der Effekte der EnEV	135
6.4.1	Substitutionseffekt	135
6.4.2	Kosteneffekt	137
6.4.3	Vermeidungskosten	138
6.4.4	Bewertung der EnEV	139
6.5	Optionen für eine Erhöhung der Emissionsvermeidung in Gebäuden	141
6.5.1	Verschärfung der Standards der EnEV	141
6.5.1.1	Einfluß der Gebäudegeometrie	142
6.5.1.2	Einfluß des Energieträgers	145
6.5.2	Höchstwerte für CO <sub>2</sub> -Emissionen	153
6.5.3	Einführung einer Emissionssteuer	157
6.5.4	Bewertung der Handlungsoptionen	161
6.6	Fazit	163
<b>7</b>	<b>Zur relativen Effizienz der Programme zur Förderung erneuerbarer Energien und zur Energieeinsparung im Gebäudebestand</b>	<b>165</b>
7.1	Vermeidungskosten internationaler Instrumente	167
7.1.1	Internationaler Zertifikatshandel	167
7.1.1.1	EU-Zertifikatshandel	167
7.1.1.2	Kyoto-Zertifikatshandel	170
7.1.2	Vermeidungskosten aus CDM und JI	172
7.2	Fazit	174
	<b><i>Schlußbetrachtung: Zusammenfassung und Ausblick</i></b>	<b>177</b>
	<b><i>Literaturverzeichnis</i></b>	<b>179</b>
	<b><i>Anhang</i></b>	<b>201</b>
	Abbildungen	201
	Tabellen	201

Anhang A: Projektion des Preises für konventionell erzeugten Strom	203
Anhang B: Prüfkriterien für die Bewertung von Förderprogrammen	207



## Abbildungsverzeichnis

Abbildung I-1: Optimum der Vermeidung von Treibhausgasen .....	15
Abbildung I-2: Kostenminimale Allokation der angestrebten Emissionsreduktion .....	18
Abbildung I-3: Kosteneffiziente Allokation einer Zertifikatslösung .....	20
Abbildung I-4: Allokationseffekt einer Steuerlösung .....	22
Abbildung I-5: Kostenminimierender Technischer Fortschritt.....	25
Abbildung II-1: Fördervolumina Januar 1999 bis Oktober 2003 nach Bundesländern .....	55
Abbildung II-2: Kostenentwicklung von Windkraftanlagen in Deutschland.....	69
Abbildung II-3: Schematische Darstellung der Strompreisentwicklung seit 1997 .....	80
Abbildung II-4: Projektion der Einspeisung von Strom aus regenerativen Energien .....	82
Abbildung II-5: Vergütung von Strom aus erneuerbaren Energien nach EEG von 2000 bis 2003 .....	83
Abbildung II-6: Preis- und Kostenstruktur im Elektrizitätsmarkt bei einer Quotenregelung ..	99
Abbildung II-7: Stromgestehungskosten von Windkraftanlagen.....	100
Abbildung II-8: Kostenkurven erneuerbarer Energieerzeugung in Deutschland.....	101
Abbildung II-9: Verwendungszwecke im KfW-Programm zur CO <sub>2</sub> -Minderung.....	112
Abbildung II-10: Kostenabhängigkeit der Wärmedämmung.....	122
Abbildung II-11: Nutzenfunktion der Raumtemperatur.....	124
Abbildung II-12: Produktionsfunktion der Innentemperatur .....	125
Abbildung II-13: Einfluß der Wärmedämmung auf den jährlichen Heizenergieverbrauch...	128
Abbildung II-14: Extreme Form der Nutzenfunktion .....	132
Abbildung II-15: Durch gesetzliche Regulierung induzierte Kosten.....	142
Abbildung II-16: Grenzvermeidungskostenkurven verschiedener Gebäudetypen .....	144
Abbildung II-17: Gesamtemissionen des Modell-Einfamilienhaus bei variierendem Standard .....	148
Abbildung II-18: Anteile verschiedener Energieträger in Neubauten (Wohngebäude).....	149
Abbildung II-19: Energieträgerspezifische Emissionen pro Quadratmeter bei Anwendung eines Standards .....	151
Abbildung II-20: Energieträgerspezifische Grenzkostenkurven bei Anwendung einer Auflage.....	152

Abbildung II-21: Energieträgerspezifische Grenzvermeidungskosten aufgrund eines CO <sub>2</sub> -Standards.....	156
Abbildung II-22: Energieträgerspezifische CO <sub>2</sub> -Emissionen .....	159
Abbildung II-23: Auswirkungen einer schrittweisen Anhebung der Emissionssteuer .....	160
Abbildung II-24: Möglichkeiten der Standardsetzung.....	162
Abbildung II-25: Termingeschäftspreise für CO <sub>2</sub> .....	169
Abbildung A-1: Stromgestehungskosten Windenergieanlagen .....	201
Abbildung A-2: Durchschnittskosten und Gesamtkosten je installiertem kW in Abhängigkeit von den Vollaststunden im Basisszenario .....	204
Abbildung A-3: Dauerlastlinie und Gesamtkosten, Bestimmung der optimalen Kapazitäten.....	205

## Tabellenverzeichnis

Tabelle I-1: Emissionsbegrenzungs- oder -reduzierungsverpflichtungen der Europäischen Gemeinschaft und ihren Mitgliedstaaten gemäss Artikel 4 des Protokolls von Kyoto.....	12
Tabelle I-2: Maßnahmen zur Verminderung von Treibhausgasemissionen nach dem Nationalen Klimaschutzprogramm 2000 der Bundesregierung Deutschlands ...	41
Tabelle II-1: Finanzielle Aufwendungen für die Förderung der Nutzung erneuerbarer Energiequellen durch Bund und Länder (Mill. DM) .....	58
Tabelle II-2: Vergütungssätze regenerativer Energieträger für die Jahre 2000 bis 2002.....	62
Tabelle II-3: Stromerzeugung durch Nutzung erneuerbarer Energien, Bundesrepublik Deutschland, 1990 bis 2002, in GWh (Gigawattstunden) und v.H.....	65
Tabelle II-4: Installierte Leistung erneuerbarer Energien , Bundesrepublik Deutschland, 1990 bis 2002, in MW (Megawatt) und v.H. ....	67
Tabelle II-5: Deutscher Kraftwerksmix 2000 sowie CO <sub>2</sub> -Emissionen .....	71
Tabelle II-6: Stromerzeugung aus modernen Kraftwerken und Emissionskoeffizienten im Jahre 2010 .....	72
Tabelle II-7: Stromeinspeisung und Vergütung nach dem Erneuerbaren Energie Gesetz in den Jahren 2000 und 2001 .....	74
Tabelle II-8: Gesamte Mehrausgaben für den Bezug von Strom nach dem EEG.....	75
Tabelle II-9: Vergütungssätze regenerativer Energieträger in Cent je kWh, 2000 bis 2003 ...	76
Tabelle II-10: Spannbreiten projizierter Vergütungssätze und konventioneller Stromkosten für das Jahr 2010 .....	85
Tabelle II-11: Grenzvermeidungskosten des EEG in € je Tonne CO <sub>2</sub> , 2002 und 2010.....	86
Tabelle II-12: Überblick – Preisorientierte Förderinstrumente.....	89
Tabelle II-13: Spannbreite der Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien.....	97
Tabelle II-14: Geometrische Gebäudedaten.....	120
Tabelle II-15: Nutzungsdaten.....	120
Tabelle II-16: Klimatische Eingangsdaten.....	121
Tabelle II-17: Komponentenkosten.....	121
Tabelle II-18: Vergleich der Anforderungen aus EnEV und WsVO.....	136
Tabelle II-19: Verwendetes Beispielgebäude .....	136
Tabelle II-20: Ergebnisse des Optimierungsmodells .....	141

## VIII

Tabelle II-21: Geometrische Eingangsdaten .....	143
Tabelle II-22: Auswirkungen der Gebäudegeometrie auf die Erreichung von Energieeffizienzstandards .....	145
Tabelle II-23: Emissionsintensitäten und Preise der berücksichtigten Energieträger .....	146
Tabelle II-24: Ergebnisse des Optimierungsmodells (Gebäudetyp G) .....	147
Tabelle II-25: Auswirkungen einer Emissionssteuer .....	158
Tabelle II-26: Geld- und Briefkurse für CO <sub>2</sub> in der EU .....	169
Tabelle II-27: Internationale Zertifikatspreise, Übersicht über ökonomische Modellergebnisse .....	171
Tabelle A-1: Standortabhängige Stromproduktion und Stromgestehungskosten von Windenergieanlagen .....	201
Tabelle A-2: Technologieabhängige Stromerzeugungskosten in €/MW über den Lastbereich .....	206

## Abkürzungsverzeichnis

a	Jahr
AAU	Assigned amount units
AFP	Agrarinvestitionsförderungsprogramm
BAW	Bundesamt für Wirtschaft
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BMBF	Bundesministerium für Bildung, Wissenschaft und Forschung
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft
CDM	Clean Development Mechanism
CER	Certified emission reductions
CH <sub>4</sub>	Methan
CO <sub>2</sub>	Kohlendioxid
COP	Conference of the parties
c.p.	ceterus paribus
Ct	Cent
DtA	Deutsche Ausgleichsbank
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnEG	Energieeinsparungs-Gesetz
EnEV	Energieeinspar-Verordnung
ENKV	Energieverbrauchskennzeichnungsverordnung
EPD	Energy Performance Directive
ERU	Emission reduction units
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FKW/PFC	Perfluorierte Kohlenwasserstoffe
FuE	Forschung und Entwicklung
GT	Gasturbine
GuD	Gas und Dampf
GW(h)	Gigawatt (-stunden)
h	Stunden
HeiAnlV	Heizungsanlagen-Verordnung
H-FKW/HFC	Teilhalogenierte Fluorkohlenwasserstoffe
INC	Intergovernmental Negotiating Committee
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
JI	Joint Implementaion
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
LULUCF	Land use, land use change and forestry
MC	marginal costs (Grenzkosten)

MW(h)	Megawatt (-stunden)
N <sub>2</sub> O	Distickstoffoxid
NFPA	Non-Fossil Purchasing Agency
p <sub>k</sub>	Erzeugungskosten
p <sub>w</sub>	Zertifikatspreis
Q*	Optimale Emissionsmenge
Q <sub>0</sub>	Gesamte Menge
Q <sub>w</sub>	Quotenmenge
RMU	Removal units
SF <sub>6</sub>	Schwefelhexafluorid
SKE	Steinkohleäquivalent
StrEG	Strom-Einspeise-Gesetz
TEHG	Treibhausgas Emissionshandelsgesetz
TW(h)	Terrawatt (-stunden)
UNEP	United Nations Environment Programme
UNFCCC	United Nations Convention on Climate Change
UN	United Nations (Vereinte Nationen)
WEK	Windenergiekonverter
WMO	World Meteorological Organization
WSVO (WSchV)	Wärmeschutz-Verordnung

## Mathematische Formelzeichen

$a$	Annuitätsfaktor
$A$	Annuität der Investition
$A_N$	Gebäudegrundfläche
$\alpha_i$	Wärmeübergangskoeffizient der Innenwand
$\alpha_a$	Wärmeübergangskoeffizient der Außenwand
$\beta_{\min}$	Minimale Austauschrate
$b$	Konstante
$c$	Wärmeaufnahme der Luft
$c_I$	Installationskosten
$\delta_I$	Binärvariable
$EC$	Kosten der Emissionen
$E_{Ha}$	jährlicher Energieverbrauch verbunden mit Raumwärme
$EP_{\max}$	Energieverbrauchsgrenzwert
$\varepsilon_i$	Emissionsfaktor für den Energieträger $i$
$f_\tau$	Korrekturterm zur Berücksichtigung der Nutzung von internen Wärmequellen und solaren Wärmegewinnen
$F$	Oberfläche der Gebäudekomponente
$j$	Index für die Gebäudekomponenten der Außenhülle
$k_0$	Konstante
$k_I$	Preis des Wärmedämmstoffs
$k_{I0}$	Fixkosten der Installation
$l$	Lebensdauer
$M_{EHa}$	Emissionen verbunden mit dem Energieverbrauch $E_{Ha}$
$\eta_{\text{ges}}$	Effizienz des Heizsystems
$\eta_a$	Boilereffizienz
$\eta_V$	Effizienz des Wärmeverteilungssystems
$\lambda_I$	Wärmeleitfähigkeit
$\lambda$	Lagrangeoperator
$P$	Produktionsfunktion der Innentemperatur
$p_i$	Preis eines Energieträgers $i$
$p_{CO_2}$	Schattenpreis für $CO_2$
$\rho$	Dichte der Luft mit der Temperatur der ausgeströmten Luft
$\dot{Q}_{\text{Geb}}$	Wärmebedarf eines Gebäudes nach DIN 4701-2 (1983)
$Q_{Ha}$	jährlicher Heizwärmebedarf
$Q_{Ia}$	Gewinne von internen Wärmequellen
$\dot{Q}_L$	Verluste durch Lüftung und Ventilation

$\dot{Q}_{L\min}$	Minimaler jährlicher Wärmebedarf durch Be- und Entlüftung
$\dot{Q}_T$	Transmissionsverluste der Gebäudehülle
$Q_{Sa}$	Solare Wärmegewinne
$R$	Wärmerückgewinnungsrate
$r$	Marktzins
$s_I$	Güte der Wärmedämmung
$t_M$	Emissionssteuer
$U$	U-Wert
$U_0$	Ausgangs-U-Wert
$u_N$	U-Wert des Gebäudebauteils
$Ut$	Nutzen
$\vartheta_a$	Außentemperatur
$\vartheta_i$	Innentemperatur
$\vartheta_i^*$	Nutzenmaximale Innentemperatur
$\vartheta_{i0}$	Referenzwert für die Innentemperatur
$\vartheta_{Li}$	Temperatur der ausgeströmten Luft
$\vartheta_0$	Ausgangstemperatur
$V(\vartheta_i)$	Nutzen aus der Innentemperatur
$V_R$	Raumvolumen
$W(x)$	Nutzen des Konsumgutes
$X_i$	Gebäudecharakteristik (Effizienz d. Boilers, U-werte etc.)
$x$	aggregiertes Konsumgut
$y$	Haushaltseinkommen
$z$	Anzahl der Heiztage



## **Abstract**

The aim of this thesis is an assessment of the German CO<sub>2</sub>-abatement policy. Criteria used for the evaluation are those which were put forth by the United Nations (UN) as well as those provided by the economic theory concerning a cost minimal emission abatement (part I). In the empirical part of the thesis (part II), relative and absolute costs of selective instruments of the German abatement policy are ascertained.

The first part (I) of the thesis illustrates the problems attributed to CO<sub>2</sub>-emissions, names the causes of these emissions and what kind of global remedies for emission avoidance were agreed upon. The goals of a global climate policy named in the UN convention on climate change and the following UN conferences on climate change are circumstantiated in detail. These global objectives are confronted with the goals of the European Union (EU) and the goals specified by Germany. In the following these abatement targets are taken as given and the further analysis aims solely on the appraisal of abatement policy instruments. Allocation effects and dynamic impacts of first-best and second-best policy instruments are put forth following the economic theory, impacts of emission reduction by big countries on the world market discussed, adaptation costs analysed and the limitations of the policy instruments pointed out. Special attention is put on the question how the ranking of environmental policies changes when imperfections – market imperfections as well as political imperfections – are accounted for.

The theoretical findings serve as a reference for an appraisal of abatement policies suggested by the UN as well as those carried out or planned by the EU and Germany. It will be shown that the policies foreseen by the UN are quite compatible with the norms put up by the first-best theory. In contrast, there is a high discrepancy of the European and German abatement policies compared to the first-best instruments of environmental economics and therefore with the norms of the international law. The fact is noteworthy that the European and German climate policy bases on the goals of the UN convention and the following climate change conferences, but not on the criterion of economic efficiency of abatement policies which is also defined in the convention.

The second part (II) of the thesis deals with two selective instruments of the German climate change policy: for one the programme for energy conservation in buildings (Energieeinsparverordnung - EnEV) and second the programme to promote the use of renewable energies (Erneuerbaren-Energien-Gesetz - EEG). Of both programmes policy makers anticipate significant contributions to the reduction of CO<sub>2</sub>-emissions.

The programme to promote the use of renewable energies (EEG) is supposed to contribute an amount of emission abatement equalling 10 million tons of CO<sub>2</sub> until 2010. The analysis shows that the programme entails average marginal abatement costs of 95 € per ton CO<sub>2</sub> in 2003. These costs are likely to rise until 2010 if the reduction goals of the Bundesregierung are realized. The instrument holds intra- and intersectoral inefficiencies:

- The marginal abatement costs could be lower by setting an identical minimum price for all renewable power generation technologies instead of a price differentiated for each generation technology. The allocation efficiency criterion for which the marginal abatement costs for each source (here power generation technology) has to be equal is not met.
- As the Bundesregierung de facto provides a set amount for the power generation from renewable sources the used instrument of a minimum price guarantee is not rational for the purpose. The instrument suitable to reach a quantity goal would be a purchase obligation for a defined quantity (quota) which would guarantee an efficient achievement of the appointed quantity. Of the analysed alternatives of a quantity approach, the bidding model is to be preferred. By this instrument, the set renewable power generation goal can be reached with minimum outlay.

The abatement costs of the programme to promote the power generation from renewable sources could be lower by avoiding the observed intrasectoral inefficiencies.

The programme for energy conservation in buildings uses standards on the energy use in buildings, e.g. by stipulating thermal insulation for buildings. The legislator tightened the standards over time. The examination shows that the latest tightening of the energy performance values did not cause additional costs for investors. The reason lies in the availability of more efficient thermal insulation materials, improved central-heating boilers and mechanical ventilation with heat recovery. Assuming complete information concerning the consumption values of buildings, the individual cost minimization already leads to an energy performance of new buildings that are lower than the values required by the German EnEV. Thus the new energy performance standard would be redundant. Considering the new regulation as a means to overcome information deficits of incompletely informed investors or as an instrument to speed up adjustment processes, the regulation entails attitude changes. These result in negative marginal abatement costs for new buildings featuring a certain architecture (compact design) while other building designs (open constructions) show positive while low abatement costs. The comparison of standards which aim at the primary energy use per m<sup>2</sup> of a building or on maximum emission values with an emission tax in the building sector shows, that the resulting marginal abatement costs are mainly depending on the building geometry and the used energy carrier. On the other hand, a CO<sub>2</sub>-tax would imply an equality of abatement costs in the building sector independent of the used energy carrier or building geometry.

Concerning the analysed German national abatement policy instruments the results show a high range of abatement costs. While the emission reduction in the building sector is linked with net gains it generates high costs in the area of renewable energies. It stands to assume that the abatement costs of the other 62 instruments of the German national climate protection programme will not be equally high. But the precept of economic efficiency requires choosing least cost options. By following this requirement the promotion of power generation from renewable sources to aim for an emission abatement has to be abandoned, e.g. in favour of the agreed European Emission rights trading scheme. The total outlay of the promotion of renewable energies in the year 2003 sums up to 2,8 billion Euro and would therefore suffice to pur-

chase European emission rights (at an estimated price of 14 € per ton CO<sub>2</sub>) equalling 200 Million tons CO<sub>2</sub>. This amount almost reaches the reduction goal of 213 Million ton CO<sub>2</sub> which has to be aspired under the commitments of the Kyoto-protocol. Following the requirement of cost effectiveness set by the UN convention on climate change and by utilizing not only the emission trading but also other flexible instruments – like clean development mechanisms (CDM) and joint implementation (JI) – this reduction goal could be reached with an even lower outlay. Differently put: Germany could increase its contribution to the global CO<sub>2</sub>-abatement by a multiple at an unchanged employment of resources.



## Zusammenfassung

Ziel der Arbeit ist eine Bewertung der deutschen Politik der Vermeidung von CO<sub>2</sub>-Emissionen. Zur Bewertung werden sowohl die Kriterien herangezogen, die in der Konvention zum Klimawandel der Vereinten Nationen (UN) aufgestellt wurden als auch die Kriterien der Umwelttheorie für eine kostenminimale Emissionsvermeidung (Teil I). In einem empirischen Teil (II) werden die absoluten und relativen Kosten ausgewählter Instrumente der deutschen Vermeidungspolitik ermittelt.

Im ersten Teil (I) der Arbeit wird zunächst dargestellt, welche Probleme CO<sub>2</sub>-Emissionen zugeschrieben werden, was als Ursache der Emissionen angenommen wird und welche weltweiten Lösungen zur Vermeidung der Emissionen vereinbart wurden. Im einzelnen werden die in der Konvention der UN zum Klimawandel und den nachfolgenden Klimakonferenzen der UN aufgestellten Ziele einer globalen Klimapolitik beschrieben. Diesen Zielen werden die von der Europäischen Union (EU) und von Deutschland erklärten Ziele gegenübergestellt. Im weiteren werden die Ziele dann als gegeben betrachtet und es geht nur noch um die Analyse der Instrumente der Emissionsvermeidung. Aus der Theorie der Umweltökonomik werden die Allokationseffekte und die dynamischen Wirkungen von First-best und Second-best Steuerungsinstrumente vorgestellt, Weltmarkteffekte der Emissionsvermeidung großer Länder diskutiert, Anpassungskosten und Verteilungswirkungen analysiert und Grenzen der Instrumente aufgezeigt. Besonderes Augenmerk wird auf die Frage gerichtet, wie sich die Rangfolge der Vorteilhaftigkeit von Instrumenten ändert, wenn Unvollkommenheiten - Marktunvollkommenheiten sowie politische Unvollkommenheiten – berücksichtigt werden.

Die theoretischen Befunde dienen als Referenzrahmen für die Bewertung der Vermeidungsinstrumente, die die Konvention der UN zum Klimawandel vorsieht. Auch werden sie für die Bewertung der Instrumente herangezogen, die von der Europäischen Union und von Deutschland durchgeführt oder geplant werden. Es wird gezeigt, daß die Instrumente der UN recht gut mit den von der First-best Theorie aufgestellten Normen vereinbar sind. Dagegen gibt es eine große Diskrepanz der europäischen und deutschen Instrumente zu den First-best Instrumenten der Umwelttheorie und damit auch zu den Völkerrechtsnormen. Bemerkenswert ist, daß die europäische und die deutsche Klimapolitik nur auf die Ziele der Konvention der UN und der nachfolgenden Konferenzen zum Klimawandel bezogen wird, nicht aber auch auf das Wirtschaftlichkeitskriterium der Konvention für die Instrumentenwahl.

Im Teil II der Arbeit werden zwei ausgewählte Instrumente der Klimapolitik Deutschlands untersucht: zum einen das Programm zur Förderung von erneuerbaren Energien, welches insbesondere im Interesse des Klima-, Natur und Umweltschutzes eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung verfolgt, neben dem Klimaschutzziel aber auch die Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien fördern und einen Beitrag zur Vermeidung von Konflikten um fossile Energieressourcen leisten soll. Zum ande-

ren das Programm zur Förderung der Energieeffizienz im Raumwärmemarkt. Von beiden Programmen werden signifikante Beiträge zur Reduktion von CO<sub>2</sub>-Emissionen erwartet.

Das Programm zur Förderung erneuerbarer Energien soll zur Emissionsreduktion bis zum Jahr 2010 einen Beitrag von rund 10 Mio. Tonnen, leisten. Die Untersuchung ergab, daß das Programm durchschnittliche Grenzvermeidungskosten in Höhe von rund 95 € je Tonne CO<sub>2</sub> (2003) verursacht; diese Kosten werden voraussichtlich bei Realisierung der Mengenziele der Bundesregierung bis zum Jahr 2010 steigen. Das Instrument weist intra- und intersektorale Ineffizienzen auf:

- Die Grenzvermeidungskosten könnten niedriger sein, wenn für alle Erzeugungstechniken von Strom aus erneuerbaren Energien gleich hohe Mindestpreise – und nicht nach Techniken differenzierte Preise - festsetzen würde. Das Kriterium der Allokationseffizienz, wonach die Grenzvermeidungskosten bei jeder Quelle, hier Erzeugungstechnik, gleich sein müssen, wird nicht erfüllt.
- Da die Bundesregierung de facto ein Mengenziel für die Nutzung erneuerbarer Energien vorgibt, ist das benutzte Instrument der Mindestpreisgarantie nicht zweckrational. Das zu einem Mengenziel passende Instrument ist die Ankaufspflicht für eine definierte Menge (Quote), mit dem sich das gesetzte (Mengen-) Ziel effizienter erreichen lassen würde. Von den untersuchten Alternativen der Mengesteuerung ist dem Ausschreibungsmodell der Vorzug zu geben. Mit ihm könnte das Erzeugungsziel mit dem geringsten Mittelaufwand erreicht werden.

Wenn die beobachteten intrasektoralen Ineffizienzen vermieden würden, könnten die Vermeidungskosten des Programm zur Förderung erneuerbaren Energien niedriger sein.

Das Programm zur Förderung der Energieeffizienz in Gebäuden bedient sich des Instruments des Gebots bezüglich des Energieverbrauch bei der Nutzung von Gebäuden, z.B. durch Vorschreiben der Wärmedämmung der Gebäude. Der Gesetzgeber hat die Gebote (Standards) im Zeitablauf verschärft. Die Untersuchung zeigt, daß die jüngste Verschärfung der Energieverbrauchshöchstwerte – gegenüber der alten Wärmeschutzverordnung - nicht zu Mehrkosten für Investoren geführt hat. Der Grund hierfür besteht in der Verfügbarkeit effizienterer Dämmstoffe, verbesserter Heizkessel sowie Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung. Bereits eine einzelwirtschaftliche Kostenminimierung führte bei Annahme vollständiger Information zu Verbrauchswerten von Gebäudes, die unter denen der Energieeinsparverordnung lägen; insoweit wäre der Energieeffizienzstandard redundant. Betrachtet man die neue Verordnung jedoch als ein Instrument zur Überwindung von Informationsdefiziten unvollständig informierter Investoren oder als Instrument zur Beschleunigung von Anpassungsprozessen, so hat die Verordnung doch Verhaltensänderungen zur Folge. Diese ergeben bei Neubauten mit einer bestimmtem Gebäudegeometrie (kompakte Bauweise) negative Grenzvermeidungskosten; für offene Bauweisen wurden positive, wenn auch geringe Vermeidungskosten ermittelt. Der Vergleich von Standards, die Höchstwerte auf den Primärenergieverbrauch je m<sup>2</sup> eines Gebäudes oder Höchstwerte für die Emissionen vorschreiben, mit einer Emissionssteuer im Gebäudesektor ergab, daß die aus den Standards resultierenden Grenzkosten der Vermeidung insbesondere von der Gebäudegeometrie sowie dem eingesetzten Energieträger abhängig

sind. Demgegenüber würde sich bei einer CO<sub>2</sub>-Steuer im Gebäudesektor Gleichheit der Vermeidungskosten unabhängig vom eingesetzten Energieträger oder von der Gebäudegeometrie einstellen.

Bezüglich der untersuchten nationalen Instrumente Deutschlands ergibt sich somit eine große Spanne der Vermeidungskosten. Während die Emissionsminderung im Gebäudesektor mit Nettoerträgen verbunden ist, verursacht sie im Bereich der erneuerbaren Energien hohe Kosten. Auch bei den anderen 62 Instrumenten des nationalen Klimaschutzprogramms ist zu vermuten, daß die Vermeidungskosten nicht gleich hoch sind. Das Gebot der Wirtschaftlichkeit in der Emissionsvermeidung verlangt aber eine Auswahl der kostengünstigsten Maßnahmen. Befolgte man dies, so müßte die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien für den Klimaschutz aufgegeben werden müssen, zum Beispiel zugunsten des beschlossenen europaweiten Emissionsrechtshandels. Der gesamte Mittelaufwand für die Förderung der erneuerbaren Energien im Jahre 2003 in Höhe von rund 2,8 Milliarden Euro würde ausreichen, um bei einem erwarteten Preis für ein europäisches Emissionszertifikat in Höhe von rund 14 Euro gehandelte Rechte für Emissionen in Höhe von mindestens 200 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> zu erwerben. Diese Menge erreichte beinahe das Reduktionsziel von 213 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>, das nach einem Inkrafttreten des Kyoto-Protokolls anzustreben wäre. Wenn das Wirtschaftlichkeitsgebot der Konvention der UN zum Klimawandel beachtet würde und neben einem weltweiten Zertifikatshandel die flexiblen Instrumente - in Form des Clean Development Mechanism (CDM) oder Joint Implementation (JI) - genutzt würden, so könnte dieses Reduktionsziel mit noch geringeren Kosten erreicht werden. Anders gewendet: Deutschland könnte bei unverändertem Ressourceneinsatz seinen Beitrag zur weltweiten Reduktion von CO<sub>2</sub> Emissionen um ein Vielfaches steigern.

Der wissenschaftlichen Klarheit halber sei aber erwähnt, daß für die anderen oben erwähnten Ziele des EEG es geboten erscheinen mag, dieses weiterhin zu nutzen.





## Einleitung

### 1 Problemstellung: Vernachlässigung von Umweltkosten im Energiesystem

Dem gegenwärtigen Energiesystem wird von vielen – z. B. von den Mitgliedern der Energie-Enquete-Kommission des Deutschen Bundestags<sup>1</sup> – Nachhaltigkeit abgesprochen, da es Umweltkosten vernachlässige, Raubbau an knappen Ressourcen zulasse und Risiken zu wenig beachte. Der Vorwurf, Umweltkosten würden vernachlässigt, bezieht sich im Kern auf die Emission von bestimmten Gasen<sup>2</sup>, die u.a. mit der Nutzung von kohlenwasserstoffhaltigen Energieträgern verbunden ist. Diese Gase stehen im Ruf, eine Erwärmung der Atmosphäre zu verursachen, die langfristig die klimabestimmten Lebensbedingungen verschlechtert.<sup>3</sup> Um die als Treibhausgase bezeichneten Gase und die Maßnahmen zur ihrer Vermeidung geht es in dieser Arbeit.

Da die emittierten Treibhausgase aufgrund von Luftbewegungen über die Grenzen von Staatsgebieten verteilt werden, handelt es sich um ein grenzüberschreitendes Übel. Internationale Vereinbarungen zur Reduktion der Emissionen in allen Staaten mit Treibhausgasemissionen sind daher zweckmäßig. Dies wurde früh von den Staaten der Vereinten Nationen erkannt. Beispielsweise wurde eine Klimakonvention der Vereinten Nationen (s. /UNFCCC, 2002a/) in Kraft gesetzt, in der sich die Industriestaaten verpflichten, die Emission der Treibhausgase zu verringern. Die internationalen Bemühungen um eine Reduktion der Treibhausgasemissionen sind vorwiegend auf die Reduktion von CO<sub>2</sub>-Emissionen gerichtet. In der Bereitschaft zur Emissionsreduktion gibt es deutliche Unterschiede zwischen einzelnen Staaten bzw. Staatengruppen. Während etwa die EU-Staaten bereit sind, ihre Emissionen (gegenüber dem Niveau des Jahres 1990) um 8% zu reduzieren, haben die USA auf der Kyoto-Konferenz eine Reduktion um 7% und Japan um 6% lediglich in Aussicht gestellt. Rußland und die Ukraine waren bislang nicht bereit, sich zu einer Verringerung von Emissionen zu verpflichten. Australien hat sich auf der Kyoto-Konferenz das Recht ausbedungen, seine Emissionen um

---

<sup>1</sup> Vgl. den Bericht „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ vom 2. Juli 2002.

(<http://www.bundestag.de/gremien/ener/schlussbericht/index.htm>)

<sup>2</sup> Angesprochen sind vor allem Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>), Methan (CH<sub>4</sub>), Distickstoffoxid (N<sub>2</sub>O), teilhalogenierte Fluorkohlenwasserstoffe (H-FKW/HFC), Perfluorierte Kohlenwasserstoffe (FKW/PFC) und Schwefelhexafluorid (SF<sub>6</sub>).

<sup>3</sup> Die auf den Klimakonferenzen der Vereinten Nationen und anderenorts behauptete Evidenz des kausalen Zusammenhangs von Treibhausgasemissionen und Klimaveränderungen wird durch viele Untersuchungen gestützt. Jedoch gibt es auch Arbeiten, in denen der behauptete Zusammenhang bestritten wird bzw. andere Ursachen angeführt werden (vgl. /Svensmark, Friis-Christensen 1997/, /Soon et al. 2000/, /Baliunas, Soon 2000/ oder /Veizer et al. 2000/).

8% (gegenüber dem Jahr 1990) zu steigern.<sup>4</sup> Vorläufig ausgeschlossen wurden von jeder Verpflichtung die Entwicklungsländer.

Deutschland will über das Reduktionsziel, das im Kyoto-Protokoll für Industriestaaten vorgesehen ist, noch hinausgehen, obwohl es den erwarteten Nutzen - in Form einer langsameren Klimaverschlechterung - nicht auf Deutschland beschränken kann. Die rot-grüne Bundesregierung hat sich in einem nationalen Klimaschutzprogramm einseitig verpflichtet, die Klimapolitik der Vorgängerregierung zu verstärken und bis zum Jahr 2012 die CO<sub>2</sub>-Emissionen um 25 Prozent zu reduzieren.<sup>5</sup>

Ob die Reduktionsziele der Bundesrepublik Deutschland oder der anderen Industrieländer rational sind, ist eine Frage, deren Beantwortung Bewertungen verlangt. Sie setzen Kenntnis der Präferenzen, Handlungsrestriktionen und Informationen der Akteure voraus (vgl. /Franke, 1999: 143/). In dieser Arbeit unterbleibt ein solcher Bewertungsversuch. In das Zentrum wird statt dessen die Frage der Zielrationalität derjenigen Mittel gestellt, die auf internationaler Ebene empfohlen werden oder national – in Deutschland – angewendet werden.

## 2 Ziel und Gang der Untersuchung

Ziel des Vorhabens ist eine theoretisch fundierte und empirisch validierte Analyse der Auswirkungen und der Wirksamkeit politischer Maßnahmen zur Reduktion von CO<sub>2</sub>-Emissionen. In einem allgemeinen Teil wird versucht, Instrumente der Emissionsreduktion in einem wohlfahrtstheoretischen Modellrahmen eines idealen Energiemarktes zu analysieren. Die Modellprämissen sollen schrittweise durch realitätsnähere Bedingungen, die auch Unvollkommenheiten einschließen, ersetzt werden. Zweck der theoretischen Analyse ist es, Hypothesen abzuleiten, welche Instrumente der Emissionsreduktion - unter Beachtung von Unvollkommenheiten – die Gesamtwirtschaft mit den geringsten Kosten der Reduktion von CO<sub>2</sub>-Emissionen belasten. Die durch Deduktion erarbeiteten Erkenntnisse sollen in einen zweiten Teil (Fallstudien) eingehen, in dem es um die Analyse ausgewählter Reduktionsmaßnahmen in Deutschland geht.

Im allgemeinen Teil (I) der Arbeit wird dargestellt, welche Probleme CO<sub>2</sub>-Emissionen zugeschrieben werden, was als Ursache der Emissionen angenommen wurde und welche weltwei-

---

<sup>4</sup> Neben dem Export von Rohstoffen und Energie (Kohle) spielt die Land- und Forstwirtschaft in Australien eine große Rolle als wirtschaftliche Aktivität. Australien überzeugte die Konferenzteilnehmer von der wirtschaftlichen Notwendigkeit, seine Emissionen auszuweiten. Das Land befürchtet, durch Vermeidungskosten an der Ausweitung der inländischen Energienutzung und Rohstoffverarbeitung behindert zu werden.

<sup>5</sup> Nationales Klimaschutzprogramm aus dem Jahre 2000. Die durch die Vorgängerregierung angeregten Vermeidungsanstrengungen wurden positiv bewertet und es wurde davon ausgegangen, daß eine über die Kyoto-Verpflichtung hinausgehende Reduktion der Treibhausgasemissionen wirtschaftlich und technisch möglich sei.

ten Lösungen zur Vermeidung der Emissionen in Betracht gezogen werden. Im einzelnen werden die von den Klimakonferenzen der Vereinten Nationen empfohlenen Ziele einer globalen Klimapolitik beschrieben und mit den von der EU präferierten Zielen verglichen (Kapitel 2). In Kapitel 3 werden die theoretischen Grundlagen für eine Analyse von Instrumenten zur Erreichung der CO<sub>2</sub>-Vermeidungsziele dargestellt. Die Allokationseffekte und die dynamischen Wirkungen der verschiedenen Steuerungsinstrumente werden abgeleitet, Weltmarkteffekte der Emissionsvermeidung großer Länder diskutiert, Anpassungskosten und Verteilungswirkungen analysiert und Grenzen der Instrumente aufgezeigt. Besonderes Augenmerk wird auf die Frage gerichtet, wie sich die Rangfolge der Vorteilhaftigkeit von Instrumenten ändert, wenn Unvollkommenheiten - Marktunvollkommenheiten sowie politische Unvollkommenheiten – berücksichtigt werden. Die Befunde dienen als Referenzrahmen für die Bewertung der Vermeidungsinstrumente, die in der Europäischen Union und in Deutschland durchgeführt werden oder deren Durchführung geplant wird. Es wird gezeigt werden, daß die national und in der EU praktizierten Instrumente nicht dem von den Klimakonferenzen aufgestelltem Kriterium der Wirtschaftlichkeit für die Wahl der Instrumenten genügen und deshalb die Erreichung der Reduktionsziele zu hohe Kosten erfordert. Es sollen auch die von der UN vorgegebenen Empfehlungen für Mittel zur Zielerreichung vorgestellt werden. Kapitel 4 gibt abschließend einen Überblick über die national und international angewandten Instrumente zur Erreichung der gesetzten Klimaschutzziele.

Anschließend wird im Teil II der Arbeit die Klimapolitik Deutschlands anhand von zwei ausgewählten Politikinstrumenten bewertet. Es handelt sich dabei um die Maßnahme zur Förderung von erneuerbaren Energien und um die Maßnahme zur Förderung der Energieeffizienz im Raumwärmemarkt. Sowohl die Energieerzeugung, als auch die Energienutzung wird durch diese Maßnahmen beeinflusst. Die beiden Maßnahmen werden anhand des in Teil I erarbeiteten Modellrahmens untersucht und ihre Auswirkungen in den Kapiteln II-5 und II-6 bewertet. Für die Bewertung der Vorteilhaftigkeit in Hinblick auf das Ziel der Emissionsvermeidung werden die von der Politik induzierten Kosten für die Emissionsvermeidung und die Höhe der CO<sub>2</sub>-Reduktion als entscheidende Kriterien herangezogen und in Kapitel II-7 mit den Kosten internationaler Instrumente verglichen. Bei einem solchen methodischen Vorgehen ist von vornherein ausgeschlossen, daß über die Rationalität der Instrumente in Bezug auf andere politische Ziele, zum Beispiel Versorgungssicherheit oder Nachhaltigkeit, Aussagen getroffen werden können. Die in den Fallbeispielen erfaßten Maßnahmen zur Emissionsvermeidung sind nicht ohne Relevanz, denn sie beeinflussen große Teile der deutschen Energiewirtschaft, und die deutsche Regierung verspricht sich von den beiden Maßnahmen mittel- und langfristig substantielle Beiträge zum Klimaschutz.



## Teil I Ziele und Instrumente der internationalen und nationalen Klimapolitik

### 1 Klimaänderungen und Treibhausgase – Problem und Problemlösungen

#### 1.1 Treibhauseffekt

Die Zunahme der Weltbevölkerung und der Produktion von Gütern pro Kopf der Weltbevölkerung hat eine steigende Nutzung von energetischen Rohstoffen (vor allem in Form von Kohle, Erdöl und Erdgas) und eine Verringerung des Waldbestandes bedingt. Aufgrund der Nutzung energetischer kohlenstoffhaltiger Rohstoffe in Motoren, Heizkraftwerken oder Anlagen zur Stromerzeugung wird - abhängig von der verwendeten Umwandlungstechnik – insbesondere Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>) freigesetzt.<sup>6</sup> Die Emission dieses und anderer Gase hat die Zusammensetzung der Lufthülle der Erde nicht unberührt gelassen. Dies gilt im besonderen Maße für das CO<sub>2</sub>. Wie stark der Einfluß der von den Menschen verursachten CO<sub>2</sub>-Emissionen auf die Zusammensetzung der Atmosphäre bislang gewesen ist, läßt sich nicht leicht feststellen. Denn es haben gleichzeitig natürliche Schwankungen des CO<sub>2</sub>-Gehalts der Luft stattgefunden. Diese sind durch Austauschprozesse zwischen Biosphäre, von der die Menschen einen Teil bilden, der Hydrosphäre und der Atmosphäre geprägt. Der Gehalt der Atmosphäre an CO<sub>2</sub> (und der anderen Gase) scheint in jüngster Zeit angestiegen zu sein.

Naturwissenschaftliche Arbeiten stützen die Theorie, wonach der Gehalt der Atmosphäre an CO<sub>2</sub> (und der anderen Treibhausgase) aus antropogenen Ursachen über das Maß hinaus angestiegen ist, das unter dem Einfluß ausschließlich natürlicher kurz- und langfristigen Schwankungen als normal anzusehen ist; der Anstieg der CO<sub>2</sub>-Konzentration der Luft wird auf rund 31 Prozent im Jahr 2000 gegenüber dem Zeitraum 1000 bis 1750 geschätzt.<sup>7</sup> CO<sub>2</sub> und die anderen sogenannten Treibhausgase<sup>8</sup> absorbieren die langwelligen (infraroten) Strahlungen von der Erdoberfläche und Atmosphäre und verhindern so eine Abgabe von Wärme in den Weltraum. Die Atmosphäre wird zu einer Art Treibhaus; den angeführten Gasen ist deshalb der Name Treibhausgase beigegeben worden. Für das zwanzigste Jahrhundert wurde geschätzt, daß es aufgrund der Zunahme der Treibhausgaskonzentration zu einem Anstieg der durchschnittlichen Temperatur der Erdoberfläche um 0,6 (+/- 0,2) Grad Celsius (vgl. /IPCC 2001/) gekommen ist. Wenn nicht gegengesteuert wird, besteht die Sorge, daß die Erwärmung der Atmosphäre und Geosphäre (Treibhauseffekt) weiter voranschreitet und sich die Auswirkungen auf die Biosphäre und damit auf die Lebensbedingungen der Menschen verstärken werden.

---

<sup>6</sup> Außerdem entstehen verschiedene Luftschadstoffe wie Stickoxide (NO<sub>x</sub>) oder flüchtige Nicht-Methan-organische Verbindungen (NMVOC), deren Wirkung auf die Umwelt hier außer Betracht bleibt.

<sup>7</sup> Vgl. Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), 2001: 7.

<sup>8</sup> Methan (CH<sub>4</sub>), Distickstoffoxid (N<sub>2</sub>O) sowie teilhalogenierte Fluorkohlenwasserstoffe (HFKW/HFC), Perfluorierte Kohlenwasserstoffe (FKW/PFC) und Schwefelhexafluorid (SF<sub>6</sub>).

Vor allem CO<sub>2</sub> ist das Gas, dessen ohnehin vorhandener Überschuß besonders stark zunehmen könnte und dessen Treibhauswirkung wohl am meisten untersucht wurde.<sup>9</sup>

Der Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), ein im Jahr 1988 von der World Meteorological Organization (WMO) und dem United Nations Environment Programme (UNEP) gegründetes Gremium, das unter anderem die UN Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) berät, sagt in seinem dritten Bericht (s. /IPCC 2001/) voraus, daß bei einem politischen Status quo die weltweite Durchschnittstemperatur der Erdoberfläche im Zeitraum 1990 bis 2100 um 1,4 bis 5,8 Grad Celsius (um 0,4 bis 1,1 im Zeitraum 1990 bis 2025) ansteigt. Diese Erwärmung wäre stärker als jede andere Erwärmung, die in den letzten 10 000 Jahren beobachtet wurde. Es könnte infolgedessen zu signifikanten Änderungen der natürlichen Umwelt kommen: Beispielsweise sei mit einem Anstieg der durchschnittlichen Regenfälle in vielen Gebieten und einer Zunahme extremer Wetterlagen zu rechnen; der Spiegel der Weltmeere könne durch fortschreitendes Abschmelzen der Polkappen um 9 bis 88 Zentimeter steigen. Die Auswirkungen auf die natürliche Umwelt – und die Volkswirtschaften – sind vom Standort abhängig. Der IPCC erwartet, daß die nachteiligen Wirkungen alle Gegenden der Welt erfassen, je mehr die Erwärmung voranschreitet (s. /IPCC 2001: 9/). Regional würden nachteilige Wirkungen ganz überwiegend die Tropen und Subtropen betreffen. In den temperierten Klimazonen würde sich dagegen die Klimaänderung zunächst vorteilhaft auswirken. So steige die Lebensqualität in Gebieten, in denen eine (geringe) Erwärmung die Strenge der harten Winter (etwa in Rußland oder Nordamerika) abmildert. Auch könnten die Erträge in der Landwirtschaft zunächst ansteigen.<sup>10</sup> Die wirtschaftlichen Auswirkungen der Klimaänderung – gemessen als Änderung des Bruttoinlandprodukts (BIP) – werden für die meisten Entwicklungsländer negativ sein, und zwar auch schon bei geringer Erwärmung. Für die Industrieländer dürften sich negative gesamtwirtschaftliche Effekte erst ab einem Anstieg der Durchschnittstemperatur um mehr als wenige Zehntel Grad Celsius einstellen (s. /IPCC 2001: 12/).

## 1.2 Ursachen

Der Schaden, den die Unternehmen und Haushalte verursachen, indem sie Treibhausgase emittieren, geht in ihr Kosten-Nutzen-Kalkül nicht ein. Hinsichtlich der Nutzung der Atmosphäre und Stratosphäre gilt das Recht des freien Zugangs. Die Bewohner anderer Staaten und die künftigen Bewohner der Emittentenstaaten, die den Schaden durch die Emissionen zu tragen haben, besitzen keine Rechtsansprüche auf Schadensersatz oder könnten diese, wenn es sie denn gäbe – im Falle der nachwachsenden Generationen – nicht geltend machen. Gleiches

---

<sup>9</sup> Über 50% des anthropogenen Treibhauseffektes wird auf CO<sub>2</sub>-Emissionen zurückgeführt und es wird von einer weiteren Zunahme dieser Emissionen ausgegangen.

<sup>10</sup> Vgl. /Robert Mendelson et al. 1994/.

läßt sich für die negativen Folgen behaupten, die von einer Reduzierung der Wälder ausgehen: Die Abnahme der Kapazität der terrestrischen Gebiete, Treibhausgase zu binden, ist eine Begleiterscheinung der Holzgewinnung, für die es keine Pflicht zur Kompensation gibt. Es handelt sich bei dem Schaden, der durch die Zunahme der Konzentration der Treibhausgase verursacht wird, um eine negative technische Externalität, die auch jenseits der Grenzen der Emittentenstaaten anfällt.

Die Bedingung für das weltwirtschaftliche Wohlfahrtsoptimum wird durch das Auftreten einer solchen Externalität verletzt.<sup>11</sup> Soweit die beschriebene Externalität darauf beruht, daß bei gegebenen (unvollkommenen) Eigentums- bzw. Verfügungs- und Nutzungsrechten auf den wettbewerbsintensiven Märkten keine Verhandlungslösungen zustande kommen, die weltwirtschaftlich betrachtet effizient sind, liegt Marktversagen vor. Vervollkommnung der Rechte – beispielsweise die Etablierung individuellen Rechte auf einen externalitätsfreien Zustand – würde Verhandlungslösungen ermöglichen. Staatliches Handeln könnte bei Marktversagen – wie im Falle monopolisierter Märkte – helfen, die Ursachen der Allokationsverzerrung zu beseitigen. Soweit aber die Externalität darauf beruht, daß effizienzverbessernde Verhandlungslösungen durch staatliche Markteingriffe oder ungenügende Qualität der öffentlichen Güter behindert werden, liegt Staatsversagen vor. In einem solchen Fall käme es darauf an, zunächst die Ursachen dieses Versagens zu identifizieren und zu behandeln, ehe weitere Eingriffe in die Märkte erwogen werden sollten.

---

<sup>11</sup> Diese These gilt unabhängig davon, ob es gelingt, empirisch festzustellen, wo genau das Wohlfahrtsoptimum liegt, weil die Externalität Gleichgewichtsbedingung für das Optimum verletzt. Das Konzept des Wohlfahrtsoptimums bildet ein theoretisches Gerüst welches erlaubt, die Effizienz von Märkten und Politik (-maßnahmen) bezüglich der Allokation von Ressourcen zu bewerten /Streit 2000/. Das Optimum kann durch die Nutzenmöglichkeitsgrenze beschrieben werden. Diese bezeichnet eine Menge an Nutzenniveaus, welche in einer Gesellschaft unter gegebenen Präferenzen und Technologien erreicht werden. Keine der Allokationen auf dieser Nutzenmöglichkeitsgrenze kann im Sinne des Pareto-Kriteriums als superior identifiziert werden; jeder der Punkte auf dieser Grenze könnte gesellschaftlich wünschenswert sein. Die Literatur über social choice, beginnend mit Arrow (1951), hat nun die Schwierigkeiten aufgezeigt, ohne interpersonelle Vergleiche von Nutzenoptima aus den Präferenzen von Bürgern abzuleiten. Die Bestimmung eines sozialen Wohlfahrtsoptimums setzt voraus, daß ein interpersoneller Nutzenvergleich angestellt werden kann und die individuellen Nutzen addiert werden können. Neben dem Erfordernis eines Nutzenvergleiches ist es nach Sen (1977) unabdingbar, daß die Gesellschaft diese Nutzenvergleiche auch bewerten kann. Nach der Wohlfahrtsökonomik wird auf Märkten mit vollständigem Wettbewerb eine Ressourcenallokation erreicht, die Pareto-optimal ist, wenn diese Märkte im Gleichgewicht sind (Erster Hauptsatz). Der zweite Hauptsatz der Wohlfahrtsökonomik besagt, daß jeder Punkt auf der Nutzenmöglichkeitsgrenze von einer Wirtschaft mit vollkommener Konkurrenz unter definierten Bedingungen für die Ausgangsverteilung der Ressourcen erreicht werden kann. *„Jede zulässige pareto-effiziente Allokation kann durch passende Wahl der Anfangsausstattung dezentral erzeugt werden.“*

### 1.3 Lösungskonzepte

Die Gesetzgeber in Industriestaaten stehen bei der Lösung des Problems der zunehmenden Konzentration der Treibhausgase vor keiner leichten Entscheidung. Folgende Optionen zur Lösung kommen in Betracht:

- Symptombehandlung (Maßnahmen zur Abkühlung der Atmosphäre),
- Erwärmungsverzögerung (Maßnahmen zur Erhöhung der Kapazität der Erde, Treibhausgase zu binden),
- Anpassung an die allmähliche Erwärmung,
- Vermeidung von Emissionen von Treibhausgasen.

Beim gegenwärtigen Stand der Technik scheint die Symptombehandlung wenig aussichtsreich zu sein; erprobte Verfahren gibt es wohl zur Zeit nicht. Erwärmungsverzögerung, Anpassung und Vermeidung dürften sich als Problemlösung besser eignen und deshalb in die engere Wahl kommen. Im Vordergrund einer Anpassungsstrategie würden Maßnahmen zum Schutz gegen einen steigenden Meeresspiegel stehen - soweit der Staat eine Küstenzone hat – und Maßnahmen, die es Produzenten und Konsumenten erlauben, auch bei höheren Durchschnittstemperaturen und größeren Ausschlägen des Wetters produktiv zu arbeiten, bzw. komfortabel zu leben. Hinsichtlich der Strategien der Vermeidung von Emissionen und der Erhöhung des CO<sub>2</sub>-Bindungskapazität ist zu bedenken, daß Trittbrettfahrer unilaterale Anstrengungen konkurrenzieren könnten und der globale Effekt der Klimapolitik eines Landes neutralisiert wird. Welche der Strategien für einen unilateral agierenden Staat vorteilhafter ist, kann mit Hilfe von Kosten-Nutzenanalysen festgestellt werden. Dabei würden die Strategien der Vermeidung und Erwärmungsverzögerung wohl nicht als günstigste abschneiden. Der Gegenwartswert des für ein Staatsgebiet, z. B. in der Größe Deutschlands, künftig zu erwartenden Nutzens aus dem Vermeiden von (nationalen) Schäden durch Treibhausgasemissionen wäre sehr gering und der Gegenwartswert der unmittelbar entstehenden Kosten der Emissionsvermeidung oder der Bindung von Gasen hoch.<sup>12</sup>

Nationale Alleingänge in der Politik der Vermeidung der Treibhausgasemissionen sind wenig erfolgversprechend, wenn es sich um kleine Staaten handelt, deren Vermeidung an Emissionen wenig ins Gewicht fällt. Große Staaten müssen bedenken, daß sich Staaten, mit denen sie in Wettbewerb stehen, als Trittbrettfahrer verhalten könnten. Eine internationale Kooperation der Staaten, wie sie im Rahmen der Vereinten Nationen zustande gebracht worden ist, bietet günstigere Voraussetzungen, das Problem der internationalen Externalität der Energienutzung und Entwaldung zu lösen. Welche Strategie ein Industriestaat, wie Deutschland, oder eine Union von Industriestaaten, wie die EU im Rahmen internationaler Verhandlungen über eine multinationale Klimapolitik verfolgen sollten, ist eine Frage, die im Rahmen dieser Untersu-

---

<sup>12</sup> Vgl. die Ergebnisse der Nutzen- Kosten Analysen, die Anfang der achtziger Jahre für die Vereinigten Staaten angestellt wurden (z.B. /Brookshire et al. 1982/, /Brookshire et al. 1980/).



chung nicht aufgegriffen wird. Ihre Beantwortung verlangt die Anwendung der normativen Theorie der Politik.

## 2 Definierte Ziele der Klimapolitik

### 2.1 Ziele der Vereinbarungen der Vereinten Nationen

Unter dem Dach der Vereinten Nationen (UN) ist Anfang der neunziger Jahre ein Rahmenübereinkommen über ein weltweites Vorgehen gegen die Gefahr einer zunehmenden weltweiten Erwärmung zustande gekommen. Vorausgegangen waren mehrjährige Bemühungen des Intergovernmental Negotiating Committee (INC) der UN um eine völkerrechtliche Vereinbarung über eine international konzertierte Emissionsvermeidung. Die Regierungsmitglieder in der INC gelangten schließlich zu einem Konsens über ein Rahmenübereinkommen zum Klimawandel (Convention on Climate Change). Die INC legte daraufhin die Konvention<sup>13</sup> auf der ersten Klimakonferenz der UN in Rio de Janeiro im Jahr 1992 zur Zeichnung durch die teilnehmenden Staaten vor. Die Konvention, die im März 1994 in Kraft trat, ist inzwischen von 186 Regierungen (einschließlich der EU) ratifiziert worden (vgl. /UNFCCC 2002a/). Im Grunde beinhaltet die Konvention eine Willenserklärung, etwas gegen den Klimawandel zu tun. Die vereinbarte Agenda definiert als ultimatives Ziel des internationalen Klimaschutzes, daß die Staaten die CO<sub>2</sub>-Konzentration in der Atmosphäre auf einem Niveau stabilisieren, „*that would prevent dangerous anthropogenic (human-induced) interference with the climate change*“ (s. /UNFCCC 2002a: 9/). Was genau eine „gefährliche“ Störung ist, wurde nicht definiert. Unbestimmt sind auch die Prinzipien der „*equity*“ und „*common but differentiated responsibilities*“<sup>14</sup>, die zur Erreichung der Ziele anzuwenden sind. Die Festlegung dieser und anderer unbestimmter Begriffe wurde nachfolgenden Konferenzen der Konventionsstaaten überlassen.<sup>15</sup>

Die Verpflichtungen, die die Konvention definieren, gelten nicht für alle Konventionsstaaten in gleicher Weise. Sie werden vielmehr nach zwei Hauptgruppen von Staaten differenziert. Die eine Gruppe, die aus gegenwärtig 41 in Anhang I aufgeführten Staaten besteht (Annex I Parties), ist verpflichtet, die Führung im Kampf gegen einen weiteren Anstieg der Emissionen von Treibhausgasen zu übernehmen; es handelt sich überwiegend um Staaten, die im Jahr

---

<sup>13</sup> In deutschen Texten wird nicht von der „Convention“, sondern vom Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über den Klimawandel gesprochen. Hier wird der Kürze wegen das Wort Konvention für das Rahmenübereinkommen verwendet.

<sup>14</sup> In der UNFCCC Studie heißt es: „*The principles of equity and common but differentiated responsibilities respond to the fact that, although climate change is a global issue and must be tackled as such, the industrialized countries have historically contributed the most to the problem and have more resources to address it.*“ /UNFCCC 2002: 9/

<sup>15</sup> Trotz der Unbestimmtheit dieses und anderer Worte der Konvention wurde sie von der EG auf Beschluß des Rates im Dezember 1993 angenommen /Rat 1993/.

1992 der OECD und der Gruppe der Transformationsländer in Mittel- und Osteuropa angehörten und die höchsten Emissionen je Einwohner aufweisen. Ein Teil dieser Annex I-Staaten – und zwar die OECD Länder - ist zugleich in Annex II aufgeführt (Annex II Parties). Die andere Hauptgruppe besteht aus den übrigen Staaten (non-Annex I Parties); diese Gruppe, darunter öl- und gasreiche Entwicklungsländer, hat den größten Teil der erwarteten Schäden zu tragen. Die Annex I-Staaten, darunter die EU und Deutschland, müssen regelmäßig Berichte einreichen, in denen sie ihre Klimapolitik und ihre Maßnahmen gegen den Klimawandel beschreiben. Sie müssen außerdem eine jährliche Statistik über ihre Treibhausgasemissionen legen. Den Annex I-Staaten wurde zudem die rechtlich nicht verbindliche Auflage gemacht, ihre Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2000 auf das im Jahr 1990 herrschende Niveau zu reduzieren.

Auf der ersten Konferenz der Vertragsparteien wurde beschlossen, daß die Verpflichtung der Industrieländer, ihre Emissionen von CO<sub>2</sub> bis zum Jahr 2000 auf den Stand von 1990 zurückzuführen, nicht ausreicht. Außerdem wurde vereinbart, ein Protokoll oder ein anderes Rechtsinstrument zu schaffen, in dem Maßnahmen für den Zeitraum nach dem Jahr 2000 festgelegt werden. Dies führte zum Protokoll von Kyoto, das quantitative Ziele zur Begrenzung oder Reduzierung der Treibhausgasemissionen in den Konventionsstaaten vorsah<sup>16</sup> und zugleich die Instrumente zur Erreichung dieser Ziele definierte (vgl. /UNFCCC 2002a/); gemäß der Zieldefinition müssen die Industriestaaten (Annex I-Staaten) die gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen dieser Gruppe bis zum Zeitraum 2008-2012 um mindestens 5% - bezogen auf das Emissionsniveau im Jahr 1990 - reduzieren (vgl. /UNFCCC 2002b/). Die Reduktionsmenge wird in einem Annex B dieses Protokolls auf die einzelnen Länder ungleichmäßig verteilt: Beispielsweise muß die EU ihre Emissionen (jeweils bezogen auf das Emissionsniveau von 1990 und alle relevanten Treibhausgase betreffend) um 8 %, die USA um 7%, Japan um 6 % reduzieren. Für Rußland, Neuseeland und die Ukraine wurde kein Reduktionsziel festgelegt. Norwegen, Australien und Island dürfen ihre Emissionen sogar steigern (um 1, 8 bzw. 10 %).<sup>17</sup> Die EU macht von einem Schema Gebrauch, das im Protokoll als „bubble“ bezeichnet wird. Das Schema berechtigt die EU, das Reduktionsziel von 8 Prozent unter den Mitgliedstaaten nach eigenständigen Kriterien aufzuteilen.

Nur Konventionsstaaten, die auch Protokollstaaten werden (z.B. durch Ratifizierung des Protokolls), verpflichten sich zur Einhaltung der Protokollauflagen, vorausgesetzt allerdings, daß das Protokoll in Kraft tritt. Damit es in Kraft tritt, ist es erforderlich, daß 55 Konventionsstaaten das Protokoll ratifizieren, einschließlich Staaten aus Annex I des Protokolls, die 55 Pro-

---

<sup>16</sup> Diese Ziele sollen nach dem Inkrafttreten der Konvention rechtlich bindend sein.

<sup>17</sup> Weißrußland und die Türkei - Annex I Staaten der Konvention - werden in Annex B des Protokolls nicht aufgeführt, weil sie bei Annahme des Protokolls in Kyoto nicht Konventionsstaaten waren. Kasachstan bekam kein Emissionsziel in Annex B zugeordnet.

zent der CO<sub>2</sub>-Emission dieser Staatengruppe im Basisjahr Jahr 1990 beigetragen haben.<sup>18</sup> Diese Bedingung war Ende 2003 noch nicht erfüllt. Im November 2003 hatten noch nicht ausreichend viele Annex B-Staaten des Protokoll ratifiziert; die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Staaten, die ratifiziert hatten, darunter die EU und Deutschland, machte erst 44,2 % der CO<sub>2</sub>-Emission dieser Gruppe (im Jahr 1990) aus (vgl. /UNFCCC 2002c/).

Große Staaten wie Rußland, Australien und die Vereinigten Staaten hatten das Protokoll bis zum Jahr 2003 noch nicht ratifiziert. Die Vereinigten Staaten werden das Protokoll wohl auch in Zukunft nicht ratifizieren. Der Präsident der Vereinigten Staaten von Amerika hat im Jahr 2001 deutlich gemacht, daß das Protokoll „...fatally flawed in fundamental ways“ sei (s. /Bush 2001/). Er kündigte zugleich an, daß die Vereinigten Staaten - im Rahmen der Vereinten Nationen und auch sonst - mit Staaten der ganzen Welt an einer wirksamen und wissenschaftlich fundierten Antwort auf die Herausforderung der globalen Erwärmung arbeiten wollen. Diese Erklärung hat die Bereitschaft zur Annahme des Protokolls in denjenigen Staaten nicht gerade gefördert, die ohnehin Vorbehalte gegen das Protokoll hatten. Das Scheitern des Kyoto-Protokolls vor Augen haben diejenigen Staaten, die dem Protokoll Rechtskraft geben wollen, auf den nachfolgenden Klimakonferenzen den Versuch unternommen, die Verwirklichung der Ziele des Protokolls zumindest in den Staaten zu erreichen, die das Protokoll ratifiziert haben oder ratifizieren wollen. Obwohl zwischenzeitlich mehrere COP-Klimakonferenzen abgehalten wurden, ist dennoch immer noch nicht sicher, daß das Protokoll rechtsverbindlich wird.<sup>19</sup> Die Hoffnungen waren zuletzt auf die im Dezember 2003 in Mailand stattfindende neunte Vertragsstaatenkonferenz der Klimarahmenkonvention gerichtet. Sie müsse – so die Forderung der Umweltminister Frankreichs und Deutschlands – zugleich die erste Vertragsstaatenkonferenz des Kyoto-Protokolls sein.<sup>20</sup> Die durch diese Forderung offenbarte Hoffnung hat sich indes nicht erfüllt. Trotz diverser Fortschritte, z.B. im Bereich der projektbasierten Instrumente, stand die für das Inkrafttreten des Protokolls wichtige Ratifizierung Rußlands erst Ende 2004 fest.

---

<sup>18</sup> „The rules for entry into force of the Kyoto Protocol require 55 parties to the Convention to ratify (or approve, accept, or accede to) the Protocol, including Annex I Parties accounting for 55% of thatgroup’s carbon dioxid emission in 1990“ /UNFCCC 2002: 38/.

<sup>19</sup> Das Übereinkommen, das auf der COP 6b in Bonn im Jahr 2001 getroffen wurde, hat überwiegend die Ausgestaltung des Protokolls durch Regeln und Vorgehensweisen, die die Entwicklungsländer betreffen, die von einer Verpflichtung zur Emissionsreduktion freigestellt sind, zum Gegenstand. Außerdem sind darin Vereinbarungen zu den Instrumenten des Protokolls enthalten. Auf der 7. COP in Marakesch im November des Jahres 2001, gelang es ein Regelwerk zur Durchsetzung der Bestimmungen des Kyoto Protokolls zu verabschieden, dessen Fehlen bislang als Grund für eine Nicht-Ratifizierung gegolten hatte.

<sup>20</sup> Vgl. Kommunique des 12. Deutsch-Französischen Umweltrates am 27. Februar 2003 in Potsdam, S. 5; <http://www.bmu.de/files/kommunique12.pdf>

## 2.2 Ziele der Europäischen Union

Die EU und ihre 15 Mitgliedstaaten haben das Kyoto-Protokoll am 31. Mai 2002 ratifiziert. Die Ratifizierung des Protokolls durch die EU fußt auf der Entscheidung des Rates über die Genehmigung des Protokolls vom 25. April 2002 (vgl. /Rat 2002/). In Artikel 13 der Entscheidung des Rates heißt es: „Die Basisemissionen der Gemeinschaft und ihrer Mitgliedstaaten werden nicht vor dem Inkrafttreten des Protokolls festgelegt.“ Gleichwohl weist der Rat darauf hin (Artikel 12), daß er bereits in seinen Schlußfolgerungen vom 16. Juni 1998 die Beiträge der einzelnen Mitgliedstaaten zur Einlösung der „gesamten Emissionsreduzierungsverpflichtung der Gemeinschaft“ festgelegt hat. Diese Verpflichtungen sind in Tabelle I-1 aufgeführt.

**Tabelle I-1:** Emissionsbegrenzungs- oder -reduzierungsverpflichtungen der Europäischen Gemeinschaft und ihren Mitgliedstaaten gemäss Artikel 4 des Protokolls von Kyoto

Region	Verpflichtung zur quantifizierten Emissionsbegrenzung (in v.H. des Basisjahres oder -zeitraums) <sup>a</sup>
Europäische Gemeinschaft <sup>b</sup>	92,0
Belgien	92,5
Deutschland	79,0
Spanien	115,0
Irland	113,0
Luxemburg	72,0
Österreich	87,0
Finnland	100,0
Vereinigtes Königreich	87,5
Dänemark	79,0
Griechenland	125,0
Frankreich	100,0
Italien	93,5
Niederlande	94,0
Portugal	127,0
Schweden	104,0

<sup>a</sup> Gemäß Artikel 4 Absatz 1 des Kyoto-Protokolls. <sup>b</sup> Gemäß Anlage B des Kyoto-Protokolls.

Quelle: /Rat 2002/: Entscheidung des Rates vom 25. April 2002, (2002/358/EG). Amtsblatt der EG L 130/1 vom 15.5. 2002. Anhang II. Eigene Zusammenstellung.

Die Verpflichtungen der einzelnen Mitgliedsstaaten zur Emissionsreduktion reichen von einer Minderung um 28 % (Luxemburg) bis zu einem Emissionsanstieg von 27 %, der Portugal zugestanden wurde. Deutschland hat wie Dänemark einen Minderungsbeitrag von 21 % übernommen und nimmt in dieser Hinsicht eine Spitzenposition unter den EU-Mitgliedsstaaten ein. Die Kommission der EU (2000) hat, gestützt auf ihr Vorschlagsrecht für Gemeinsame Rechtsvorschriften am 08. März 2000, ein Europäisches Programm für den Klimaschutz (ECCP) vorgelegt. Es besteht aus zwei Teilen: Zum einen aus einer Initiative für Maßnahmen zur Reduzierung der Emissionen aus spezifischen Quellen (Energieversorgung, Haushalte, Industrie, Verkehr), zum anderen aus einem Vorschlag für die Einführung eines EU-internen

Systems für den Emissionshandel in den Bereichen Energie und industrielle Großanlagen (Grünbuch). Zu beiden Programmteilen sollen EU-weite Konsultationsverfahren mit den Mitgliedstaaten durchgeführt werden.

### 2.3 Ziele der Bundesrepublik Deutschland

Die Regierung der Bundesrepublik Deutschland hat im Jahr 2000 ein nationales Klimaschutzprogramm beschlossen. Sie erklärt darin, daß das Programm notwendig sei, um die internationalen Verpflichtungen zu erfüllen (vgl. /BMU 2000/). Bei diesen Verpflichtungen handelt es sich nicht um multilateral bindende, sondern um unilaterale Zusagen. Deutschland hat sich auf dem Berliner Klimagipfel (COP 1) im Jahr 1995 verpflichtet, seinen CO<sub>2</sub>-Ausstoß bis zum Jahr 2005 um 25 Prozent im Vergleich zu 1990 zu senken. Dieses Ziel hatte die (neue) Bundesregierung im Jahr 1998 bekräftigt. Im Nationalen Klimaschutzprogramm werden die folgenden – als anspruchsvoll bezeichneten – Ziele der Bundesregierung genannt:

- Minderung des Kohlendioxid-Ausstoß (CO<sub>2</sub>) in Deutschland bis 2005 um 25 Prozent gegenüber 1990; vom Jahr 2000 bis zum Jahr 2005 sind dies bis zu 70 Millionen Tonnen;
- Minderung der Emissionen der sechs Treibhausgase des Kyoto-Protokolls bis zum Zeitraum zwischen 2008 und 2012 gemäß Absprachen in der EU (Lastenverteilung) um 21 Prozent – bei CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O gegenüber dem Basisjahr 1990 und bei H-FKW, FKW und SF<sub>6</sub> gegenüber dem Jahr 1995.

Darüber hinaus erklärt die Bundesregierung in ihrem Programm, daß sie „... *erstmalig auch technologie- und energieträgerbezogene Ziele gesetzt [hat]*“ (vgl. /BMU 2000: S.II/). Diese Ziele sind:

- Verdoppelung des Anteils der erneuerbaren Energien bis 2010 gegenüber heute (2000) und weitere deutliche Steigerung des Anteils nach 2010,
- Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung durch eine Quotenregelung und
- Deutliche Steigerung der Energieproduktivität.

Diese Programmelemente sind nicht unmittelbar auf die Emissionsminderung gerichtet. Da sie nicht der Ebene der Primärziele zuzurechnen sind, könnten sie mittelbare Instrumente der Emissionsreduktion darstellen. Es fragt sich, ob es sich nicht vorrangig um sektorale Politikmaßnahmen handelt, die den Wertschöpfungsanteil der Aktivitäten erhöhen sollen.<sup>21</sup>

---

<sup>21</sup> Diese Vermutung wird gestützt durch ein Positionspapier der Bundesregierung aus dem Jahr 2002 – Perspektiven für Deutschland. Unsere Strategie für eine nachhaltige Entwicklung – in dem in einem Kapitel (D.I.2. Klimaschutz. Treibhausgase reduzieren.) die oben genannten Ziele wiederholt werden und in einem weiteren Kapitel (D.I.3. Erneuerbare Energien. Zukunftsfähige Energieversorgung ausbauen) das Ziel bekräftigt wird, den Anteil der erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch zu erhöhen. Als Gründe hierfür werden an erster Stelle die Erschöpfbarkeit der Energieträger Öl, Gas und Kohle und an zweiter Stelle die Emission von Treibhausgasen angeführt.

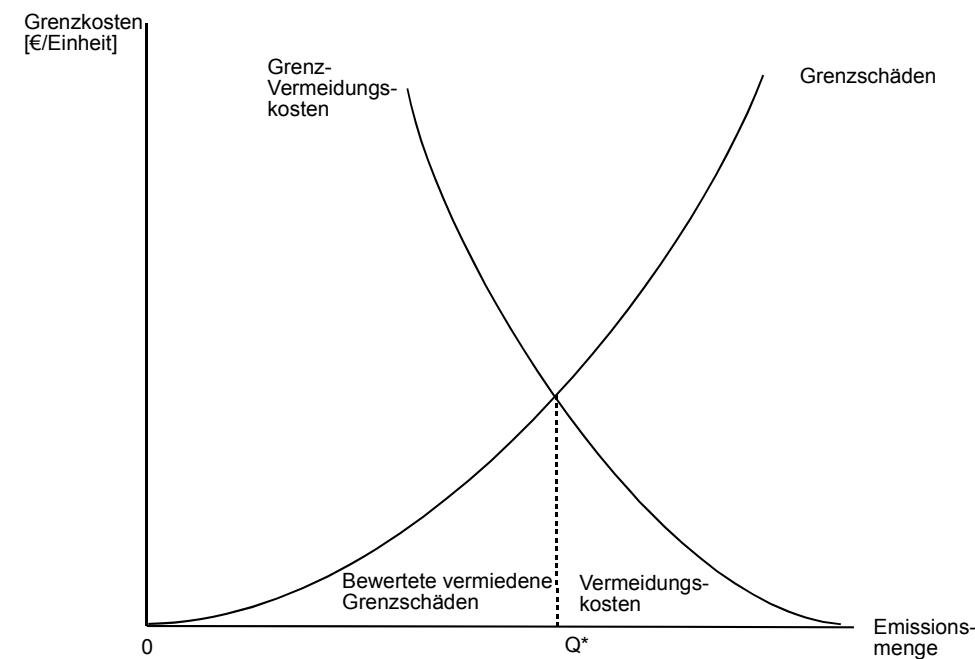


### 3 Theoretische Grundlagen der klimapolitischen Instrumentenwahl

#### 3.1 Vorbemerkung

Bei der Emission von Treibhausgasen kommt es darauf an, soviel wie (wohlfahrtsökonomisch) nötig - und nicht soviel wie möglich - zu vermeiden. Es gibt ein Optimum der Vermeidung von Treibhausgasen, das nach der herrschenden Theorie da liegt, wo die marginalen Kosten der Vermeidung gleich hoch sind wie die marginale Schäden (Abbildung I-1).<sup>22</sup> Die optimale Emissionsmenge ist bei  $Q^*$  gegeben.

**Abbildung I-1:** Optimum der Vermeidung von Treibhausgasen



Quelle: vgl. /Tietenberg 2003: 341/; eigene Grafik

Über die künftigen Schäden der Emission von Treibhausgasen gibt es Hypothesen, Vermutungen, deren Prognosequalität aber Zweifel ausgesetzt ist. Als Beleg für die Unsicherheit bei Prognosen der Klimaschäden mag das große Spektrum der quantitativen Schätzungen gelten (vgl. /IPCC III, 1996: 203/). Verschiedene Wissenschaftsdisziplinen versuchen zwar die Diagnose der Zusammenhänge von Emission und Schäden zu verbessern und auf diese Weise die Güte der Prognose künftiger Schäden anzuheben. Daß sie das Risiko der Fehlprognose ganz beseitigen können, ist allein deshalb schon auszuschließen, weil es Wissen über künftige Ereignisse nicht geben kann. Staatliche Instanzen, die negative Externalität privater Tätigkeit

<sup>22</sup> Abhängig von der Emissionsmenge an Treibhausgasen, die auf der Abszisse abgetragen ist, steigt der Grenzschaeden, abgetragen auf der Ordinatenachse. Hierzu kommt es, weil der Bestand an Treibhausgasen in der Atmosphäre mit zunehmender Emission steigt und der Schaden, der mit der Zunahme der Konzentration einhergeht, größer wird. Die Genzkosten der Vermeidung, abgetragen auf der Ordinatenachse, sind bei einem hohen Emissionsniveau von Treibhausgasen zunächst gering, sie steigen aber mit jeder weiteren Vermeidung der Emissionsmenge.

beseitigen wollen, können also nicht wissen, wie hoch die Schäden sind, die langfristig von einem bestimmten Emissionsniveau verursacht werden. Das Argument von der ungenügenden Information des Staates als Korrekturinstanz für Marktversagen läßt sich auch in Bezug auf die Kurve der Vermeidungskosten postulieren.

Um solche Informationsprobleme zu vermeiden hat Coase (1960) daher vorgeschlagen, daß sich der Staat die Marktkräfte zu nutze macht, um ein national begrenzt auftretendes Externalitätenproblem auf effiziente Weise zu lösen. Dazu sei es erforderlich, daß der Staat die Definition des Rechts auf Eigentum erweitert. Entweder der Staat weist den durch die Emission geschädigten Personen das Recht auf einen Zustand zu, der von Emissionsschäden frei ist oder er weist den Emittenten das Recht auf Emission schädlicher Stoffe zu. In Verhandlungen könnten Emittenten und Geschädigte Zahlungen vereinbaren, die für die Beeinträchtigung des Eigentumsrechts (auf emissionsfreie Luft) oder für den Verzicht auf das Emissionsrecht kompensieren. Bei einem internationalen Externalitätenproblem wie der Emission von Treibhausgasen ist die Coase-Lösung weniger attraktiv wegen der Kosten der internationalen Koordination und Durchsetzung der Rechte. Für die hier zu diskutierenden Strategien ist überdies die Kurve der marginalen Schäden unerheblich, weil das Reduktionsziel sozusagen exogen vorgegeben wurde.

Die EU und Deutschland haben sich einseitig dazu verpflichtet, Maßnahmen mit dem Ziel zu ergreifen, die Emission von CO<sub>2</sub> um eine bestimmte Menge zu reduzieren. Ob bei dieser Entscheidung hinreichend bedacht wurde, daß die Kurve der Vermeidungskosten in der EU oder in Deutschland nicht unabhängig vom Verhalten der übrigen Welt hinsichtlich der Emissionsvermeidung ist – wie auch umgekehrt die Kurve der Vermeidungskosten in den übrigen Regionen der Welt nicht unabhängig von der Vermeidungsstrategie in der EU ist – sei dahingestellt.<sup>23</sup> Nachdem die Reduktionsmengen von CO<sub>2</sub> in der EU und in Deutschland festgelegt waren, kam es darauf an, die Mittel für die Erreichung der Mengenziele auszuwählen. Welche Mittel ein Staat, wie z.B. Deutschland, nach der ökonomischen Theorie auswählen sollte, um die Reduktionsziele unter Beachtung von institutionellen und wirtschaftlichen Randbedingungen durchzusetzen, wird im folgenden dargestellt. Ist nicht allein Marktversagen sondern auch Staatsversagen für die Emissionen ursächlich, so sind bei der Mittelwahl auch Eingriffe ins Kalkül zu ziehen, die dem Staatsversagen entgegenwirken. Im folgenden geht es aber nur um die staatlichen Eingriffe bei Marktversagen, und zwar um Eingriffe, die eine kostenminimale Erreichung der Reduktionsziele ermöglichen sollen.

---

<sup>23</sup> Daß die Kurve der marginalen Vermeidungskosten in einer Weltregion von den Vermeidungsanstrengungen anderer Regionen unabhängig ist, wird von Ellermann und Decaux (1998) und anderen behauptet. Von Klepper und Peterson (2003) wurde gezeigt, daß die Kurve der marginalen Vermeidungskosten einer Region aufgrund des Zusammenhangs der Energiepreise von der Emissionsvermeidung in der übrigen Welt abhängt.



### 3.2 Das Kriterium der kostenminimierenden Allokation der Reduktionsziele

Nachdem Deutschland und die EU die Reduktionsziele beschlossen haben, kommt es für den Gesetzgeber darauf an, die Ziele mit möglichst geringen Kosten zu erreichen. Dies ist eine Anforderung, die sich aus dem Gebot der Wirtschaftlichkeit staatlichen Handelns ergibt. Da es in der EU und in Deutschland viele Emissionsquellen gibt und jede Quelle unterschiedliche Grenzkosten der Vermeidung aufweist, ist zu entscheiden, nach welchem Kriterium die Reduktionsziele auf die einzelnen Quellen aufgeteilt werden sollen. Die Theorie gibt auf die Frage, wie ein wohlfahrtsmaximierender Staat die angestrebte Reduktionsmenge auf die Quellen aufteilen soll, eine klare Anweisung: Die Grenzkosten der Vermeidung müssen nach der Aufteilung bei jeder Emissionsquelle gleich hoch sein.

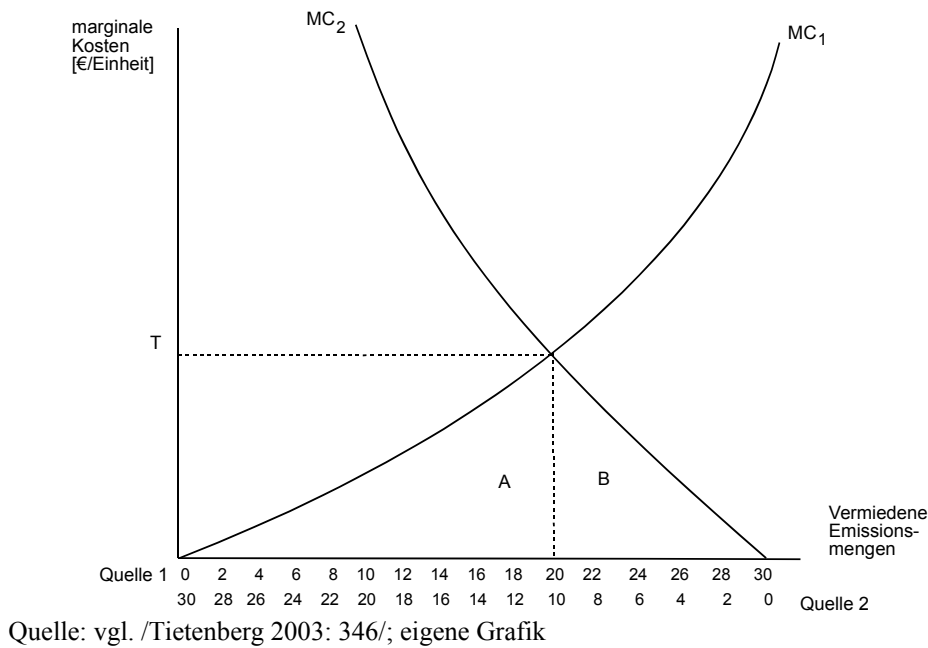
Diese Maxime kann am folgenden Beispiel (Abbildung I-2) erläutert werden: Die angestrebte Reduktionsmenge<sup>24</sup> sei 30 und soll auf zwei Emissionsquellen aufgeteilt werden, die insgesamt rund 60 t CO<sub>2</sub> emittieren. Die Quelle 1 hat Grenzvermeidungskosten gemäß  $MC_1$  und die andere, Quelle 2, gemäß der Kurve  $MC_2$ .<sup>25</sup> Die kostenminimale Allokation der Reduktionsmenge von 30 t auf die beiden Quellen ist bei T verwirklicht, dem Schnittpunkt der beiden quellenspezifischen Grenzkostenkurven der Vermeidung (Abbildung I-2). In Punkt T vermeidet die Emissionsquelle 1 insgesamt 20 Einheiten und die Quelle 2 insgesamt 10 Einheiten. Bei jeder anderen Allokation des Reduktionsziels wären die gesamtwirtschaftlichen Reduktionskosten, die Summe der Kosten der beiden Quellen, höher.

Damit der Staat das Reduktionsziel auf die einzelnen Quellen – unter Beachtung des Kriteriums der kostenminimalen Allokation – verteilen kann, ist es nicht notwendig, daß er die Grenzkosten jeder Emissionsquelle kennt. Fraglich ist, ob es diese Information überhaupt gibt. In Deutschland und den übrigen Mitgliedstaaten der EU gibt es eine Vielzahl von Unternehmen, Haushalten und eingesetzten Energieträgern mit ganz unterschiedlichen Emissionsmengen und Kosten der Emissionsvermeidung. Nicht jeder Emittent wird die Grenzkosten der für ihn günstigsten Vermeidungsoption kennen und andere, die die Grenzkosten kennen, werden nicht bereit sein, ihre Kenntnis dem Staat zu offenbaren.

---

<sup>24</sup> Im Falle Deutschlands beträgt sie bis zum Zeitraum 2008 bis 2012 rund 32,8 Mill. t CO<sub>2</sub> bei einer gesamten Emission von 993 Mill. t im Jahr 2001. European Environment Agency, Pressemitteilung, Kopenhagen, 6. Mai 2003. Quelle: <http://org.eu.int/documents>.

<sup>25</sup> Die Quelle 1 ist mit der Grenzkostenkurve  $MC_1$  auf der linken Ordinatennachse abgetragen und die Quelle 2 mit  $MC_2$  auf der (nicht eingezeichneten) rechten Ordinate.

**Abbildung I-2:** Kostenminimale Allokation der angestrebten Emissionsreduktion

Quelle: vgl. /Tietenberg 2003: 346/; eigene Grafik

Denn die Vermeidung von Emissionen von CO<sub>2</sub> ist mit Kosten verbunden; so sind von Unternehmensverbänden und von einzelnen Unternehmen Einwände gegen eine Politik der Emissionsvermeidung zu erwarten, besonders dann, wenn die Vermeidung durch Abgaben bewerkstelligt werden soll.<sup>26</sup> Wichtig für die Allokation der Reduktionsmengen auf die Emittenten ist die Kenntnis, wieviel CO<sub>2</sub> jede der Quellen emittiert und wieviel CO<sub>2</sub>-Emissionen gegebenenfalls reduziert werden. Sind die Informationen über die Emissionen der einzelnen Quellen nicht den Unternehmen und somit auch nicht dem Staat bekannt und verhält sich der Staat als wohlfahrtsmaximierender Planer, so empfiehlt die ökonomische Theorie für diesen Fall, ein System von Anreizen einzurichten. Dieses System hat nur den einen Zweck: es soll es für die Unternehmen lohnend machen, Emissionen zu vermeiden. Es hat sich in der Umwelttheorie für solche marktkonforme Anreizsysteme die Bezeichnung First-Best Instrumente durchgesetzt. Diese Anreizsysteme können Zertifikate für Emissionen (Emissionslizenzen) und Steuern auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen als Instrumente nutzen; statt Steuern kommen auch Subventionen für die Vermeidung von Emissionseinheiten in Betracht. Maßnahmen, die nicht direkt an den Emissionsquellen ansetzen oder Regulierungen, die durch Gebote, Verbote und Kontrolle ihrer Einhaltung eine Emissionsreduktion herbeiführen sollen, werden generell als Second-best Instrumente bezeichnet. Welchem der Instrumente der Gesetzgeber den Vorzug gibt, hängt nicht nur von den objektiven Vor- und Nachteilen der Instrumente im Hinblick auf die ge-

<sup>26</sup> Vgl. Franke (1990). Um die Kostenwirkung umweltpolitischer Instrumente abzuschwächen, könnten einzelne Unternehmen den politischen Instanzen falsche Informationen mitteilen, z.B. könnten sie höhere Grenzkosten angeben als sie sie tatsächlich vorausschätzen. Eine solche Fehlinformation könnte durch Zuordnung einer geringeren Reduktionsmenge belohnt werden. Gegen eine solches Verhalten müßte der Staat Vorkehrungen treffen.

benen wirtschaftlichen und technischen Rahmenbedingungen für die Emittenten ab.<sup>27</sup> Eine Rolle spielt unter anderem auch die von der Tradition geprägte Auffassung von den Aufgaben des Staates (vgl. /Frey et al. 1985/). Um die Erklärung des tatsächlichen Entscheidungsverhalten staatlicher Organisationen bemüht sich die positive Theorie der Politik (vgl. /Frey, Kirchgässner 2002/), die im folgenden jedoch außer Betracht bleibt.

### **3.3 First-best und Second-best Steuerungsinstrumente**

#### **3.3.1 Allokative Wirkungen**

Der Ausgangspunkt der Wirkungsanalyse der Instrumente ist ein klassisches Angebots-Nachfrage-Modell, dem unter anderem folgende Annahmen zugrunde liegen (vgl. /Fullerton 2001: 226 f./): Es herrscht Wettbewerb auf dem Markt für Erzeugnisse der Emittenten von CO<sub>2</sub> und auf allen anderen Märkten. Die Marktteilnehmer verhalten sich gewinnmaximierend und verfügen über Informationen über ihre Emissionsmengen. In ihr Entscheidungskalkül gehen die betrieblichen Vermeidungskosten ein; andere Kosten des Instrumenteneinsatzes, z.B. Anpassungskosten, bleiben zunächst außer Betracht.

Unter diesen vereinfachenden Annahmen können die Allokationseffekte der verschiedenen Instrumente zur Reduktion von Emissionen von CO<sub>2</sub> mit Hilfe des partialanalytischen Modells von Angebot und Nachfrage für einen wettbewerblich verfaßten Markt durchgeführt werden. Dabei bleiben allerdings die Nutzenwirkungen, die Änderungen von privaten und sozialen Grenzerträgen, außer Betracht, weil das Reduktionsziel exogen vorgegeben ist und jedes betrachtete Instrument technisch geeignet ist, das Reduktionsziel zu erreichen. Die hier untersuchten First-best-Instrumente sind: Emissionszertifikate und eine Steuer auf emittierte Mengen (bzw. mit einer Steuer äquivalente Subventionen für reduzierte Emissionsmengen<sup>28</sup>). Die Analyse der Second-best-Instrumente ist ganz überwiegend auf Regulierungen, d.h. Rechtsvorschriften, (mit Ge- und Verboten) für die Emissionstätigkeit oder den Einsatz und den Verbrauch von CO<sub>2</sub>-haltigen Erzeugnissen beschränkt.<sup>29</sup>

##### *3.3.1.1 Zertifikate*

Ist die Menge an CO<sub>2</sub> bekannt, die weniger emittiert werden soll, z.B. weil sie durch internationale Vereinbarungen vorgegeben ist, so bietet es sich an, für die maximale Emissionsmenge teilbare und handelbare Rechte in Form von Zertifikaten (oder Lizenzen) zu schaffen. Die

---

<sup>27</sup> Komplikationen können dadurch entstehen, daß Instrumente mehreren Zielen dienen sollen, und daß es deshalb zu Konflikten zwischen diesen Zielen und dem Ziel des Klimaschutzes kommen kann.

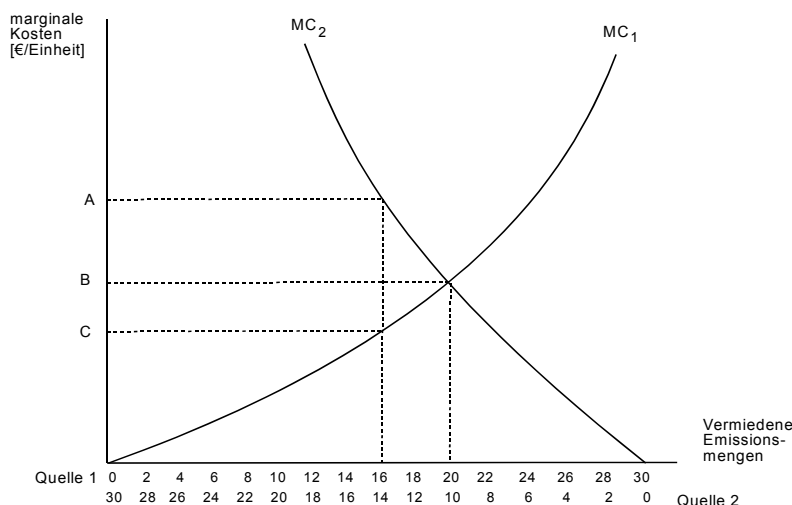
<sup>28</sup> Problematisch ist für den Fall der Subventionen die Festlegung einer Baseline der Emissionen, welche die Grundlage für die Zahlung einer Vergütung für verminderte Emissionsmengen darstellt.

<sup>29</sup> Am Rande wird auf moralische Appelle und „freiwillige“ Selbstbeschränkungen eingegangen.

Zertifikate können an Unternehmen meistbietend verkauft werden oder diesen zugeteilt werden. Überschreitet die Emission eines Unternehmens die ersteigerte oder zugeteilte zulässige Emissionshöhe so hat es hohe Strafen zu erwarten. Werden die Emissionszertifikate zugeteilt, so richtet sich die Höhe der zugeteilten Emissionsmenge zunächst an der von den einzelnen Unternehmen in einer vergangenen Periode emittierten Menge an CO<sub>2</sub> aus. Jedes Unternehmen erhalte Zertifikate in gleicher Proportion zu der von ihm in der Basisperiode emittierten Menge. Ein Zertifikat entspräche einer Einheit der Emissionsmenge. Es müßten also schon Meßeinrichtungen existieren, Meßergebnisse festgestellt und dem Staat bekannt sein. Der Staat kann die Menge der zertifizierten Emissionsmengen nach Bedarf verringern. Den Unternehmen ist es überlassen, den für sie kostengünstigsten Weg der Emissionsreduktion herauszufinden. Die Emissionszertifikate, die der Staat kostenlos<sup>30</sup> [alternativ, z.B. über Versteigerungen] an die Unternehmen verteilen kann, verbiefen neben dem Emissionsrecht zugleich das Recht, zertifizierte Emissionsmengen, die ein Emittent nicht durch seine tatsächliche Emissionen ausschöpft, an andere Emittenten zu übertragen, die wiederum das Recht haben, Emissionszertifikate zu erwerben. Sie werden bereit sein, solche Zertifikate zu erwerben, wenn die betrieblichen Kosten der Vermeidung je reduzierter Einheit höher als der Kaufpreis des Zertifikats sind.

Die typische Allokationswirkung der Zertifikate von CO<sub>2</sub>-Emissionen auf einem Markt, auf dem Unternehmen mit unterschiedlich hohen Grenzkosten der Emissionsvermeidung im Wettbewerb untereinander agieren, ist in Abbildung I-3 dargestellt. Es sei hinzugefügt, daß Wettbewerb auch auf den vor- und nachgelagerten Märkten herrscht. Die These soll begründet werden, daß es durch den Handel der Zertifikate zu einer gesamtwirtschaftlich kostenminimalen Vermeidung der CO<sub>2</sub>-Emissionen nach Maßgabe der Reduktionsvorgaben kommt.

**Abbildung I-3:** Kosteneffiziente Allokation einer Zertifikatslösung



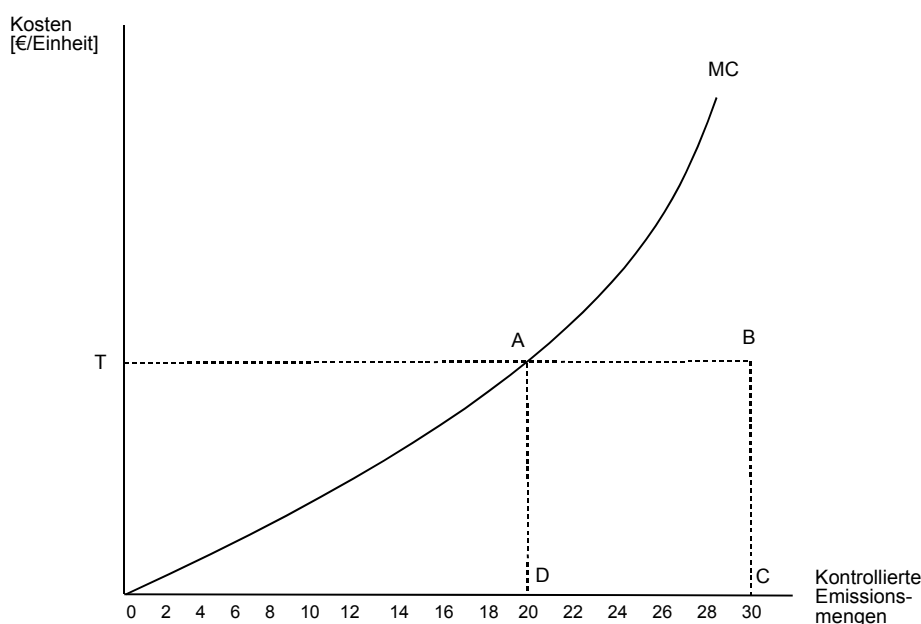
Quelle: vgl. /Tietenberg 2003: 350/; eigene Grafik

<sup>30</sup> Dieses Verfahren wird im allgemeinen als „Grandfathering“ bezeichnet.

Die Emissionsquelle 1, die 30 Einheiten emittiert - mit der Grenzkostenkurve der Vermeidung  $MC_1$  - erhalte Zertifikate in Höhe von 14 Emissionseinheiten, und muß daher 16 Einheiten reduzieren. Dagegen erhalte die Quelle 2 mit Grenzkosten der Vermeidung gemäß  $MC_2$  und Emissionen in Höhe von ebenfalls 30 Einheiten, 16 Zertifikate; sie muß ihre Emissionen um 14 Einheiten verringern. Die Grenzvermeidungskosten der zweiten Quelle sind höher als die der ersten Quelle; der Verlauf von  $MC_2$  ist steiler als der von  $MC_1$ . Die Quelle 2 könnte Geld sparen, wenn sie ein Zertifikat zu einem Preis kaufen könnte, der niedriger als A ist und die Quelle 1 könnte besser da stehen, wenn sie eine Einheit zu einem Preis verkaufen könnte, der höher als C ist. Da A größer als C ist, lohnt sich Arbitrage und demnach auch Handel. Es würden beim Handel so viele Zertifikate übertragen oder erworben bis Quelle 1 nur noch 10 Zertifikate hat und Quelle 2 über 20 Zertifikate verfügt; Quelle 1 müßte 20 Einheiten zu Grenzkosten von B und Quelle 2 müßte 10 Einheiten zu Grenzkosten von ebenfalls B reduzieren. Der Preis der Zertifikate betrüge B, weil dies der Grenzwert des Zertifikats für beide Emittenten ist. Da im Punkt B die Grenzkosten der Emissionsvermeidung bei den Emittenten gleich hoch sind, hat sich durch den Handel zugleich die kostenminimale Vermeidung der Emissionen (in Höhe von 30 Einheiten) eingestellt, ohne daß der Staat über irgendein Wissen bezüglich der Vermeidungskosten verfügen muß. Ein weiterer Vorteil ist es, daß ein vorgegebenes Mengenziel in jedem Fall erreicht wird.

### *3.3.1.2 Steuer und Subvention*

Der Staat kann durch eine Steuer – auf jede Einheit der emittierten Mengen von  $CO_2$  – oder durch Subvention – Zahlung eines Geldbetrages je reduzierte Einheit – Emittenten dazu anreizen, die emittierten Mengen an  $CO_2$  zu reduzieren. Im folgenden wird zuerst die Steuerlösung vorgestellt. Da die Steuer dafür sorgt, daß die Emission von  $CO_2$  für die Unternehmen Kosten verursacht, gibt es einen Anreiz Emissionen zu verringern und dadurch Kosten (Steuern) zu sparen. Ein gewinnmaximierender Emittent würde so lange Emissionseinheiten reduzieren, wie die ersparten Steuern größer als die Vermeidungskosten sind. Erst wenn die Grenzvermeidungskosten gleich hoch sind wie die Steuer je Emissionseinheit unterläßt er weitere Reduktionsanstrengungen. Dieses Entscheidungskalkül kann anhand von Abbildung I-4 illustriert werden. Die Menge des emittierten  $CO_2$  beträgt vor der Einführung der Emissionssteuer - in Höhe von T - 30 Einheiten. Die Steuer T ist höher als die Grenzkosten des Emittenten für die ersten 20 Einheiten der Emission. Durch die Vermeidung der Emission von 20 Einheiten würde er seine Kosten minimieren. Durch diese Emissionsvermeidung vermeidet der Emittent eine Steuerzahlung in Höhe der Fläche OTAD zu Vermeidungskosten in Höhe der Fläche OAD. Das betrachtete Unternehmen verursacht jedoch weiterhin 10 Emissionseinheiten, welche mit einer Steuerlast in Höhe der Fläche DABC verbunden sind. Bei der Marktkonstellation von Abbildung I-2 würde die Einführung der Emissionssteuer T den Emittenten der Quelle 1 zu einer Reduktion von 20 Emissionseinheiten und den Emittenten der Quelle 2 zu einer Reduktion von 10 Einheiten veranlassen.

**Abbildung I-4:** Allokationseffekt einer Steuerlösung

Quelle: vgl. /Tietenberg 2003: 348/; eigene Grafik

Es kommt also wie bei der Zertifikatslösung durch Einführung einer Emissionssteuer zu einer kostenminimalen Emissionsvermeidung, auch ohne daß der Staat die Vermeidungskosten der Emittenten zu kennen braucht. Wenn der Staat die Vermeidungskosten nicht kennt, bleibt die aus der Einführung einer Steuer resultierende Emissionsmenge ungewiß.

Eine Subvention der Emissionsreduktion – z.B. in Höhe von  $T$  – würde ebenfalls Emittenten anreizen, die Emission zu verringern, um die „Kosten“ der Emission, die durch Ausschlagen der Subvention (in Höhe von  $T$  je Reduktionseinheit) entstünden, zu vermeiden. Bei einer Konstellation wie in Abbildung I-4 angenommen – mit der Abweichung, daß  $T$  die Subvention und zugleich die Kosten der Emission darstellt –, würde ein Unternehmen Emissionsmengen von 20 Einheiten reduzieren, nicht mehr, weil von Punkt A an die Grenzvermeidungskosten die Subvention (die Kosten der Emission) übersteigen. Wie bei der Reduktion der Emission durch ein Steuer kommt es auch durch eine Subvention für die Emissionsreduktion zu einer kostenminimalen Reduktion aller Quellen auf einem Markt mit Wettbewerb, wie sich mit Hilfe von Abbildung I-2 leicht demonstrieren ließe. Welche Mengenreaktion die Subvention auslösen wird, ist dem Staat – wie bei der Steuer – nicht bekannt, so daß er das Reduktionsziel in einem Prozeß des Versuchs und Irrtums erreichen muß.

Sowohl für eine Steuer als auch eine Subvention (und entsprechend ebenso für eine Zertifikatslösung) ist es notwendig, daß der Staat durch Kontrollen feststellt, wie hoch die Emissionen bzw. Emissionsminderungsanstrengungen der Unternehmen tatsächlich sind. Eine umfassende Kontrolle aller Unternehmen erscheint ineffizient; in der umweltökonomischen Theorie

werden daher in diesem Zusammenhang stochastische Kontrollen vorgeschlagen, die mit Strafzahlungen verbunden werden (vgl. z.B. /Fullerton 2001/).

### 3.3.1.3 Regulierung

Der Staat könnte den Emittenten durch Rechtsvorschrift eine Emissionsreduktion auferlegen. So könnte er anordnen, daß alle Unternehmen die Emissionen um einen definierten prozentualen Reduktionssatzes verringern.<sup>31</sup> Nach einem solchen Standard müßten alle Unternehmen bezogen auf ihre Emissionen in einer Basisperiode prozentual gleich viele Einheiten CO<sub>2</sub> vermeiden. Viele andere Regulierungsinhalte sind denkbar: z. B. die Auflage, nur bestimmte Techniken bei der Verbrennung CO<sub>2</sub>-haltiger Energieträgern einzusetzen, oder die Auflage, CO<sub>2</sub>-haltige Energieträger durch CO<sub>2</sub>-freie Energien zu ersetzen, oder Auflagen, die die Konsumfreiheit einschränken. Hier wird die Vorschrift eines prozentualen Reduktionssatzes als ein Beispiel einer Regulierung näher betrachtet, die das Reduktionsziel unmittelbar ansteuert. In diesem Fall können die Effizienzverluste, die sich aus einer nicht kostenbasierten Regulierung ergeben am einfachsten aufgezeigt werden.

Zieht man die in Abbildung I-2 dargestellte Konstellation eines Marktes mit zwei Emissionsquellen heran, so könnte die Regulierung vorsehen, daß jede Quelle die Emission um 30 Prozent reduzieren muß. Quellen 1 und 2 müßten infolgedessen ihre Emissionen um jeweils 9 t verringern. Dabei würde die Quelle 2 weit höhere Kosten der Vermeidung als Quelle 1 zu tragen haben. Es wäre gesamtwirtschaftlich vorteilhafter, wenn die Quelle 1 eine (absolut) größere Menge an Schadstoffen reduzieren würde als Quelle 2. Eine Regulierung, die den Reduktionssatz individuell nach der Höhe der Grenzkosten der Emissionsvermeidung eines jeden Emittenten differenziert, wäre vorteilhafter. Sie steht aber nicht zur Wahl, weil die Regulierungsbehörde nicht über die Grenzkosten der Vermeidung informiert ist.

Immerhin könnte als Vorteil einer Regulierung, die eine Emissionsreduktion in bestimmter Höhe vorschreibt, angeführt werden, daß sie eine punktgenaue Zielerreichung ermöglicht. Diesen Vorteil weist allerdings auch das Instrument der handelbaren Zertifikate auf. Es unterscheidet sich aber dadurch vom Instrument der Regulierung, daß es das Kriterium der kostenminimalen Allokation des Reduktionsziels in jedem Falle gewährleistet. Diesem Kriterium würde zwar auch das Instrument der Steuer auf Emissionen und der Subventionen von Emissionsreduktionen genügen. Jedoch weiß die Regierung bei diesen beiden Instrumenten nicht im vorhinein, welche mengenmäßige Reduktionswirkungen sich einstellen werden. Es ist ein

---

<sup>31</sup> In den Anfängen der Immissionsgesetzgebung wurden prozentuale Höchstmengen von Inhaltsstoffen der Abluft aus Schornsteinen festgelegt. Das Ergebnis war, daß die Abluft aus Verbrennungsvorgängen mit Außenluft angereichert wurde und so der Standard der prozentualen Höchstmengen erfüllt wurde, und die Gesamtmenge der emittierten Schadstoffe nicht in dem vom Gesetzgeber erwarteten Umfang verändert wurde.

iterativer Prozeß unvermeidlich, um die Reduktionsmenge zu erreichen, die im Rahmen internationaler Vereinbarungen über den Klimaschutz zugesagt wurde.

### 3.3.2 *Dynamische Wirkungen*

Technischer Fortschritt auf der Ebene der Güter und der Produktionsverfahren ist in Industrieländern eine zentrale Determinante des wirtschaftlichen Wachstums. Ob staatliches Handeln die Höhe des gesamtwirtschaftlichen technischen Fortschritts und damit die Dynamik der wirtschaftlichen Entwicklung eines Landes (unter Bedingungen von Vollbeschäftigung) positiv beeinflussen kann, sei dahin gestellt. Auf Teilmärkten dürften politische Maßnahmen zur Förderung (und zur Behinderung) des technischen Fortschritts, instrumentell betrachtet, wirksam sein. Hier geht es um die Frage, welche Wirkungen die oben dargestellten Maßnahmen zur Erreichung der Reduktionsziele auf den technischen Fortschritt im Energiemarkt haben. Die Vermeidungsmaßnahmen sollten der Norm genügen, daß sie zumindest neutral in Bezug auf den technischen Fortschritt sind, d.h. ihn nicht behindern. Dieser Forderung genügen nicht alle drei beschriebenen Instrumente, wie im folgenden gezeigt werden soll. Es wird dieser Nachweis wiederum mit Hilfe des gleichen partialanalytischen Modells geführt, das bei der Analyse der Allokationswirkungen benutzt wurde.

Technischer Fortschritt bei der Nutzung von Ressourcen, durch die CO<sub>2</sub> freigesetzt wird, kann darin bestehen, daß der Einsatz dieser Ressourcen und damit auch die Emissionsmenge, die in einer festen Relation zum Ressourceneinsatz steht, verringert wird (Ressourcen sparender technischer Fortschritt). Technischer Fortschritt kann zum anderen darin bestehen, daß die Emissionsintensität (emittierte CO<sub>2</sub>-Menge je eingesetzte Ressourceneinheit) abnimmt; eine bislang feste Relation zwischen Ressourceneinsatz und Emissionsmenge wird dadurch eine variable Größe.<sup>32</sup>

Grafisch läßt sich die Wirkung des Ressourcen sparenden technischen Fortschritts als Verschiebung der Grenzkostenkurve der Emissionsvermeidung nach rechts darstellen (vgl. hierzu /Tietenberg 2003/). In Abbildung I-5 stellt MC<sub>0</sub> die Grenzkostenkurve eines Emittenten bei gegebenem Stand der Technik und T die Steuer je Emissionseinheit dar. Für einen Emittenten mit Grenzkosten der Emissionsvermeidung in Höhe von T oder weniger (und jeden anderen konkurrierenden Emittenten in gleicher Lage) würde es sich lohnen, nach technischen oder organisatorischen Möglichkeiten zur Senkung der Grenzkosten der Vermeidung zu suchen. Gelingt es ihm, durch Nutzung des technischen Fortschritt MC<sub>0</sub> nach MC<sub>1</sub> zu verschieben, so könnte er durch „freiwillige“ Emissionsreduktion Steuern (und Vermeidungskosten) in Höhe der Fläche A und B sparen. Diese Einsparmöglichkeit stellt einen Anreiz dar, exogenen technischen Fortschritt nutzbar zu machen oder technischen Fortschritt durch eigene Forschung und Entwicklung aktiv hervorzubringen. Der gleiche Anreiz zur Nutzung und Schaffung effi-

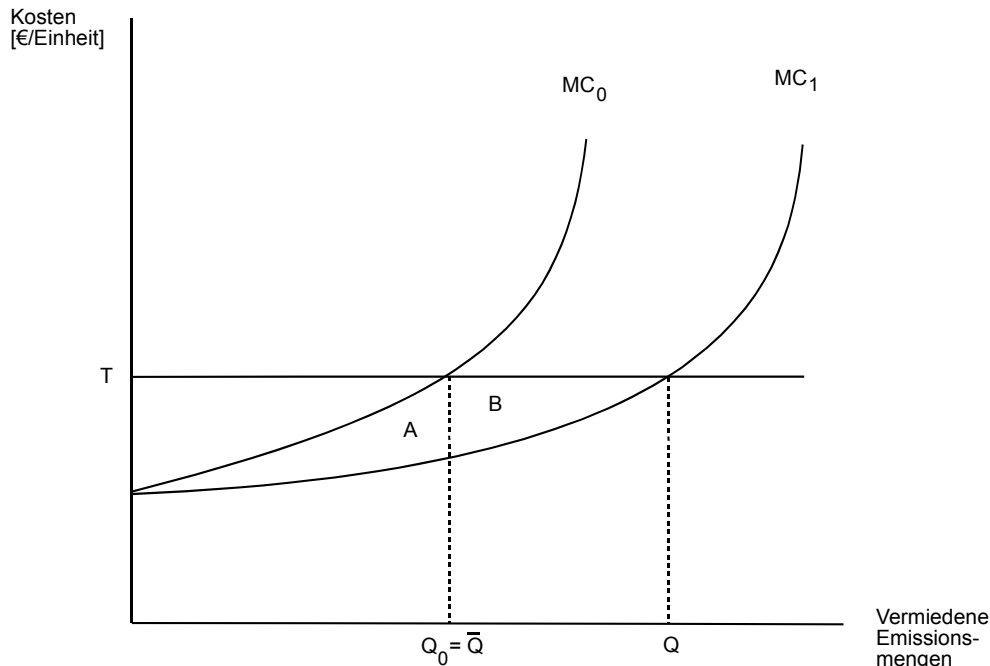
---

<sup>32</sup> Dies wäre möglich durch eine erfolgreiche großtechnische Abtrennung und Deponierung von CO<sub>2</sub>.



zienterer Vermeidungstechniken besteht in einem System handelbarer Emissionszertifikate. Nicht ausgenutzte Zertifikate, die durch den technischen Fortschritt verfügbar gemacht werden, können nämlich zum herrschenden Marktpreis (für Zertifikate) verkauft werden. Der erwartete Verkaufserlös stellt hier den Anreiz für die Nutzung des technischen Fortschritts dar.

**Abbildung I-5:** Kostenminimierender Technischer Fortschritt



Quelle: vgl. /Tietenbert 2003: 349/; eigene Grafik

Wird das Instrument der Regulierung eingesetzt, und z.B. eine für alle Emittenten gleich hohe Reduktion der Emissionen vorgeschrieben, so fehlte ein ökonomischer Anreiz, die Emissionen über das verordnete Maß hinaus zu senken. Denkbar ist, daß die Regulierungsbehörde selbst nach effizienteren Techniken forscht oder forschen läßt und im Erfolgsfalle den Emissionsstandard verschärft, d.h. die vorgeschriebene Reduktionsmenge erhöht. Ein betriebswirtschaftlicher Vorteil für die Emittenten wäre damit nicht verbunden. Eher werden Nachteile mit der Verschärfung der Reduktionsauflagen verbunden sein, die darin bestehen, daß die mit jeder Änderung der Technik einhergehenden betrieblichen Anpassungskosten die Emittenten zu tragen hätten. Da diese sich – wie unterstellt – gewinnmaximierend verhalten, werden sie im Regulierungssystem versuchen, die Kenntnis über neue Techniken geheim zu halten oder – falls dies ausgeschlossen ist – ungünstige Urteile über die neue Technik zu verbreiten.<sup>33</sup>

Das Mittel der Regulierung ist also nicht nur nach dem Kriterium der kostenminimalen Allokationseffizienz, sondern auch unter dem Aspekt der dynamischen Effizienz - unter den gegebenen Annahmen - den First-best-Instrumenten unterlegen. Dieser theoretisch abgeleitete Be-

<sup>33</sup> Vgl. /Bonus 1986: 355/; das „Schweigekartell der Oberingenieure“.

fund ist durch empirische Studien der Allokationswirkungen der dargestellten Instrumente gestützt worden.<sup>34</sup>

### **3.3.3 Weltmarkteffekte**

Reduktionsmaßnahmen auf Märkten von Ressourcen, deren Nutzung Emissionen von CO<sub>2</sub> – in einer festen Relation zum Ressourceneinsatz – freisetzen, haben zur Folge, daß in Höhe der bewirkten Emissionsreduktion der Verbrauch dieser Ressourcen (z.B. fossile Kohlenwasserstoffe wie Erdöl und Kohle) zurückgeht. Dies läßt die Preise der Ressourcen unter der Annahme eines „kleinen Landes“, das zugleich Importeur dieser Ressourcen ist, unberührt. Denn der Weltmarktpreis, der zugleich der Inlandspreis ist, bleibt unter dieser Annahme unverändert. Anders ist der Befund, wenn die Reduktionsmaßnahmen in einem Land eingeführt werden, für das die „großes Land“ Annahme der Außenhandelstheorie zutrifft. In einem solchen Fall ist wahrscheinlich, daß die Ressourcenpreise auf dem Weltmarkt sinken, weil die Emissionen - und damit die Nachfrage nach kohlenwasserstoffhaltigen Ressourcen - in dem großen Land zurückgehen. Dies wiederum läßt die Strategien der Emissionsvermeidung der anderen (kleinen) Staaten nicht unberührt. Soweit in diesen Staaten aufgrund des Rückgangs der Weltmarktpreise die inländische Nachfrage nach den Ressourcen steigt, nimmt auch die Emissionsmenge in diesen Staaten zu. Haben diese Staaten nach Inkrafttreten des Kyoto-Protokolls Reduktionsverpflichtungen zu erfüllen – oder sich selbst Reduktionsziele gesetzt –, so könnten sie zu einer Anpassung ihrer Reduktionsmaßnahmen gezwungen werden. Dieses Erfordernis träfe auf eine Vermeidungspolitik zu, die sich der Instrumente der Emissionssteuer, der Subvention der Vermeidung oder der Regulierung bedient. Steuer und Subvention müßten erhöht und die Regulierung verschärft werden.

### **3.3.4 Anpassungskosten und Verteilungswirkungen**

Eine Eigenschaft der bisherigen Analyse der Allokationswirkungen der verschiedenen Reduktionsinstrumente besteht darin, daß Kosten des Übergangs von einem Ausgangszustand zum Endzustand nach Einsatz der Instrumente nicht berücksichtigt wurden. Dies hängt u.a. mit der Annahme zusammen, daß auch auf den vor- und nachgelagerten Märkten Wettbewerb herrscht und sich die Märkte an die neuen Rahmenbedingungen sofort anpassen. In gleicher Weise gilt für die Produktionsfaktoren die Annahme, daß sie zu den gegebenen Preisen mobil sind. Nach diesen Annahmen sind daher im neuen Gleichgewicht alle Produktionsfaktoren wiederum vollbeschäftigt. Zwar werden in den CO<sub>2</sub>-emittierenden Bereichen aufgrund der Verringerung der Produktion – durch Zertifikate, Steuern oder Regulierung – Produktionsfak-

---

<sup>34</sup> Die Kosten der typischen Form der Regulierung der Emissionsreduktion sollen das Sechs- bis Zehnfache der Kosten der First-best-Instrumente ausmachen, vgl. die Literaturübersicht bei /Cropper, Oates 1992/.

toren (Boden, Kapital und Arbeit) freigesetzt. Jedoch werden diese Faktoren in den übrigen Wirtschaftsbereichen zu gegebenen Preisen absorbiert. Nur die Vermeidungsmaßnahmen in einem „großen Land“, die einen Rückgang der Preise für kohlenwasserstoffhaltige Ressourcen verursachen, könnten die Preisrelationen zugunsten der übrigen Wirtschaftsbereiche verbessern. Bei Einsatz des Instruments der Zertifikate ist ein solcher Effekt eher zu erwarten als bei Anwendung einer Steuer; die Regulierung dürfte in dieser Hinsicht dem Zertifikat ähnlich sein.

In der Wirklichkeit sind die Produktionsfaktoren nicht vollständig mobil, z.B. weil sie nicht homogen, somit nicht beliebig austauschbar sind, oder weil die Preise der Faktoren nicht beweglich sind. Arbeitskräfte, die aus dem schrumpfenden Energiesektor freigesetzt werden, finden wahrscheinlich nicht alle zum bisherigen Lohn und am gleichen Ort eine neue Arbeitsstelle. Sie müssen neues Wissen und neue Fertigkeiten erwerben, bereit sein, zu einem neuen Ort ihres neuen Arbeitgebers umzuziehen und möglicherweise auch einen niedrigeren Lohn in Kauf nehmen. Ist der Arbeitsmarkt kartelliert und herrschen Mindestlohnregelungen vor, so mag die Stellensuche vergeblich sein. Anteilseigner von Unternehmen, deren Sachvermögen nach Einsatz der Instrumente zur Emissionsreduktion teilweise abgeschrieben werden muß, mögen Kapitalverluste erleiden. Die Freisetzung von Produktionsfaktoren ist demnach mit Kosten verschiedener Art verbunden, die nicht im bisherigen einfachen Modell, sondern nur außerhalb erfaßt werden können. Diese Kosten der Anpassung, die kurzfristiger und zumindest mittelfristiger Natur sein mögen, schmälern die langfristigen Allokationsgewinne aus einer Verringerung der negativen Externalität, sie heben diese aber nicht auf. Dennoch spielen gerade diese kurzfristigen Effekte im politischen Prozeß der Instrumentenwahl eine große, vielleicht sogar eine zentrale Rolle.

Von wesentlicher politischer Bedeutung sind auch die Verteilungswirkungen der eingesetzten Instrumente. Vermeidungsmaßnahmen können die privaten Haushalte je nach Haushaltstyp unterschiedlich stark belasten (s. /Weber 1999/). Unproblematisch dürften nur die Wohlfahrtsgewinne in Form der verringerten negativen Externalität sein. Alle Wirtschaftssubjekte – Konsumenten und Produzenten – profitieren davon. Über die Wirkungen der Instrumente auf der Ebene der privaten Nutzen und Kosten könnte sich dagegen im politischen Raum eine kontroverse Debatte entfalten. Bei Anwendung des Instruments der Steuer könnte die Frage der Inzidenz aufkommen. Wird eine Überwälzung der Steuer auf die Konsumenten vermutet, so wird diskutiert werden, ob untere Einkommensgruppen nicht überdurchschnittlich stark im Vergleich zu den oberen Gruppen belastet werden (vgl. /Weber 1999/). Ähnliche Fragen dürften laut werden, wenn es im Gefolge von Regulierung zu einer Erhöhung der Preise bestimmter Güter kommt.

### 3.3.5 *Grenzen der Instrumente*

Die oben dargestellten drei Grundformen der Instrumente zur Reduktion der Treibhausgase sind hinsichtlich ihrer Wohlfahrtseffekte nicht unumstritten. Neben Einwänden aus dem Bereich der Wissenschaft gibt es auch politisch begründete Vorbehalte, z.B. solche, die die Durchsetzbarkeit der Anreizinstrumente betreffen. An Akzeptanz der Anreizinstrumente scheint es bei den Entscheidungsträgern in Deutschland allerdings zu mangeln. Hierfür spricht schon der Befund, daß in Deutschland andere Instrumente vor herrschen (vgl. hierzu Teil II). Was die wissenschaftlichen Einwände gegen Anreizinstrumente betrifft, so ist zu unterscheiden zwischen Kritik am partialanalytischen Gleichgewichtsmodell und Kritik, die auf Ergebnisse von empirischen Tests des theoretischen Modells gestützt wird. Die Abstraktion des oben angewandten Modells von der ökonomischen und politischen Wirklichkeit fordert dazu heraus, die Annahmen zum Zweck der Annäherung an die Wirklichkeit zu variieren. Im folgenden werden Ansätze vorgestellt, in denen die Annahmen des Modells verändert wurden. Es wird anschließend dargestellt, wie die Modifikation der Modellannahmen sich auf die Bewertung der Vorteilhaftigkeit der Instrumente auswirkt.

Was die Modellannahmen für die externen ökonomischen Bedingungen des untersuchten Marktes anbetrifft, so kann größere Realitätsnähe schon dadurch gewonnen werden, daß Wirtschaftswachstum, Inflation und technischer Fortschritt berücksichtigt werden. Weiterhin sind Unvollkommenheiten des Marktes bei der Bewertung der Reduktionsinstrumente in Betracht zu ziehen. Zu prüfen ist, welche Konsequenzen dies für die Wahl der Instrumente durch einen wohlfahrtsmaximierenden politischen Entscheidungsträger haben könnte. Auch die Annahme eines wohlfahrtsmaximierenden sozialen Planers ist zu lockern. Sie wird ersetzt durch die Annahme eines asymmetrisch informierten Entscheidungsträgers in der repräsentativen Demokratie, dessen Zielfunktion mit der Zielfunktion eines wohlfahrtsmaximierenden sozialen Planers nicht übereinstimmt. Sind in einer Volkswirtschaft institutionelle Rahmenbedingungen vorhanden, die im allgemeinen die Anreize verzerren und Abweichungen vom gesamtwirtschaftlichen Optimum verursachen, so könnte auch dies das Urteil über die Vorteilhaftigkeit der einzelnen Instrumente erschweren oder verändern.

#### 3.3.5.1 *Änderungen externer Bedingungen*

Wirtschaftswachstum, technischer Fortschritt oder Inflation können die Skala der relativen Vorteilhaftigkeit der Instrumente verändern. So hat Wirtschaftswachstum c.p. auch eine Zunahme der Zahl der Quellen oder Emittenten der Treibhausgase in Gefolge, die sich unterschiedlich auf die Zielbeiträge der verschiedenen Instrumente auswirkt (vgl. /Butler, Mahler 1982/). In einem System von Zertifikaten käme es zu einer Ausweitung der Nachfrage nach Zertifikaten, die deren Preise steigen läßt. Jedoch bliebe die Menge der emittierten Gase gleich. Ein Handlungsbedarf für den Staat ergäbe sich im Falle eines gegebenen Reduktionsziels nicht. Anders ist dies in einem System der Emissionssteuer. Hier wäre der Staat zu einer

Erhöhung des Steuersatzes gezwungen, um dem wachstumsbedingten Anstieg der Emissionen entgegenzuwirken. Die alten Emittenten vermeiden zu dem gegebenen Steuersatz eine gleich bleibende Menge an Treibhausgasen, während die neuen Quellen, die ebenfalls der Steuer unterliegen, die Menge emittierter Gase erhöhen.

Inflation, die auch die Vermeidungskosten aufbläht, würde in einem Zertifikatssystem die Preise der Zertifikate steigen lassen und neutral in Bezug auf die Menge der vermiedenen Emissionen wirken. In einem Steuersystem dagegen würde Inflation den Anreiz zur Vermeidung von Emissionen vermindern, weil der Realwert der Steuer sinkt. Um diesem Effekt entgegen zu wirken, müßte der Steuersatz angehoben werden um ein gegebenes Reduktionsziel zu erreichen.

Technischer Fortschritt in der Vermeidungstechnologie wiederum bewirkt im System der Emissionsteuer (oder der Vermeidungssubvention) eine Zunahme der Vermeidungsanstrengungen. Denn dieser Fortschritt macht – wie oben ausgeführt – Vermeidung zum Zweck der Steuerersparnis (Subventionserhöhung) lohnend. Was die Gleichheit der beiden First-best Instrumente hinsichtlich ihrer Beiträge zur Erreichung der vorgegebenen Reduktionsziele anbetrifft, kommt es also sehr auf die Art und Weise an, mit der die staatlichen Organe auf die Änderung der externen Bedingungen reagieren. Demokratische Entscheidungssysteme zeichnen sich durch Abläufe aus, die langsamer sind als marktliche. Dies spricht für die Überlegenheit des Zertifikatssystems. Auch in Regulierungssystemen sind Anpassungen der Normen an die Veränderungen der externen Bedingungen notwendig. Sie würden normalerweise verzögert erfolgen - wie im Falle des Steuersystems.

### *3.3.5.2 Unvollkommenheiten der Politik in der repräsentativen Demokratie*

Die Existenz eines wohlfahrtmaximierenden Planers, der, wenn nicht über vollständige Information, so doch über die gleiche Information wie die Wirtschaftssubjekte verfügt, ist durchaus zu hinterfragen und wird im folgenden aufgegeben. Statt dessen wird angenommen, daß die Entscheidungsträger in der repräsentativen Demokratie bzw. in den Organen dieser Demokratie – Legislative, Exekutive und Judikative –, nicht über die gleichen Information wie die Emittenten verfügen und die Wirkungen ihrer Maßnahmen nicht im vorhinein kennen. Um symmetrisch informiert zu sein, sind sie auf zusätzliche Maßnahmen zur Informationsbeschaffung angewiesen. Ein symmetrischer Informationsstand ist erforderlich, damit die oben diskutierten First-best Instrumente angewendet werden können. Möglicherweise können in einem Szenarium mit asymmetrischer Information Regulierungsformen identifiziert werden, die zur Erreichung der Reduktionsziele ökonomisch vorteilhaft sind.

Wissen die Emittenten mehr über die Emissionsmengen, ihre Vermeidungskosten oder die kostengünstigste Vermeidungstechnik als die staatlichen Organe, so hat dies Konsequenzen für die Gestaltung der Vermeidungspolitik. Welches Instrument auch betrachtet wird, in jedem Fall setzt eine Politikentscheidung Informationen über die Menge der Emissionen der

Unternehmen und Haushalte voraus, die die Entscheidungsträger sich beschaffen müssen. Wird die Angabe von Informationen angeordnet, so werden nicht notwendigerweise alle Befragten wahre Informationen liefern. Denn durch unwahre Angaben, z.B. über die Emissionen, könnten sich einzelne Befragte betriebliche Vorteile verschaffen. Die Organe des Staates sind zu weiteren Politikmaßnahmen gezwungen, um einem solchen Verhalten entgegen zu wirken. Als solche Maßnahmen kommen in Betracht: die Anordnung, normierte Meßverfahren für Emissionen einzuführen, Stichproben (zur Kontrolle der betrieblichen Angaben) durchzuführen oder Strafen bei Verstößen gegen die Rechtsvorschriften einzuführen. Alle drei Maßnahmen sind mit Kosten verbunden, die ganz überwiegend von den Emittenten zu tragen wären. Diese sekundären Kosten der Emissionsvermeidung sind den primären Kosten der Vermeidung hinzuzurechnen. Sie verändern – technisch gesprochen – die Lage oder Steigung der Kurve der Vermeidungskosten. Es bietet sich an nach Vermeidungsinstrumenten zu suchen, die die gesamten Kosten möglichst gering halten.

Eine Alternative zu den oben dargestellten Maßnahmen zur Emissionsreduktion stellte eine Maßnahme dar, die den Verbrauch (Einsatz) an kohlenwasserstoffhaltigen Ressourcen beschränkt - und nicht etwa die Emissionen von CO<sub>2</sub>. Kann das Verhältnis zwischen Ressourceneinsatz und Emissionen von CO<sub>2</sub> als konstant angenommen werden, so ist mit jeder vermiedenen Menge an kohlenwasserstoffhaltigen Ressourcen auch die Reduktion einer fixen Menge an CO<sub>2</sub>-Emissionen verbunden. Eine Steuer auf den Einsatz der kohlenwasserstoffhaltigen Ressourcen könnte dann die gleiche Wirkung wie eine Steuer auf die Emission haben. Allerdings könnte es kostengünstiger sein, den Ressourcenverbrauch bei den Erzeugern, Importeuren oder Verwendern im Inland zu erfassen als die Emissionsmengen. Denn in Deutschland und in der übrigen EU beispielsweise fallen die benötigten Angaben ohnehin bei der Steuererhebung an. Denkbar wäre auch, daß die Zertifikate nicht Emissionsmengen, sondern Mengen an kohlenwasserstoffhaltigen Ressourcen verbiefen, die verbraucht werden dürfen. Auch das Instrument der Regulierungen ließe sich zum Zweck der Beschränkung des Ressourceneinsatzes einsetzen. Ein Beispiel hierfür wäre eine Vorschrift, die eine maximale Verbrauchsgrenze für Kraftstoffe beim Betrieb von Kraftfahrzeugen festsetzt oder die den Ersatz von fossilen Energieträgern durch erneuerbare Energien bestimmt.

### 3.3.5.3 *Sonstiges*

- Staatliche Marktstörungen

Die Entscheidungsträger in repräsentative Demokratien könnten dazu neigen, die Staatstätigkeit – und damit auch Steuern und Abgaben – über das Optimum hinaus auszudehnen. Ist dies der Fall, so gibt es signifikante volkswirtschaftliche Kosten (Excess burden) von Steueranhebungen (vgl. /Browning 1987/). Unter diesen Bedingungen könnte auch die Einführung einer Emissionssteuer mit weiteren gesamtwirtschaftlichen Einbußen bei Konsum, Produktion und Beschäftigung verbunden sein. Zu den Kosten der Emissionsvermeidung kämen noch volks-

wirtschaftliche Kosten der Steuer hinzu. Allerdings haben auch Zertifikate und Regulierungen Preis- bzw. Kosteneffekte, die in einer Volkswirtschaft mit zu hohem Staatsanteil zu einem weiteren Rückgang von gesamtwirtschaftlicher Produktion und Konsumtion führen können. Weitere Störungen der Märkte durch den Staat können Subventionen und Rechtsvorschriften bewirken, die nicht dem Angebot öffentlicher Güter oder der Verminderung negativer externer Effekte privater Produktion dienen. Solche Störungen können den Bereich der Produktion und Verwendung von kohlenwasserstoffhaltigen Ressourcen selbst oder die vor- und nachgelagerten Märkte betreffen. Sind die Verzerrungen der Anreiz-, Preis- und Kostenstrukturen nur groß genug, so wird es schwierig, die Wirkungen von Maßnahmen zur Emissionsvermeidung partialanalytisch abzuleiten und danach die relative Vorteilhaftigkeit der einzelnen Instrumente zu bestimmen. Ein Diagnoseproblem eigener Art tritt auf, wenn die Annahme vom wohlfahrtsmaximierenden Entscheidungsträger aufgegeben wird und Eigennutzenmaximierung der Politiker unterstellt wird. In einem Modell mit dieser Annahme können sich Maßnahmen für den Entscheidungsträger als vorteilhaft erweisen, auch wenn sie es in dem Modell mit einem wohlfahrtsmaximierenden Planer nicht wären. Durch einen Vergleich der jeweiligen Allokationseffekte der beiden Entscheidungskalküle ließen sich Anhaltspunkte für die volkswirtschaftlichen Kosten der Eigennutzmaximierung gewinnen.

- Private Marktverzerrungen

Zusammenschlüsse oder Absprachen von Unternehmen in der Produktion und Verwendung von kohlenwasserstoffhaltigen Ressourcen mit dem Ziel, die Preise über den Wettbewerbspreis hinaus anzuheben, stellen Beeinträchtigungen des Wettbewerbs dar, die hier als private Marktstörungen bezeichnet werden. Die Monopol- oder Kartellpreise bewirken einen Rückgang der Nachfrage nach kohlenwasserstoffhaltigen Ressourcen und damit auch einen weitgehend proportionalen Rückgang der Emission von Treibhausgasen. Die Preispolitik des Kartells der Erdöl exportierenden Länder (OPEC) oder die Politik von Unternehmen mit Preissetzungsmacht in den Öl importierenden Ländern stellen, so gesehen, in Bezug auf das Ziel der Emissionsvermeidung, Substitute zu staatlichen Maßnahmen der Emissionsvermeidung dar. Bei der Gestaltung der Vermeidungspolitik – auch bei der Wahl der Instrumente – könnten die Entscheidungsträger geneigt sein, solche privaten Marktstörungen zu ignorieren. Bei Erhöhung des Kartellpreises für Erdöl wird dann die Gefahr virulent, daß es bei unverändertem Instrumenteneinsatz zu einem zu starken Rückgang der Emissionen und der Nachfrage nach Erdöl kommt.

- Absprachen

Ein Sonderfall stellt eine Absprache eines Verbandes von Unternehmen dar, die dieser mit der Regierung über die Emissionen von Treibhausgasen trifft. Diese Absprache kann eine Selbstverpflichtung des Verbandes zur Vermeidung von Emissionen und – im Gegenzug eine Verpflichtung der Regierung zum Unterlassen von Entscheidungen, die dem Verband nicht genehm sind. Solche Vereinbarungen haben nachteilige Allokationswirkungen: Kohlhaas, Präto-

rius (1994) und Rennings et al. (1996) nennen als Nachteil, daß die Durchsetzung der Selbstverpflichtung des Verbandes unvollkommen ist, weil der Verband gegenüber den einzelnen Mitgliedern nicht über das Maß an Autorität verfügt, die der Gesetzgeber hat. Ein anderer Nachteil besteht darin, daß die Selbstverpflichtung der Regierung den Gesetzgeber i.d.R. daran hindert, Rechtsvorschriften mit aus wohlfahrtstheoretischer Sicht bestmöglichen Instrumenten der Vermeidung zu erlassen.

### **3.4 Zwischenbewertung**

Der Charme der First-best-Instrumente beruht in der Eigenschaft, daß sie es den Marktteilnehmern überlassen, die kostengünstigsten Wege zur Internalisierung der negativen Externalität – im Gewand einer Emissionsteuersteuer (Emissionssubvention) oder eines Emissionsrechts – herauszufinden. Dem Staat bleibt nur die Aufgabe, zwischen den beiden Instrumenten und über ihre Dosierung nachzudenken und zu entscheiden. Die Lösung des Externalitätenproblems durch First-best Instrumente ist unter idealtypischen Modellannahmen vollkommen. Bei einer Annäherung der Modellannahmen an die Realität zeigt sich, daß die Ergebnisse weniger vollkommen sind und wirtschaftspolitisch nachgeholfen werden muß. Freilich finden auch die Anwendung von Second-best-Instrumenten, die im Gewand einer Regulierung den Marktteilnehmern technische Auflagen für Angebot und Nachfrage vorschreiben, nicht unter idealtypischen Bedingungen statt. Ihr Charme aus Sicht der Politiker ist darin begründet, daß sie mehr Handlungsbedarf und Posten im Staatssektor erfordern. Sie kommen deshalb solchen Politikern entgegen, die für mehr Staat sind. Da es im Fall der Treibhausgase um eine internationale Externalität geht, die eine internationale Lösung verlangen, zeigt sich ein großer Vorteil der First-best-Instrumente: Die First-best-Instrumente verlangen keine zusätzliche internationale Behörde mit vielen Bediensteten. Mit einem Eintreten hierfür würden sich im nationalen Wettbewerb der Parteien kaum zusätzliche Wählerstimmen gewinnen lassen.

Im folgenden Kapitel wird eine Übersicht darüber gegeben, für welches institutionelle Arrangement sich die Staaten entschieden haben. Zunächst geht es um die international vereinbarten Prinzipien und Instrumente der Emissionsvermeidung und anschließend um die Umsetzung der international eingegangenen Reduktionsverpflichtungen in Vermeidungsinstrumente auf europäischer Ebene und auf nationaler Ebene in der Bundesrepublik Deutschland.



## 4 International und national definierte Instrumente der Klimapolitik

### 4.1 Instrumente entsprechend der Klimakonvention der Vereinten Nationen

Die Konvention zum Klimawandel hat Prinzipien aufgestellt, die die Vertragsparteien bei ihrer Klimapolitik beachten müssen. Ein Prinzip besagt, daß alle Maßnahmen gegen die Klimaerwärmung wirtschaftlich sein müssen, so daß sie weltweiten Nutzen zu möglichst geringen Kosten gewährleisten<sup>35</sup>. Im weiteren Verhandlungsprozeß hat es enumerative Konkretisierungen von Maßnahmen gegen den Klimawandel gegeben, ohne daß jeweils deutlich wird, ob in jedem Fall das Kriterium der Wirtschaftlichkeit erfüllt wird. In Artikel 2 des Kyoto-Protokolls<sup>36</sup> der 3. Vertragsstaatenkonferenz (COP 3) zur Klimarahmenkonvention werden Maßnahmen aufgezählt, die die Industrieländer (Vertragsparteien in Anlage I) im Inland oder im Ausland entsprechend ihren nationalen Gegebenheiten zur Erfüllung der Emissionsbegrenzungs- und Emissionsreduktionsverpflichtungen umsetzen oder ausgestalten können. Für das Inland sind acht Maßnahmen vorgesehen, die sich vor allem in ihrem ordnungspolitischen Charakter unterscheiden. Für die Charakterisierung dieser acht und anderer Maßnahmen werden drei Kategorien gebildet, denen die Maßnahmen zugeordnet werden: (1.) Weniger Staatsinterventionen, (2.) Anreize für Emissionsvermeidung und Bindung von CO<sub>2</sub> (bei Nutzung der Lenkungs- und Kontrollmechanismen des Wettbewerbs) und (3.) Mehr Staatstätigkeit (und Regulierung). Die zur Auswahl stehenden acht Maßnahmen der UN lassen sich den drei Kategorien wie folgt zuordnen:

- Kategorie (1.): Weniger Staatsinterventionen.
  - „Fortschreitende Verringerung oder schrittweise Abschaffung von Marktverzerrungen, steuerlichen Anreizen, Steuer- und Zollbefreiungen und Subventionen (die im Widerspruch zum Ziel des Übereinkommens stehen) in allen Sektoren, die Treibhausgase emittieren“
- Kategorie (2.): Anreize für Emissionsvermeidung und Bindung von CO<sub>2</sub>
  - Ermutigung zu geeigneten Reformen in maßgeblichen Bereichen mit dem Ziel, Emissionen zu begrenzen oder zu reduzieren

---

<sup>35</sup> „...the Convention calls for policies and measures to deal with climate change to be cost-effective, so as to ensure global benefits at the lowest possible cost“ /UNFCCC 2002/. Der Text in der Konvention, auf den hier Bezug genommen wird, steht in Artikel 3 (Principles), 3. Absatz. Er lautet: *“The Parties should take precautionary measures to anticipate, prevent or minimize the causes of climate change and mitigate its adverse effects. Where there are threats of serious or irreversible damage, lack of full scientific certainty should not be used as a reason for postponing such measures, taking into account that policies and measures to deal with climate change should be cost-effective so as to ensure global benefits at the lowest possible cost. To achieve this, such policies and measures should take into account different socio-economic contexts, be comprehensive, cover all relevant sources, sinks and reservoirs of greenhouse gases and adaptation, and comprise all economic sectors. Efforts to address climate change may be carried out cooperatively by interested Parties.”*

<sup>36</sup> Quelle: <http://www.bmu.de/download/dateien/protodt.pdf>.

- Kategorie (3.): Mehr Staatstätigkeit (Regulierung)
  - Verbesserung der Energieeffizienz
  - Schutz und Verstärkung von Senken und Speichern von Treibhausgasen sowie Förderung nachhaltiger Waldbewirtschaftungsmethoden, Aufforstung und Wiederaufforstung<sup>37</sup>
  - Förderung nachhaltiger landwirtschaftliche Bewirtschaftungsformen unter Berücksichtigung von Überlegungen zu Klimaänderungen
  - Erforschung und Förderung, Entwicklung und vermehrte Nutzung von neuen und erneuerbaren Energieformen, von Technologien zur Bindung von Kohlendioxid und von fortschrittlichen und innovativen umweltverträglichen Technologien
  - Maßnahmen zur Begrenzung oder Reduktion von Emissionen im Verkehrsbereich
  - Begrenzung oder Reduktion von Methanemissionen durch Rückgewinnung und Nutzung im Bereich der Abfallwirtschaft sowie bei Gewinnung, Beförderung und Verteilung von Energie

Die in Kategorie 1 aufgeführten Maßnahmen richten sich unmittelbar an diejenigen Staaten, die aus welchen Gründen auch immer Rahmenbedingungen für Unternehmen und Haushalte geschaffen haben, die zu Emissionen anreizen (Beispiele hierfür wären z.B. Subventionen bzw. Steuerausnahmen für energieintensive Sektoren, Subventionen für den deutschen Steinkohlebergbau oder Steuervergünstigungen für Diesel-PKW). Die in Kategorie 2 aufgenommene Aufforderung zu geeigneten Reformen, ist interpretationsbedürftig. Hier soll der Begriff „geeignete Reformen“ in dem Sinne ausgelegt werden, daß darunter alle Maßnahmen fallen, die der Konventionsforderung nach größtmöglicher Wirtschaftlichkeit genügen. Einführung von handelbaren Emissionsrechten und Steuern auf Emissionen wären als Maßnahmen geeignet und zugleich kostengünstig. Beide Maßnahmen werden zu den First-best-Instrumente gemäß der Umweltökonomik gerechnet. Keine der in Kategorie 3 aufgeführten Maßnahmen ist unmittelbar auf die Emissionsvermeidung oder Bindung von Treibhausgasen gerichtet. Es ist zu vermuten, daß sie die latente Neigung von politischen Entscheidungsträgern in repräsentativen Demokratien begünstigen, das Instrument der Regulierung anzuwenden.

Die Konventionsstaaten haben weitere Maßnahmen zur Wahl gestellt, die Staaten in Zusammenarbeit mit anderen Staaten ergreifen können. Zu nennen ist hier eine Zusammenarbeit mit anderen Vertragsparteien gemäß Artikel 2, 1 b des Protokolls, die darauf gerichtet ist, die Wirksamkeit der von einer Vertragspartei ergriffenen Maßnahmen zu erhöhen; diese Bestimmung zielt vor allem darauf ab, der EG eine Rolle als Akteur einer gemeinsamen Klimaschutzpolitik einzuräumen. Des weiteren ist vorgesehen, daß ergänzend bzw. zusätzlich zu den internen Maßnahmen die in Anlage 1 aufgeführte Vertragsparteien (Industrieländer) allein oder in Zusammenarbeit mit anderen Vertragsparteien extern wirkende, „flexible Instru-

---

<sup>37</sup> Es geht um „...carbon sinks in the land use, land use change and forestry (LULUCF) sector“ /UNFCCC, 2002b/.

mente“ einsetzen können, um „...*credit for emissions reduced (or greenhouse gases removed) at lower cost abroad than at home*“ zu erwerben (vgl. /UNFCCC 2002b/). Diese flexiblen Instrumente, die in mehreren Artikeln des Protokolls beschrieben werden, sind unter den Bezeichnungen Clean Development Mechanism (CDM), Joint Implementation (JI) und Emissionshandel bekannt geworden. Sie lassen sich den oben aufgestellten drei ordnungspolitischen Kategorien wie folgt zu ordnen:<sup>38</sup>

- Kategorie 2: Anreize für Emissionsvermeidung und Bindung von CO<sub>2</sub>
  - Emissionshandel; hiermit können Vertragsparteien aus Anlage 1 von anderen Parteien aus Anlage 1 Einheiten der diesen zugeteilten Emissionsmengen (assigned amount units, AAUS) erwerben oder anderen Parteien aus Anlage 1 übertragen, sie dürfen ebenso Emissionsreduktionseinheiten (ERUs nach dem Instrument des Joint Implementation) und certified emission reductions (CERs nach dem CDM) erwerben und übertragen. Dieser Handel soll es Staaten mit hohen (Vermeidungs-) Kosten ermöglichen, im Ausland kostengünstiger Emissionen zu reduzieren als es ihnen durch andere Instrumente der Emissionsreduktion oder der Verstärkung des Abbaus in Senken möglich wäre. Die erworbenen Reduktionsmengen (AAUS), die in einem nationalen Register geführt werden, sind den durch nationale Maßnahmen im Inland erreichten Reduktionsmengen gleichgestellt, was ihren Beitrag zur Zielerreichung anbetrifft.
- Kategorie 3: Mehr Staatstätigkeit (Regulierung)
  - Der Clean Development Mechanism (CDM) bietet den Vertragsparteien der Anlage 1 die Möglichkeit, Projekte durchzuführen, die Emissionen in Staaten reduzieren, die nicht in Anlage 1 aufgeführt sind. Die durch das Projekt erreichten Reduktionsmengen (certified emission reduction, CER) können – allerdings nicht uneingeschränkt – im nationalen Nachweis der Reduktionsverpflichtung des jeweiligen Staates der Anlage 1 geltend gemacht werden .
  - Das Instrument Joint Implementation (JI) nach Artikel 6 des Protocols<sup>39</sup> ermöglicht Vertragsparteien aus Anlage 1 unter definierten Bedingungen Emissionsreduktionseinheiten (ERUs) zu erwerben oder zu übertragen, die aus Projekten zur Emissionsreduktion (z.B. Ersatz eines Kohlekraftwerkes durch eine gasgefeuerte Kraft- Wärmekopplungsanlage) entstehen. Ebenso ist der Erwerb oder die Übertragung von Reduktionseinheiten erlaubt, die durch Projekte zur Verstärkung des Abbaus von Treibhausgasen in Senken im LULUCF<sup>40</sup> Sektor (z.B. Aufforstung) geschaffen werden, diese Reduktionsmengen werden als Removal Units (RMU) bezeichnet.

Alle drei flexiblen Mechanismen dürften institutionelle Neuerungen im Völkerrecht darstellen. Sicherlich hat die Vereinbarung des Prinzips der weltweiten Wirtschaftlichkeit der klimapolitischen Maßnahmen diese Neuerungen erleichtert. Das Instrument des Emissionshandels wird den Staaten entgegenkommen, die auch im Inland auf die Wettbewerbskräfte bei der Emissionsreduktion setzen. Dagegen werden diejenigen Staaten die Instrumente der „Joint

---

<sup>38</sup> Der dritten Kategorie („weniger Staatsinterventionen“) ist keines der Instrumente zuzuordnen.

<sup>39</sup> Der Ausdruck des „Joint Implementation“ taucht dort allerdings nicht auf.

<sup>40</sup> LULUCF – land use, land-use change and forestry

Implementation“ und „Clean Development Mechanism“ nutzen wollen, die im Inland eine Ausweitung der staatlichen Eingriffe für Zwecke des Klimaschutzes bevorzugen. Die Staaten des ehemaligen Rates für gegenseitige Wirtschaftshilfe (RGW) dürften für Projekte der Emissionsreduktion im Rahmen von JI besonders attraktiv sein, da hier die Vermeidungskosten als relativ niedrig eingeschätzt werden (s. /UNFCCC 2002b/).

## 4.2 Instrumente in der Europäischen Union

Die erste Initiative der Europäischen Gemeinschaft im Bereich der Klimapolitik geht auf das Jahr 1991 zurück.<sup>41</sup> Die Europäische Kommission veröffentlichte in diesem Jahr einen Plan (Strategie), wie die Emissionen von CO<sub>2</sub> reduziert und die Energieeffizienz erhöht werden könnte; dieser Plan schloß Vorschläge für eine Richtlinie zur Förderung der Gewinnung von Strom aus erneuerbaren Energieressourcen, eine freiwillige Vereinbarung der Kraftfahrzeughersteller zur Reduktion von CO<sub>2</sub>-Emissionen und Vorschläge für eine Besteuerung der Energieerzeugnisse ein. Für die klimapolitischen Aktivitäten der EG/EU nach der Konferenz von Kyoto dürfte die Entschließung des Rates „Umwelt“ der EG über eine „Strategie der Gemeinschaft zu Klimaänderungen“ am 16. Juni 1998 richtungsweisend gewesen sein.<sup>42</sup> Der Rat legte die gemeinsame Einlösung der Reduktionsverpflichtungen durch die Gemeinschaft und die Mitgliedstaaten fest, erklärte eine gemeinsame Politik und entsprechende Maßnahmen für erforderlich und forderte die Kommission auf, einen Rahmen für die Begrenzung oder Verringerung von Emissionen in allen Bereichen zu entwickeln. Die Kommission hat daraufhin viele Vorschläge und Programme entworfen, von denen bislang nur ein Teil vom Rat in gemeinsame Rechtsvorschriften umgesetzt wurde und von den Mitgliedstaaten in nationales Recht überführt werden mußte. Im März 2000 veröffentlichte die Kommission zwei Initiativen: ein Europäisches Programm zum Klimawandel<sup>43</sup> und ein Grünbuch zum Emissionshandel.<sup>44</sup> In dem Programm zum Klimawandel (ECCP) erhebt sie den Anspruch, alle Elemente einer EU Strategie zu identifizieren und zu entwickeln, die für eine Implementierung des

---

<sup>41</sup> Die folgenden Ausführungen stützen sich auf: European Commission, European Climate Change Programme (ECCP). 2003. Quelle: <http://europa.eu.int/comm/environment/climat/eccp.htm>.

<sup>42</sup> RAT. ENTSCHEIDUNG DES RATES vom 25. April 2002 über die Genehmigung des Protokolls von Kyoto zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen im Namen der Europäischen Gemeinschaft sowie die gemeinsame Erfüllung der daraus erwachsenden Verpflichtungen. (2002/358/EG).

<sup>43</sup> Kommission der EG, 2000. Mitteilung an den Rat und das Europäische Parlament. „Politische Konzepte und Maßnahmen der EU zur Verringerung der Treibhausgasemissionen: zu einem Europäischen Programm zur Klimaänderung (ECCP)“. Brüssel, den 8.3.2000. KOM(2000) 88 endgültig.

<sup>44</sup> Kommission der EG, 2000. Grünbuch zum Handel mit Treibhausgasemissionen in der Europäischen Union. (Vorgestellt von der Kommission). Brüssel, den 8.3.2000KOM(2000) 87 endgültig.

Kyoto-Protokolls in den kommenden Jahren notwendig seien.<sup>45</sup> In dem Grünbuch stellt sie ein Konzept der Gemeinschaft für den Handel mit Treibhausgasemissionen in Anlehnung an den entsprechenden flexiblen Mechanismus des Kyoto-Protokolls vor. Nach einem längeren Diskussionsprozess über das Programm zum Klimawandel stellte die Kommission im Jahr 2001 drei Schwerpunkte zur Klimapolitik<sup>46</sup> vor:

- Einen Aktionsplan<sup>47</sup>; in diesem geht es um konkrete Umsetzungsmaßnahmen u.a. von Vorhaben, die die Kommission in ihrer Mitteilung aus dem Jahr 2001 (s. /KOM 2001, 580/) angekündigt hatte; die Maßnahmen sollen in den nächsten zwei Jahren in das Arbeitsprogramm der Kommission aufgenommen werden.
- Eine Initiative für die Einführung eines Systems des Emissionshandels zwischen den Mitgliedstaaten. Sie sieht eine Richtlinie zu dem Emissionshandel mit Treibhausgasen vor. Die Begründung für den Richtlinienvorschlag lautet, daß bestimmte Unternehmen und Branchen in die Lage versetzt werden sollen, die ihnen zugeteilten Emissionsmengen an andere zu übertragen oder von anderen zu erwerben. Der Handel solle im Jahr 2005 beginnen können.

Was den Vorschlag der Kommission für eine Entscheidung zum Kyoto-Protokoll anbetrifft, so hat der Rat im April 2002 eine Entscheidung getroffen<sup>48</sup>, welche den Weg für die Ratifizierung durch die EG und ihre Mitgliedstaaten am 31. Mai 2002 frei machte. Der Rat hat auch die Richtlinie zu dem Emissionshandel, wenn auch in einer veränderten Form, im Dezember 2002 angenommen<sup>49</sup>. Die Kommission hat daraufhin im März 2003 die veränderte Richtlinie dem Europäischen Parlament zur Abstimmung vorgelegt.<sup>50</sup> Im Hinblick auf die erwartete Einführung eines Systems des Emissionshandels in der EU hat die Kommission Mitte 2003 Kor-

---

<sup>45</sup> Das Programm ist darauf gerichtet, alle wichtigen Interessengruppen bei den Vorarbeiten für gemeinsame und koordinierte Politiken und Maßnahmen zur Verringerung der Treibhausgasemissionen einzubeziehen, vgl. Kommission der EG, 2000: 6.

<sup>46</sup> Als dritten Punkt führt die Kommission einen Vorschlag für eine Ratsentscheidung über die Ratifizierung des Kyoto-Protokolls an.

<sup>47</sup> Kommission der EG, 2001. Mitteilung der Kommission über die Durchführung der ersten Phase des Europäischen Programms zur Klimaänderung (ECCP).

<sup>48</sup> RAT. ENTSCHEIDUNG DES RATES vom 25. April 2002 über die Genehmigung des Protokolls von Kyoto zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen im Namen der Europäischen Gemeinschaft sowie die gemeinsame Erfüllung der daraus erwachsenden Verpflichtungen. (2002/358/EG).

<sup>49</sup> Rat der EU. Informativischer Vermerk des Generalsekretariats für die Delegationen. Betr.: Geänderter Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionsberechtigungen in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates - Politische Einigung. Brüssel, den 11. Dezember 2002 (18.12), (OR. en).

<sup>50</sup> Kommission der EG (2003) Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament gemäß Artikel 251 Absatz 2 zweiter Unterabsatz EGV zum gemeinsamen Standpunkt des Rates zum Erlass einer Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionsberechtigungen in der Europäischen Gemeinschaft und zur Änderung der Ratsrichtlinie 96/61/EG. Brüssel, den 25.3.2003 SEK(2003) 364 endgültig 2001/0245 (COD).

rekturen an den bestehenden Regelungen vorgeschlagen.<sup>51</sup> So soll den Eigentümern von Anlagen, die der IVU Richtlinie<sup>52</sup> unterliegen, nicht mehr auferlegt werden, daß sie bei jeder ihrer Anlagen die beste verfügbare Technik zur Vermeidung oder Verminderung der Treibhausgasemissionen einführen.<sup>53</sup> Statt dessen sollten sie, wenn sie eine Genehmigung zur Emission von Treibhausgasen erhalten, grundsätzlich wählen können, ob sie ihre Emissionen bis zu dem genehmigten Wert oder darunter senken oder ob sie das nicht tun und Berechtigungen von anderen kaufen. Würde dieser Vorschlag in eine Rechtsvorschrift überführt, so bedeutete dies eine Stärkung des Rechts der unternehmerischen Freiheit in Bezug auf die Emissionsvermeidung.

In Vorgriff auf die Reduktionsverpflichtung für die Jahre 2008-2012 legte die Europäische Kommission am 13. Oktober 2003 einen Richtlinienentwurf vor, der den Emissionshandel innerhalb der Union etablieren soll; er wurde vom Ministerrat angenommen (vgl. /Rat 2003/). Ziel ist es, den europaweiten Zertifikatshandel zum 1. Januar 2005 in Kraft zu setzen. Gemäß der EU-Richtlinie vom 25. Oktober 2003 werden Anlagen aus besonders emissionsintensiven Sektoren wie z.B. Energieumwandlung und -umformung, Eisenmetallerzeugung und Verarbeitung, der mineralverarbeitenden Industrie sowie Zellstoff und Papiererzeugung verpflichtet, entsprechend ihrer CO<sub>2</sub>-Emissionsmengen genügend Emissionsrechte in Form von Zertifikaten nachzuweisen (vgl. Artikel 2 (1) und Anhang 1 der Richtlinie /Rat 2003/).<sup>54</sup> Die Richtlinie der EU erfordert die Vorlage eines nationalen Allokationsplans, in dem die Aufteilung der insgesamt vorgesehenen Menge an Emissionszertifikaten auf die einzelnen Unternehmen festgelegt wird, bis zum 31. März 2004. Zudem muß die Richtlinie in nationales Recht umgesetzt und eine geeignete Struktur für den Vollzug gefunden werden.

Als Grund für diese Neuorientierung der Umweltpolitik der EU gibt die Kommission an, daß die Möglichkeit, Emissionsminderungen in kostengünstiger Weise zu erreichen, geschaffen werden soll. Ein System des Deckelns und Handelns (cap and trade) könne grundsätzlich Ergebnisse bezüglich der Gesamtemissionen garantieren, die einem auf besten verfügbaren Techniken gestützten Genehmigungssystem überlegen wären. Konsequenz dieser Einsicht wäre eigentlich, daß die IVU-Richtlinie aufgehoben wird. Hiergegen spricht aber nach An-

---

<sup>51</sup> Kommission der EG (2003), MITTEILUNG DER KOMMISSION AN DEN RAT, DAS EUROPÄISCHE PARLAMENT, DEN EUROPÄISCHEN WIRTSCHAFTS- UND SOZIALAUSSCHUSS UND DEN AUSSCHUSS DER REGIONEN Auf dem Weg zu einer nachhaltigen Produktion Fortschritte bei der Umsetzung der Richtlinie 96/61/EG über die integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung Brüssel, den 19.6.2003. KOM(2003) 354 endgültig.

<sup>52</sup> Richtlinie des Rates vom 24. September 1996 über die Integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung (IVU) 96/61/EG.

<sup>53</sup> Mehr als ein Drittel aller Treibhausgasemissionen aus allen Quellen in der Union stammen von Tätigkeiten, die im Einklang mit der IVU-Richtlinie genehmigt werden müssen, vgl. Kommission der EG (2003).

<sup>54</sup> Vgl. [http://www.bmu.de/de/1024/js/sachthemen/energie/anlagen\\_des\\_anhangs\\_zur\\_4\\_blimschv/](http://www.bmu.de/de/1024/js/sachthemen/energie/anlagen_des_anhangs_zur_4_blimschv/) ; zunächst ist vorgesehen, die genannten Anlagen lediglich zu der Haltung von Zertifikaten entsprechend ihrer CO<sub>2</sub>-Emissionen zu verpflichten.

sicht der Kommission, daß die Verpflichtungen im Rahmen der IVU-Richtlinie auch andere Arten der Verschmutzung als die durch CO<sub>2</sub> betreffen. Auch könnte es notwendig werden, Genehmigungsaufgaben für andere Treibhausgase als Kohlendioxid festzulegen. Neben den Verpflichtungen aus der IVU-Richtlinie blieben auch die derzeitigen Verpflichtungen zum sparsamen Verbrauch von Energie in Form von Strom, Dampf, Warmwasser usw. bestehen. Das Recht der Unternehmen zur Wahl der Vermeidungsoptionen beträfe nur die direkten Kohlendioxidemissionen aufgrund von Verbrennungs- oder anderen Prozessen. Dies würde es rechtfertigen, die IVU-Richtlinie für den Bereich der CO<sub>2</sub>-Emissionen aufzuheben. Daß das Instrument des Emissionshandels eine Alleinstellung erlangt, hatte allerdings der Rat bereits bei seiner politischen Einigung über den Emissionshandel ausgeschlossen. Die Einigung sieht vor, daß die Mitgliedstaaten nationalen Emittenten von CO<sub>2</sub> weiterhin Verpflichtungen in Bezug auf die Energieeffizienz von Feuerungsanlagen oder anderen Einrichtungen, die am Standort Kohlendioxid emittieren, auferlegen können.<sup>55</sup>

Bei einem Vergleich der Maßnahmen der Emissionsvermeidung der EU mit den Handlungsoptionen gemäß dem Kyoto-Protokoll ist festzustellen, daß die Instrumente der EU ausschließlich dem Bereich 2 (Maßnahmen im Inland) zuzuordnen sind. Vorschläge, externe Maßnahmen in Zusammenarbeit mit Drittstaaten durchzuführen – z.B. CDM, JI oder dem Emissionshandel – wurden nicht vorgelegt bzw. werden noch diskutiert. Der Aktionsplan der Kommission der EG, der eine große Zahl von Einzelvorschlägen enthält, würde – nach deren Annahme – zu einer Ausweitung der Tätigkeit der Kommission und nationaler staatlicher Organisationen führen, wie im übrigen auch der Emissionshandel innerhalb der EU zwischen Mitgliedstaaten. Auf eine detaillierte Darstellung der Vorschläge wird hier verzichtet, ebenso auf den Versuch, das weitere Schicksal dieser Vorschläge nachzuzeichnen.

### **4.3 Instrumente in der Bundesrepublik Deutschland**

In Tabelle I-2 sind die Maßnahmen zusammengestellt, welche Deutschland im Jahr 2000 zur Erreichung der Reduktionsziele durchführte oder deren Durchführung die Bundesregierung zum Vorhaben erklärt hat. Es gab gemäß dem „Nationalen Klimaprogramm“ im Jahr 2000 insgesamt 14 laufende Maßnahmen. Die anderen Maßnahmen waren mit Einführungsdatum im Jahr 2000 oder später versehen oder als beabsichtigt, ohne Angabe eines Einführungstermins, ausgewiesen.

Bei einem Vergleich der 64 nationalen Maßnahmen mit den Handlungsoptionen, die das Kyoto-Protokoll für die Emissionsreduktion und die Beschlüsse der EG zum Emissionshandel

---

<sup>55</sup> Vgl. Kommission der EG (2003) Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament gemäß Artikel 251 Absatz 2 zweiter Unterabsatz EGV zum gemeinsamen Standpunkt des Rates zum Erlass einer Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionsberechtigungen in der Europäischen Gemeinschaft und zur Änderung der Ratsrichtlinie 96/61/EG. Brüssel, den 25.3.2003 SEK(2003) 364 endgültig 2001/0245 (COD).

eröffnen, fällt auf, daß nur die Option der nationalen Reduktionsmaßnahmen im Inland genutzt wird. Die flexiblen Mechanismen (Emissionshandel, CDM oder Joint Implementation), die in Zusammenarbeit mit den anderen Vertragspartnern genutzt werden können, spielen im Maßnahmenkatalog des deutschen Klimaprogramms keine Rolle. Über die Gründe hierfür können nur Vermutungen angestellt werden, da das Nationale Klimaprogramm selbst keine Gründe angibt. Es könnte sein, daß die Bundesregierung das Konventionsgebot zur größtmöglichen Wirtschaftlichkeit der Emissionsvermeidung beachtet hat. Sie könnte ermittelt haben, daß die Kosteneffizienz der nationalen Reduktionsmaßnahmen höher ist als die Effizienz externer Maßnahmen. Doch findet sich auf Kostenvergleiche von externen und internen Vermeidungsmaßnahmen kein Hinweis in dem nationalen Klimaprogramm oder in sonstigen Verlautbarungen der Regierung.

Dazu scheint zu passen, daß sich auch in den Beschreibungen der Vermeidungsmaßnahmen der Bundesregierung kein Hinweis auf die Kosten findet, die die Reduktion von Emissionen verursachen. Soweit auf Auswirkungen der Maßnahmen eingegangen wird, handelt sich um Schätzungen der Mengen von reduzierten Emissionen. Feststeht, daß Informationen über die Wirtschaftlichkeit der Vermeidungsmaßnahmen in Deutschland – gemessen an ihren jeweiligen Grenzkosten je reduzierter Einheit – der nationalen und internationalen Öffentlichkeit nicht vorliegen.<sup>56</sup> Solange es aber an der Transparenz der Vermeidungskosten fehlt, muß offen bleiben, ob Deutschland das in der Klimakonvention verankerte Prinzip wahrt, wonach alle Maßnahmen gegen die Klimaerwärmung wirtschaftlich sein müssen, so daß sie weltweiten Nutzen zu möglichst geringen Kosten gewährleisten.

Werden die 64 im nationalen Klimaprogramm Deutschlands aufgeführten Maßnahmen den drei in Kapitel I-4.1 aufgestellten ordnungspolitischen Kategorien zugeordnet, so fällt auf, daß es keine Maßnahme der Kategorie 1 (Weniger Staatsinterventionen) gibt. Für die Einordnung in die Kategorie 2 (Anreize zur Emissionsvermeidung) könnten Maßnahmen in Betracht kommen, die eine Anhebung der Steuersätze auf Kraftstoffe für Verbrennungsmotoren zum Gegenstand haben sowie die Subventionsmaßnahmen. Jedoch setzen weder die Steuern auf Kraftstoffe noch die Subventionen an den Emissionen direkt an. Einsatzstellen sind Verbrauch und Verwendung fossiler Energieträger oder Produktion von Energien, die fossile Energieträger ersetzen oder die Effektivität der Nutzung von Energien erhöhen sollen. In Kategorie 3 (Mehr Staatsinterventionen) fallen die übrigen Maßnahmen.

---

<sup>56</sup> Es gibt durchaus Daten für Einzelprojekte (vgl. z.B. /Ikarus 1997/, /Enquete 1995/), eine umfassende Studie zu den resultierenden Vermeidungskosten eines Instrumentes fehlen allerdings.



**Tabelle I-2:** Maßnahmen zur Verminderung von Treibhausgasemissionen nach dem Nationalen Klimaschutzprogramm 2000 der Bundesregierung Deutschlands

Lfd. Nr.	Art der Maßnahme	Im Jahr 2000 in Kraft <sup>a</sup>	Maximale Reduktionsmenge Mill. t <sup>b</sup>	Ordnungspolitische Kategorie <sup>c</sup>
1	Pflege und Erhaltung bestehender Wälder / Erstaufforstung (CO <sub>2</sub> -Senke)	X	30	3
2	Ökologische Steuerreform (Anhebung von Steuersätzen auf Kraftstoffe)	X	20	2
3	Maßnahmen im Bereich Siedlungsabfälle	X	15	3
4	Weiterentwicklung der „Erklärung der deutschen Wirtschaft zur Klimavorsorge“	X	10	-
5	KWK-Langfristprogramm / Einführung einer Quotenregelung	-	10	3
6	Forcierter Zubau von erdgasgefeuerten GuD-Kraftwerken	-	10	3
7	Erneuerbare- Energien- Gesetz, darunter: Biomasseverordnung (zusätzliche Effekte aufgrund CH <sub>4</sub> -Minderung durch Klärgas-, Deponiegas-, Biogas- und Grubengasnutzung)	X	10	3
8	Förderungsprogramm zur Energieeinsparung im Gebäudebestand einschließlich der Durchführung von Energiediagnosen	X	7	3
9	CO <sub>2</sub> -Minderung bei neuen Kfz; freiwillige Vereinbarung der Automobilindustrie	X	7	-
10	Energieeinsparverordnung im Bereich Industrie und Kleinverbrauch	X	6	3
11	Verwendung von Leichtlaufölen und Leichtlaufreifen in neuzugelassenen Pkw	-	5,5	3
12	Maßnahmen im Bereich Stromverbrauch sowie insbesondere Stand-by-Verbrauch von Elektro- und Elektronikgeräten in Haushalten und Büros; Selbstverpflichtungen bzw. Verschärfung und Ausweitung des Energieverbrauchkennzeichnungsgesetzes	X	5	3
13	Förderung schwefelarmer Kraftstoffe (Steuerpräferenz im Rahmen der Mineralölsteuer)	-	5	?
14	Streckenabhängige Autobahnbenutzungsgebühr für LKW// Schwerlastabgabe	-	5	3
15	Informations- und Aufklärungsmaßnahmen (z.B. allgemeine Schulung zu einer energiesparenden Fahrweise)	X	5	3
16	Förderung des Erdgaseinsatzes	X	3,1	3
17	Telematik und Flottenmanagementsysteme	-	3	3
18	Markteinführungsprogramm für erneuerbare Energien	X	2,5	3
19	Erklärung des ZVEI zu Elektroanwendungen	-	2	-
20	Contracting und andere Energiedienstleistungen	X	2	3
21	Angebot „grünen“ Stroms	-	1,5	3
22	Luftverkehr – Emissionsorientierte Abgaben - Bessere Abstimmung im Flugverkehr / reibungslosere Flugsicherung und Flugüberwachung	-	1	3
23	Förderung kraftstoffsparender Fahrzeuge im Rahmen der Kraftfahrzeugsteuer	-	1	3
24	Förderung von Contracting	-	1	3
25	Biogas in der Landwirtschaft	-	0,7	3
26	Anti-Stauprogramm	-	0,5	3
27	100.000-Dächer- Photovoltaikprogramm	-	0,2	3

**Tabelle I-2:** Maßnahmen zur Verminderung von Treibhausgasemissionen nach dem Nationalen Klimaschutzprogramm 2000 der Bundesregierung Deutschlands

Lfd. Nr.	Art der Maßnahme	Im Jahr 2000 in Kraft <sup>a</sup>	Maximale Reduktionsmenge Mill. t <sup>b</sup>	Ordnungspolitische Kategorie <sup>c</sup>
28	Selbstverpflichtung der Bundesregierung zur CO <sub>2</sub> -Minderung	-	kA	3
29	Ausgaben von 100 Mill. DM jährlich (2001 – 2003) für Entwicklungs- und Demonstrationsvorhaben im Bereich von klima- und umweltschonenden Energieformen, insbesondere von Brennstoffzellen	-	kA	3
30	Energieeinsparverordnung (EnEV)	X (2002)	4	3
31	Verbesserter Vollzug der energiesparrechtlichen Verordnung durch die Länder	X	kA	-
32	Weiterentwicklung und Ausdehnung der Ökozulagen bei der Wohneigentumsförderung	-	kA	3
33	Energieverbrauchskennzahlen für Gebäude im Rahmen der EnEV	2002	kA	3
34	EU-weite Höchstverbrauchsstandards für stromintensive Haushaltsgeräte sowie Stand-by	-	kA	3
35	Förderung grünen Stroms	X	kA	3
36	Verstärkung der von den Banken des Bundes bereitgestellten Kreditprogramme	X	kA	3
37	Kampagne „Klimaschutz in privaten Haushalten“	X	kA	3
38	Forcierte Marktdurchdringung modernster Haustechnik wie Brennwertkessel, Klein - BHKW's, Brennstoffzelle, Anschluß an Nah- und Fernwärmerversorgungssysteme, Meß- und Regeltechnik, energieeffiziente Haushaltsgeräte, Kommunikationstechnik und Unterhaltungselektronik	-	kA	3
39	Intensivierung der Forschungs-, Entwicklungs- und Demonstrationsanstrengungen	-	kA	3
40	Umwandlung der Kilometerpauschale in eine verkehrsmittelunabhängige Entfernungspauschale	-	kA	-
41	ökologische Steuerreform, weitere Stufe	-	kA	2
42	Integrierte Verkehrsplanung	-	kA	3
43	Verkehrswirtschaftliche Energiestrategie	-	kA	3
44	Faire Wettbewerbsbedingungen für alle Verkehrsträger /klimagerechte Perspektive für die Deutsche Bahn AG (Bahnstrukturreform)	-	kA	3
45	Überarbeitung des Bundesverkehrswegeplans	-	kA	-
46	Berücksichtigung von Klimaschutzanliegen bei der Siedlungs- und Landschaftsplanung	-	kA	3
47	Nutzung alternativer Treibstoffe wie Erdgas, Wasserstoff, Methanol	-	kA	3
48	Aufhebung der Umsatzsteuerbefreiung im grenzüberschreitenden Luftverkehr	-	kA	2
49	Forschungs-, Entwicklungs- und Demonstrationsvorhaben	-	kA	3
50	Umsetzung des Berichts der Bundesregierung zur Förderung des Fahrradverkehrs	-	kA	3
51	Verbesserung und Schaffung von Voraussetzungen für einen energiesparenden Verkehrsträgermix	-	kA	3

**Tabelle I-2:** Maßnahmen zur Verminderung von Treibhausgasemissionen nach dem Nationalen Klimaschutzprogramm 2000 der Bundesregierung Deutschlands

Lfd. Nr.	Art der Maßnahme	Im Jahr 2000 in Kraft <sup>a</sup>	Maximale Reduktionsmenge Mill. t <sup>b</sup>	Ordnungspolitische Kategorie <sup>c</sup>
52	Schaffung von Güterverkehrs- und Güterverteilzentren / Vermeidung von Leerfahrten im Güterverkehr	-	kA	3
53	Energiediagnosen insbesondere bei KMU	-	kA	3
54	Verbesserung der Kreditprogramme ERP, DtA und KfW	-	kA	-
55	Aktivitäten in den Bereichen Information, Beratung, Aus- und Fortbildung	-	kA	3
56	Anhebung der Wirkungsgrade von sogenannten Nebenaggregaten	-	kA	3
57	Weiterentwicklung der Selbstverpflichtungserklärung der deutschen Wirtschaft zur Klimavorsorge	-	kA	-
58	KWK-Soforthilfeprogramm / Erhaltung der vorhandenen Strukturen	-	kA	-
59	KWK- Langfristprogramm / Einführung einer Quotenregelung	-	kA	3
60	Grubengasnutzung im Steinkohlebergbau	-	kA	3
61	Verminderung der Methanverluste bei der Gewinnung und dem Transport von Erdgas	-	kA	3
62	Verbesserung von Information und Beratung	-	kA	3
63	Ausweitung des ökologischen Landbaus	-	kA	3
64	Solarkampagne 2000	-	kA	3

Anmerkungen: Es bedeuten x = ja, in Kraft getreten; - = nein, nicht in Kraft gesetzt; kA = keine Angaben im Programm. <sup>a</sup> Oder im Jahr 2000 in Kraft gesetzt. <sup>b</sup> Bis 2005; nach Angaben des BMU. <sup>c</sup> Es bedeuten : 2 = Anreizinstrument, 3 = Regulierung, vgl. Kapitel 5.1.

Quelle: /BMU 2000/. Nationales Klimaschutzprogramm; eigene Zusammenstellung.

Im Teil II der Arbeit werden zwei bedeutsame Politikmaßnahmen aus dem Instrumentenbündel der Bundesregierung aufgenommen und hinsichtlich ihrer Kostenwirkung untersucht. Dies ist zum einen die Förderung erneuerbarer Energien über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) [Ziffer 7 in Tabelle I-2] und zum anderen die Verbesserung der Energieeffizienz im Gebäudemarkt durch die neue Energieeinsparverordnung (EnEV) und verwandter Instrumente [Ziffer 8 und 30 in Tabelle I-2]. Die Untersuchung deckt damit Instrumente in wesentlichen energiewirtschaftlichen Bereichen – sowohl der Energieerzeugung als auch des -verbrauchs – ab, von denen sich die Politik mittel- und langfristig substantielle Beiträge zum Klimaschutz verspricht.

Eine Sonderstellung nehmen die Selbstverpflichtungen von Verbänden von Unternehmen ein. Deutsche Wirtschaftsverbände haben (am 9. September 2000) eine Erklärung abgegeben, in der sie sich gegenüber der Regierung der Bundesrepublik Deutschland verpflichten, daß die Mitglieder der beteiligten Verbände von sich aus einen Beitrag zum Klimaschutz leisten. In der als Selbstverpflichtung bezeichneten Erklärung, die Bestandteil einer Vereinbarung zwi-

schen der Regierung und der deutschen Wirtschaft wurde<sup>57</sup>, sagen die Verbände zu, daß sie Anstrengungen unternehmen, um zu erreichen, daß die CO<sub>2</sub>-Emissionen aller Mitglieder bis 2005 insgesamt um 28 Prozent und die Emissionen der sechs im Kyoto-Protokoll genannten Treibhausgase bis zum Jahr 2012 insgesamt um 35 Prozent – jeweils gegenüber dem Niveau von 1990 – verringert werden; die Zielbeiträge der einzelnen Verbände sind unterschiedlich hoch, jedoch so bemessen, daß das gesamte Reduktionsziel erreicht wird. Die Regierung wiederum gab eine Erklärung hinsichtlich ihrer künftigen Politik der Emissionsvermeidung ab. Sie sagte zu, daß sie sich dafür einsetzen wird, daß der deutschen Wirtschaft aus den Kyoto-Verpflichtungen, insbesondere hinsichtlich einer Anwendung der flexiblen Instrumente und der EU-Lastenteilung (Burden-Sharing), keine Wettbewerbsnachteile entstehen. Sie sagte weiter zu, daß sie in Abhängigkeit von den Ergebnissen künftiger Klimakonventionskonferenzen gegebenenfalls Entscheidungen über den Einsatz von flexiblen Instrumente unter Beteiligung der Wirtschaftsverbände treffen wird. Der Einsatz der flexiblen Instrumente wird durch diese Vereinbarungen faktisch eingeschränkt, wenn nicht sogar ausgeschlossen.

Durch die Verpflichtung aus der EU-Richtlinie zum Emissionshandel vom Oktober 2003 (vgl. /Rat 2003/) hat das Bundesumweltministerium bisher ca. 2300 Anlagen in Deutschland identifiziert, welche gemäß der Richtlinie zur Haltung von Zertifikaten verpflichtet sind. Neben der Auswahl dieser Anlagen hat das Bundesumweltministerium einen Entwurf eines Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG) sowie einer Verordnung zur Umsetzung der Emissionshandels-Richtlinie für Anlagen nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetzes vorgelegt.<sup>58</sup> Im Entwurf des TEHG ist vorgesehen, daß die Bundesregierung für jede Zuteilungsperiode einen nationalen Zuteilungsplan (§ 7 TEHG-Entwurf) beschließt. Auf Basis des Zuteilungsgesetzes erfolgt die Zuteilung der Emissionszertifikate auf die einzelnen Anlagen. Beginnend mit dem 1. Januar 2005 sollen mindestens 95 % der Zertifikate kostenlos zugeteilt werden (vgl. auch /Rat 2003: Artikel 10/). Eine endgültige Einigung bezüglich des deutschen, nach Artikel 9 der Richtlinie geforderten, Nationalen Zuteilungsplan besteht hingegen noch nicht. Dieser Zuteilungsplan muß bis zum 31. März 2004 veröffentlicht sein und der Kommission sowie den übrigen Mitgliedsstaaten übermittelt werden. Der Widerstand der Industrieverbände verhindert bisher eine Einigung über den Zuteilungsplan und eine fristgerechte Veröffentlichung erscheint derzeit schwierig.

---

<sup>57</sup> Vereinbarung vom 9.11.2000. Diese Vereinbarung wurde im Juni 2001 durch eine Vereinbarung hinsichtlich des Einsatzes der Technik der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ergänzt. Die Wirtschaft sagt hierin zu, Anlagen der KWK zu erhalten, zu modernisieren oder neu zu errichten. Insgesamt soll mit der KWK Technik erreicht werden, daß die Emission von CO<sub>2</sub> bis zum Jahr 2005 um 10 Mill. Tonnen und bis zum Jahr 2010 möglichst um bis zu 23 Mill. Tonnen vermindert wird. Darüber hinaus werden in anderen Bereichen zusätzliche Minderungsziele erklärt. Im Gegenzug verpflichtete sich die Regierung, das „Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 12.05. 2000 durch ein „Gesetz zur Förderung ökologisch effizienter KWK-Anlagen“ abzulösen.

<sup>58</sup> Im Internet inklusive der Begründungen verfügbar unter :  
[http://www.bmu.de/de/1024/js/download/b\\_emissionshandel\\_entwuerfe/](http://www.bmu.de/de/1024/js/download/b_emissionshandel_entwuerfe/)

#### 4.4 Instrumentenwahl aus Sicht der Wirtschaftswissenschaft

First-best Instrumente galten in der Wirtschaftswissenschaft Deutschlands als erste Wahl bei der Beseitigung negativer Externalitäten der privaten Produktion (vgl. /Streissler 1993/).<sup>59</sup> Strittig war, welches der beiden Instrumente – handelbare CO<sub>2</sub>-Zertifikate oder eine allgemeine CO<sub>2</sub>-Steuer – besser geeignet ist, eine negative Externalität – wie z.B. Treibhausgasemissionen - zu reduzieren. Im Prinzip kann der soziale Planer mit Hilfe jedes der beiden Instrumente - unter definierten Bedingungen - das Optimum der privaten Produktion erreichen, d.h. jenen Punkt realisieren, in dem die Kurve der marginalen Vermeidungskosten die Kurve der Grenzschäden der Emissionen schneidet. In dem Streit, welches der beiden Instrumente vorzuziehen sei, scheint es keinem der Streitenden so recht gelungen zu sein, den entscheidenden Beweis für die Überlegenheit des einen Instruments über das andere zu erbringen (vgl. /Streissler 1993: 97/). Die Beweisnot ist nicht zuletzt in einer Unvollkommenheit der Information über die Verhaltensreaktionen der Marktteilnehmer auf den Instrumenteneinsatz begründet, die ein a priori Wissen über das Erreichen des Optimums von Energienutzung und damit verbundenem Emissionsniveau ausschließt.

In der Theorie des Second-best-Instrumentariums begründen Marktunvollkommenheiten eine größere Rolle des Staates (vgl. /Fullerton 2001: 240 ff./). Eine staatliche Regulierungsbehörde, die über alle relevanten Informationen verfügt, könne sehr wohl eine pareto-optimale Lösung durchsetzen, so der Befund. Ein Einwand hiergegen stützte sich auf die These von der Unvollkommenheit der kollektiven politischen Entscheidungsfindung in repräsentativen Demokratien, die die Politische Ökonomie aufzuhellen sucht (vgl. /Franke 2000/). Einwände gegen die (theoretische) Überlegenheit der First-best Instrumente haben Cames et al. (2001: 132) geltend gemacht. Sie behaupten, daß es *„...auch aus Sicht der ökonomischen Theorie eine Reihe von Gründen geben kann, neben einem ökonomischen Instrument wie dem Emissionshandel weitere Instrumente einzusetzen“*. Sie geben die folgenden sechs Gründe an:

1. Unerwünschte Verteilungswirkungen; es sei durchaus möglich, daß ein First-best Instrument *„... bei Berücksichtigung von Verteilungseffekten zumindest in Teilbereichen mit hohen Kosten verbunden ist. Daher kann es gerechtfertigt sein, gezielt in Bereichen, in denen unerwünschte Belastungen auftreten, andere Instrumente einzusetzen“* (s. /Cames et al., 2001: 132/).
2. Erhebliche Kosten der Anpassung; diese könnten durch Einführung eines First-best Instruments entstehen, die *„... bei Ausgestaltung der Politik berücksichtigt werden sollten. Es kann dann sinnvoll sein, ein marktwirtschaftliches Instrument durch flankierende Maßnahmen zu ergänzen“* (s. /Cames et al., 2001: 132/).
3. Erhebliche Transaktionskosten; diese könnten mit Einführung eines First-best Instruments verbunden sein und seien bei der Instrumentenwahl zu berücksichtigen. *„Sofern Transaktionskosten durch flankierende Maßnahmen gesenkt werden können, kann de-*

---

<sup>59</sup> Diese Feststellung läßt sich wohl auch für die Diskussion in den Vereinigten Staaten treffen. „Much of the environmental economics literature find that the use of incentives is more “cost – effective” than CAC (command and control) restrictions”, /Fullerton 2001: 225/.

*ren Einsatz auch aus Effizienzgründen gerechtfertigt sein“ (s. /Cames et al., 2001: 132/).*

4. Erhebliche Marktstörungen durch asymmetrische Informationen; diese könnten bewirken, daß „...*kostengünstige Emissionsminderungspotentiale nicht ausgeschöpft werden“ (s. /Cames et al., 2001: 132 f)*<sup>60</sup>.
5. Auftreten weiterer externer Effekte; behauptet wird, daß positive Externalitäten im Bereich der Forschung und Entwicklung entstehen, die eine Förderung dieser Externalitäten (einzelnen Technologien) grundsätzlich rechtfertigen. *„eine spezielle Form positiver Externalitäten stellen Lernkurven dar, bei denen die Stückkosten mit der kumulierten Produktionsmenge sinken. In diesem Fall kann die Unterstützung der Markteinführung gerechtfertigt sein“ (s. /Cames et al., 2001: 133/).*
6. Auftreten des Nutzer-Investor-Dilemmas im Mietwohnungsbereich; dieses Dilemma entstände bei Erhöhungen der Energiekosten, die Mieter einer Wohnung betreffen. Die Kostenerhöhung verlange Investitionen in Energiesparmaßnahmen, die vom Vermietern getätigt werden müßten. *„Sofern der Eigentümer die Investitionskosten nicht wie notwendig erachtet auf den Mieter überwälzen kann, wird der Anreiz geschwächt, entsprechende Investitionen vorzunehmen“ (s. /Cames et al., 2001: 132 f/).*

Resümierend schreiben die Autoren: *„Diese Gründe können dazu führen, daß kostengünstige Emissionsminderungspotentiale beim Einsatz ökonomischer Instrumente nicht wahrgenommen werden. Andere Instrumente können die Folgen der Marktstörung teilweise korrigieren“ (s. /Cames et al., 2001: 132 f/).* Allen Gründen – wie auch dem Resümee - ist die Eigenschaft gemeinsam, daß sie gedachte Möglichkeiten und nicht Wahrscheinlichkeiten berufen. Wenn aber möglich ist, daß ein Ereignis eintritt, so ist auch möglich (denkbar), daß es nicht eintritt. Kraft erhält ein Grund erst durch seinen empirischen Gehalt. Daß die sechs Gründe nicht durch Beobachtungen abgesichert wurden, mag damit zusammenhängen, daß in Deutschland First-best Instrumente noch nicht eingesetzt wurden. Ersatzweise hätten Analogieschlüsse zu Wirkungen in Ländern, die bereits solche Instrumente anwenden, zur Fundierung herangezogen werden können.

Zu den Gründen im einzelnen läßt sich sagen, daß die Gründe von eins bis vier nicht spezifisch sind. Verteilungswirkungen, Anpassungskosten, Transaktionskosten, asymmetrische Informationen lassen sich genauso gut in bezug auf die Implementierung von Second-best-Instrumenten oder auf eine Politik des Nicht-Handelns in der Klimapolitik vorbringen. Letztlich läßt sich ohne eine empirische Untersuchung der Wirkungen der Instrumente keine Rangfolge der Vorteilhaftigkeit aufstellen. Einen solchen Versuch haben die Autoren aber nicht unternommen. Sie prüfen lediglich, ob die flexiblen Instrumente (Emissionshandel etc.) mit den in Deutschland praktizierten Instrumenten der Klimapolitik verträglich sind. Was den fünften Grund anbetrifft, so unterscheiden sich die aufgeführten positiven Externalitäten in

---

<sup>60</sup> Die Autoren schreiben: *„Selbst wenn nur einer der an einer Transaktion beteiligten Teilnehmer nicht über die volle Information verfügt (asymmetrische Informationen), können daraus erhebliche Marktstörungen resultieren, aufgrund derer kostengünstige Emissionsminderungspotentiale nicht ausgeschöpft werden“ /Cames et al., 2001: 132/.*

einer wichtigen Eigenschaft von der negativen Externalität der Treibhausgasemissionen: sie sind pekuniärer und nicht technischer Art. Es können Konsumenten von dem Konsum der Ergebnisse von Forschung und Entwicklung ausgeschlossen werden und die Vorteile der sinkenden Stückkosten können internalisiert werden. Der sechste Grund - Auftreten des Nutzer-Investor-Dilemmas im Mietwohnungsbereich – trifft in der vorliegenden Ausformulierung wohl nicht zu. Vermieter können die Investitionskosten im Zusammenhang mit Energiesparmaßnahmen nach derzeitiger Rechtslage auf den Mieter überwälzen.

#### **4.5 Zur Akzeptanz der Instrumente in der Politik**

Welche Fragen wissenschaftlich gestellt und welche Erkenntnisse erarbeitet wurden, dürfte nicht unabhängig davon sein, welche Akzeptanz der abgeleiteten wirtschaftspolitischen Empfehlungen bei den Entscheidungsträgern erwartet werden. Bis zum Jahr 2003 wurde keins der First-best-Instrumente in Deutschland genutzt; in anderen Staaten war dies dagegen der Fall. Es mag anfänglich durchaus Wohlwollen deutscher Politiker für handelbare CO<sub>2</sub>-Zertifikate (oder eine CO<sub>2</sub>-Steuer) gegeben haben. Doch ließ dies nach, als die allokativen Wirkungen dieser Instrumente für die übrige Wirtschaft (insbesondere Beeinträchtigungen der Industrie im internationalen Wettbewerb) offenkundig wurden und sich Widerstand der Industrie bzw. der Industrieverbände formierte. Es dürfte daher nicht dem Zufall zuzuschreiben sein, daß von Deutschland eine europaweite Einführung dieser Instrumente gefordert wurde. Für eine europäische Lösung sprach, daß die Veränderung der komparativen Vorteile im Gefolge einer Einführung von handelbaren CO<sub>2</sub>-Zertifikaten oder einer CO<sub>2</sub>-Steuer alle Volkswirtschaften in Europa, und nicht nur die deutsche, wie im Falle eines Alleingangs, erfaßt. Das Ausmaß, in dem es zu einer Verlagerung der emissionsintensiven Produktion ins Ausland kommt, ist viel geringer als bei einer nationalen Lösung. Allerdings blieb die deutsche Initiative zur europäischen Implementierung handelbarer CO<sub>2</sub>-Zertifikate lange Zeit ohne Erfolg: die Europäische Kommission argumentierte, eine CO<sub>2</sub>-Steuer könne die Gemeinschaft erst dann wirkungsvoll anwenden, wenn ihre Hauptkonkurrenzländer eine ähnliche Steuer oder Maßnahmen mit glei-

cher Wirkung eingeführt haben.<sup>61</sup> Da diese Bedingung lange Zeit nicht erfüllt wurde, setzte sich die Auffassung durch, daß Second-Best-Instrumente die überlegene Alternative zu „wirtschaftsunverträglichen“ (s. /Hansmeyer 1993: 81/) First-best-Instrumenten seien. Dies änderte sich, als die Beschlüsse der Konferenz von Kyoto die Aussicht auf eine weltweit effiziente Lösung des Extenalitätenproblems verbesserte. Die Möglichkeit, Emissionsrechte einzuführen und auf dem Weltmarkt zu handeln, blieb nicht ohne Einfluß auf die Politik der EU. Die EU, die sich in Kyoto für eine solche institutionelle Innovation eingesetzt hatte, nahm das Kyoto-Protokoll zum Anlaß, für die Mitgliedstaaten der EG ein System des Emissionshandels vorzuschlagen (vgl. Rat der Europäischen Union, Interinstitutionelles Dossier: 2001/0245 (COD) Brüssel, den 11. Dezember 2002 14935/02)<sup>62</sup>. Jedoch herrschen in der europäischen und deutschen Praxis der Politik noch Steuern auf den Verbrauch von Kohlenwasserstoffen, Ordnungsrecht und finanzielle Anreize zur Förderung ausgewählter Techniken als Instrumente zur Verringerung von Treibhausgasemissionen vor.

Die Mitglieder der Energie-Enquete-Kommission konnten in ihrem Bericht vom 2. Juli 2002 noch kein Einvernehmen über Empfehlungen an den Gesetzgeber hinsichtlich der Instrumentenwahl erzielen. Eine Mehrheit dieser Kommission kommt nach Auswertung verschiedener Szenarien einer zukunftsfähigen Entwicklung bis zum Jahre 2050 zu dem Ergebnis, daß in Deutschland die Treibhausmissionen bis zum Jahr 2050 um 80 Prozent verringert werden könnten. Eine solche Reduktion sei nicht nur technisch, sondern auch wirtschaftlich realisierbar – selbst unter Berücksichtigung des Ausstiegs aus der Kernenergie. Dies setze allerdings voraus, daß die fossilen Energieträger effizienter genutzt, erneuerbare Energien verstärkt eingesetzt, Energie mehr eingespart oder Kohlendioxid deponiert würden. Zu der Frage, welche gesamtwirtschaftlichen Kosten eine solche Reduktion haben wird und welche Instrumente der Gesetzgeber in Gesetzesform zusätzlich (zu den vorhandenen) implementieren sollte, damit

---

<sup>61</sup> Nach dem Beschluß des Kyoto-Protokolls änderte sich die Haltung: „Negative Auswirkungen auf die internationale Wettbewerbsfähigkeit werden denkbar gering ausfallen, wenn - wie erwartet - andere Industrieländer sich im Rahmen des Kyoto-Protokolls dem Handel mit Treibhausgasemissionen anschließen. Wenn ab 2008 ein internationales System für den Emissionshandel in Kraft tritt, werden die Unternehmen in allen Industrieländern wahrscheinlich ähnliche Kosten haben (vgl. KOMMISSION DER EUROPÄISCHEN GEMEINSCHAFTEN; Brüssel, den 8.3.2000 KOM (2000) 87 endgültig GRÜNBUCH zum Handel mit Treibhausgasemissionen in der Europäischen Union (Vorgestellt von der Kommission), S. 7. Sie votiert nunmehr für ein gemeinsames Emissionshandelssystem: *„Ein System des Emissionshandels, dessen Erfassungsbereich Gegenstand von Vereinbarungen auf Gemeinschaftsebene ist, würde optimale Bedingungen für die Wettbewerbsgleichheit der Beteiligten in den verschiedenen Mitgliedstaaten und allen Unternehmen größtmögliche Transparenz und Rechtssicherheit bieten. Darüber wäre mit einer solchen Lösung infolge der größeren Unterschiede bei den Emissionsminderungskosten zwischen den beteiligten Unternehmen ein beträchtlicher wirtschaftlicher Nutzen verbunden. Dies würde bedeuten, daß auf Gemeinschaftsebene ausdrücklich festgelegt werden muß, welche Bereiche in das Handelssystem einbezogen werden und welche Bereiche nicht dazu zählen“*, (ebenda, S.16).

<sup>62</sup> Das Dossier enthält als Anlage einen geänderten Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionsberechtigungen in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates.



die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 um 80 Prozent reduziert werden, gab die Enquete-Kommission keine Empfehlung ab. Es ist zu vermuten, daß bei dieser Zurückhaltung nicht nur, aber auch, ein Mangel an Informationen über die Effizienz verschiedener Ziel-Mittel Kombinationen eine Rolle gespielt hat. Anders formuliert: Intransparenz über die Wirkung spezifischer Instrumente zur Reduktion von Treibhausgasen könnte Attentismus der Politiker verursachen. Transparenz bezüglich der Vermeidungskosten von Maßnahmen wie die der Förderung CO<sub>2</sub>- freier (emissionsarmer) Energieträger oder der Förderung von Energieeffizienz herzustellen, ist Anliegen dieser Untersuchung.



## Teil II Förderung von erneuerbaren Energien und Energieeffizienz in Deutschland

### 5 Förderung von Produktion und Verbrauch erneuerbarer Energien

#### 5.1 Vorbemerkung

Von der Sonne auf die Erde eingestrahlte Energie, kinetische Energie des Windes und des fließenden Wassers, potentielle Energie aufgestauten Wassers sowie nachwachsende Stoffe der Biosphäre (z.B. Holz, Stroh und andere Produkte der Landwirtschaft) werden seit langem in andere Energieformen konvertiert; Erdwärme (Geothermie) ist in jüngerer Zeit als eine weitere Energiequelle hinzugekommen, die wirtschaftlich genutzt werden kann. Überwiegend werden diese natürlichen Ressourcen in Elektrizität und Wärme umgewandelt. Da die Vorkommen praktisch nicht abbaubar sind bzw. sich ständig erneuern – anders als z.B. Kohlevorräte – hat sich für sie die Bezeichnung erneuerbare Energien durchgesetzt. Gemäß der Unbegrenztheit des natürlichen Vorkommens haben die erneuerbaren Energien keine Knappheitsrente im Sinne der Theorie von Hotelling (1931) und müßten deshalb gegenüber den erschöpflichen Ressourcen - wie z.B. Kohle, Erdgas und Erdöl -, im Zeitverlauf wettbewerbsfähiger werden, d.h. immer stärker genutzt werden, weil die Preise der erschöpflichen Energieressourcen bei deren sich abzeichnender Erschöpfung ansteigen. Tatsächlich hat sich der Beitrag der erneuerbaren Energien zur Produktion von Strom und Wärme in den letzten Jahrzehnten erhöht. Der Beitrag zum Endenergieverbrauch beläuft sich in Deutschland auf rund 8,0 vH (2002) und der Beitrag zur Produktion von Wärme auf 3,6 vH (2002).<sup>63</sup>

Den politischen Entscheidungsträgern ging die Nutzung der erneuerbaren Energien nicht rasch genug voran. In Deutschland und in anderen Staaten wird die Umwandlung erneuerbarer Energien in Elektrizität und Wärme durch Markteingriffe verschiedener Art gefördert. Im Vordergrund der staatlichen Förderung steht seit den dreißiger Jahren die Windenergie. In Deutschland beschränkte sich der Staat während der siebziger und achtziger Jahre auf die finanzielle Förderung von Forschung und Entwicklung. Trotz dieser Politikmaßnahmen erhöhte sich die Wettbewerbsfähigkeit der erneuerbaren Energieträger gegenüber den fossilen Energieträgern bei der Stromerzeugung nicht signifikant. Als es Mitte der achtziger Jahre zu einem starken Fall der Rohölpreise kam und im Gefolge hiervon auch die Preise anderer fossilen Energieträger verfielen, beeinträchtigte dies die Marktdurchdringung regenerativer Energien. Ihr Markterfolg rückte in weitere Ferne.<sup>64</sup> Offensichtlich fühlten sich politische Entscheidungsträger hierdurch zu verstärkten Interventionen herausgefordert.

---

<sup>63</sup> Vgl. /BMU 2003a: 12/

<sup>64</sup> Ausgenommen hiervon waren die bereits installierten Wasserkraftwerke und Müllverbrennungsanlagen.

Instrumente zur Förderung eines verstärkten Ausbaus erneuerbarer Energien sind in den letzten Jahren in Deutschland vielfach benannt, zusammengestellt und kommentiert worden (vgl. /Enquete 1990; Enquete 1995; BMU 1993; IMA 1994; Altner et al. 1995; Ikarus 1997/). Nicht bei jedem Vorschlag steht die Verminderung von CO<sub>2</sub>-Emissionen gemäß den Zielen der Klimakonvention als Zweck im Vordergrund; zum Teil geht es vorrangig darum, die Reserven an erneuerbaren Energien, soweit sie in Deutschland vorhanden sind, mehr zu nutzen. In Anbetracht der Vielfalt der diskutierten Instrumente empfiehlt es sich, zwei Kategorien zu bilden.

Der einen Kategorie werden alle Instrumente zugeordnet, die geeignet erscheinen institutionelle Hemmnisse<sup>65</sup> gegen eine verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien abzubauen. Die andere Kategorie bilden Instrumente, die die Nutzung dieser Energien durch den Staat positiv beeinflussen sollen. Schwierig ist die Zuordnung des Vorschlags, der Staat möge einer mangelhaften Information entgegenwirken und für mehr Aus- und Fortbildung sorgen. Gewöhnlich werden unvollkommene Information und ungenügende Aus- und Fortbildung der Kategorie institutionelle Barrieren zugeordnet, obwohl hier ein Marktversagen nicht nachgewiesen wird; eine Zuordnung zur Kategorie positive staatliche Förderung wäre also angemessener.

In der wirtschaftspolitischen Praxis dominieren Instrumente der Kategorie positive staatliche Förderung der erneuerbaren Energien, zunächst in Form finanzieller Zuwendungen, z.B. für Forschung und Entwicklung, Investition, Produktion oder Markteinführung, und später in Form von Ge- und Verboten im Rahmen der Bundesgesetzgebung. So wurden Mindestabnahmepreise für Strom durch das Stromeinspeisegesetzes (StrEG) und das nachfolgende Erneuerbare Energien Gesetz (EEG, 2000) angeordnet. Dieses Gebot brachte einen erheblichen Schub für die Nutzung erneuerbarer Energien. Die Preissubventionen, die den Produzenten aufgrund dieser Gesetzesbestimmungen zufließen, stehen im Zusammenhang mit der wettbewerbspolitischen Neuordnung des europäischen Energiemarktes, der das Energiewirtschaftsgesetz vom April 1998 Rechnung trägt.

Der durch mehr Wettbewerb für konventionelle Energien ausgelöste Preisdruck verschlechterte die Perspektiven für die Produzenten von Strom aus erneuerbaren Energien. Da aber nach dem EU-Binnenmarktrecht Umweltschutzziele Ausnahmen vom Prinzip des Gemeinsamen Marktes begründen können, sah der deutsche Gesetzgeber eine rechtliche Möglichkeit, den erneuerbaren Energien in diesem durch Preissenkungen gekennzeichneten Markt einen Wettbewerbsvorteil zu verschaffen. Der Beitrag erneuerbarer Energien zur Strom- und Wärmeversorgung soll nach dem Willen des Gesetzgebers bis zum Jahr 2010 mindestens verdoppelt werden. Preispolitische Maßnahmen wurden für geeignet gehalten zu gewährleisten, daß die Nutzung erneuerbarer Energien im wettbewerblich organisierten Energiemarkt entsprechend

---

<sup>65</sup> Unzureichende Wirtschaftlichkeit der Nutzung stellt nach dieser Definition kein Hemmnis dar. Eine Zusammenstellung der institutionellen Instrumente findet sich unter anderem in /Altner et al. 1995/ sowie in /Forum 1997/.

der Mengenvorgaben expandieren kann. An die Preispolitik wird die Hoffnung geknüpft, daß sie einen sich selbst tragenden Prozeß in Gang bringt und längerfristig staatliche Hilfen entfallen können. Wann dies der Fall ist, läßt sich nicht absehen. Daher wird die Suche nach geeigneten Instrumenten auf der Agenda der Politik noch eine Weile verbleiben.

Ende der achtziger Jahre begannen zunächst einzelne Bundesländer, später dann auch die Bundesregierung, Mittel für die Förderung des Einsatzes von Techniken zur Nutzung erneuerbarer Energien bereit zu stellen. Die Förderung bestand meist aus Investitionskostenzuschüssen, Abschreibungserleichterungen oder der Vergabe von zinsverbilligten Krediten. Der Höhe nach beliefen sich die Haushaltsmittel der Länder für diese Förderprogramme auf gut 100 Millionen DM (ca. 51 Mill. Euro), und die des Bundes auf ca. 40 Millionen DM (ca. 20,5 Mill. Euro).

Die bisher in Deutschland eingesetzten Instrumente sind beinahe ausnahmslos dem Instrument der Subvention zuzuordnen in Form von Finanzhilfen und Preissubventionen. Im folgenden werden die Förderprogramme für erneuerbare Energien, die die Bundesregierung und die Landesregierungen aufgelegt haben, vorgestellt; auch auf Programme der Energieversorgungsunternehmen wird eingegangen. Eine zentrale Rolle im Bereich der Förderung der Nutzung der erneuerbaren Energien nimmt das Stromeinspeisegesetz, StrEG (später das Erneuerbare Energien Gesetz, EEG) ein, weil es hohe Transfers impliziert. Das StrEG bzw. das EEG wird in einem eigenen Kapitel beschrieben.

## **5.2 Förderprogramme und Akteure**

Erneuerbare Energieerzeugungstechniken erhalten aus unterschiedlichen Quellen eine Förderung, um Wettbewerbsnachteile, die durch relativ hohe spezifische Stromerzeugungskosten bedingt sind, auszugleichen bzw. aufzuheben. Im folgenden findet sich eine Aufstellung von Fördermaßnahmen und Beihilfen, die neben der derzeitigen gesetzlichen Regelung durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz geleistet werden. Unterschieden wird dabei in Maßnahmen von Bund und Ländern sowie solche, die von Seiten der Energieversorgungsunternehmen durchgeführt werden.

### ***5.2.1 Förderprogramme der Gebietskörperschaften***

Erneuerbare Energien werden sowohl auf Bundes-, wie auch auf Länderebene gefördert. Die folgende Aufstellung soll einen Überblick über Förderprogramme geben, die durch die verschiedenen Gebietskörperschaften durchgeführt werden.

### 5.2.1.1 Bund

Der Bund hat die Nutzung erneuerbarer Energien durch ein breit angelegtes Förderprogramm seit Jahren umfangreich unterstützt. Die Förderinstrumente sind auf verschiedene Ressorts des Bundes verteilt und für unterschiedliche Zielgruppen und Förderzwecke ausgelegt.

#### *Marktanreizprogramm des Bundesministeriums für Wirtschaft*

Das Bundesministerium für Wirtschaft (BMWi) hat die Nutzung erneuerbarer Energien durch ein „100 Millionen DM-Programm für erneuerbare Energien“ gefördert; es war zunächst auf den Zeitraum von 1994 bis 1998 beschränkt, wurde aber im Jahr 1999 vorläufig verlängert. Es richtete sich an private Haushalte und Unternehmen. Diese sollten mit Hilfe von Investitionskostenzuschüssen in die Lage versetzt werden, mehr Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien nachzufragen. Die Mehrnachfrage sollte Kostensenkungen bei Herstellern und Installateuren ermöglichen und entsprechende Preissenkungen auslösen. Die Vorstellung bestand, daß auf diese Weise ein sich selbst tragender Marktprozeß zustande kommt.

Förderungsfähig waren alle Techniken, die erneuerbare Energiequellen nutzen, mit Ausnahme der Geothermie. Allerdings wurden die Fördermittel - in Form von Investitionszuschüssen - nach Techniken differenziert und an bestimmte Leistungsgrenzen gebunden; mit der Durchführung war das Bundesamt für Wirtschaft (BAW) betraut. Die Zuständigkeit für das Programm lag seit dem Herbst 2003 bei dem Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit. Die Kredite bzw. Darlehen wurden von der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) vergeben. Das Programm ist am 15. Oktober 2003 ausgelaufen.

#### *„100.000-Dächer-Solarstrom-Programm“ des Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie*

Im September 1998 wurde das „100.000-Dächer-Solarstrom-Programm“ als eine der ersten Maßnahmen der neuen Bundesregierung verabschiedet. Zuständig war das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. Dieses auf fünf Jahre angelegte Programm zielt nach japanischem Vorbild auf die breite Markteinführung photovoltaischer Anlagen und löste das 1000-Dächer-Photovoltaik-Programm ab, das bis zum Jahr 1998 in Kraft war. Das „100.000-Dächer-Solarstrom-Programm“ galt als das weltweit größte Kreditprogramm zur Förderung der photovoltaischen Stromerzeugung. Gefördert wurden die Errichtung und Erweiterung von Anlagen zur Energiegewinnung durch Solarzellen, sogenannte Photovoltaik-Anlagen ab einer Mindestgröße von 1 Kilowatt<sub>peak</sub> (kWp) Nennleistung.<sup>66</sup> Es wurde erhofft, daß durch die Förderung bis zum Programmende Photovoltaik-Leistung in Höhe von 300

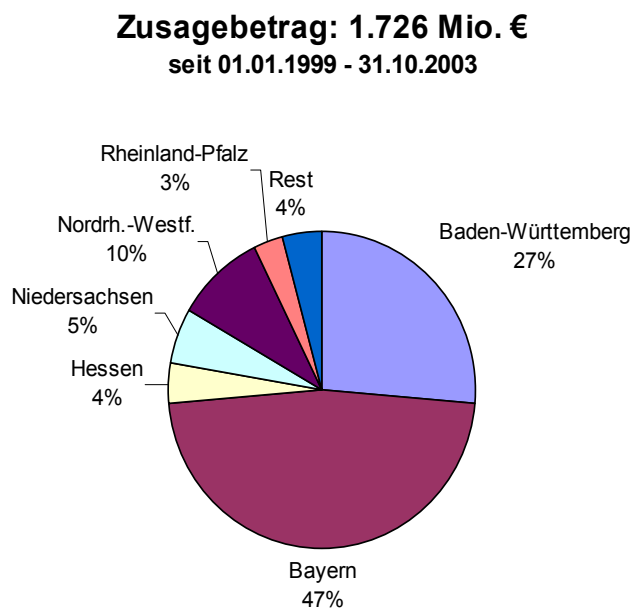
---

<sup>66</sup> 1 kWp entspricht der elektrischen Leistung bei senkrechter Solarstrahlung von 1.000 W/m<sup>2</sup> auf das Modul und einer Zelltemperatur von 25 °C.

Megawatt installiert würden. Die vergebenen Programmmittel erreichten eine Höhe von 1,726 Mrd. € (Stand vom 31. Oktober 2003); die Nennleistung der geförderten Solarstromanlagen betrug im Mai 2003 rund 250 Megawatt. In den letzten Monaten des Programms, bis zum 30.06.2003, nahm die Zahl der Anträge auf die Gewährung eines zinsgünstigen Darlehns deutlich zu. Nach Angaben im Nationalen Klimaschutzprogramm kann durch die neu installierte Photovoltaik-Leistung der Kohlendioxidausstoß um insgesamt rund 100.000 Tonnen pro Jahr verringert werden.

Gefördert werden Investitionen in Photovoltaik-Anlagen nicht nur durch zinsverbilligte Kredite, sondern auch durch einen Restschuldenerlaß im zehnten Betriebsjahr. Die Kredite werden durch die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) vergeben und über die Hausbanken der Antragsteller ausgezahlt. Der Zinssatz beträgt nominal 1,90 % p.a., bzw. effektiv 1,91 % p.a. (Stand: 11. November 2002) und ist festgelegt für die gesamte Laufzeit von 10 Jahren. Die Abbildung II-1 zeigt die bisherigen Vergabe zinsverbilligter Kredite in den Jahren 1999 bis 2003 nach ihrer Gesamthöhe und nach Bundesländern.

**Abbildung II-1:** Fördervolumina Januar 1999 bis Oktober 2003 nach Bundesländern



Quelle: Kreditanstalt für Wiederaufbau; Monatsstatistik zum 100.000 Dächer-Solarstrom-Programm, Oktober 2003; eigene Aufstellung

*„250 MW-Wind“-Programm des Bundesministeriums für Bildung, Wissenschaft und Forschung*

In den Jahren von 1990 bis 1998 gab es ein „250 MW-Wind“-Programm, für das das Bundesministeriums für Bildung, Wissenschaft und Forschung (BMBF) zuständig war. Es wurde ursprünglich als Breitentest- und Demonstrationsprogramm für Windkraftanlagen konzipiert.

Tatsächlich hatten die Tests und Demonstrationsprojekte Auswirkungen auf die Bereitschaft zur Nutzung von Windkraft. Sie begünstigten im Zusammenwirken mit den Instrumenten des Stromeinspeisungsgesetzes den Bau von Anlagen mit neuester Windkraft-Technik. Die Zahl von Windkraftanlagen und deren technischer Leistungsstand wären ohne dieses Förderprogramm geringer als es heute der Fall ist (vgl. /Kleinauf et al. 1997/). Die Fördermittel wurden fakultativ als Betriebskostenzuschuß oder als Investitionshilfe vergeben.

### *Weitere Bundesprogramme*

Die folgenden weiteren Bundesprogramme gibt es:

- ERP-Umwelt- und Energiesparprogramm der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW),
- ERP-Existenzgründungsprogramm der KfW,
- ERP-Eigenkapitalhilfe-Programm (DtA-Programme für Gewerbetreibende);
- Umweltprogramm der Deutsche Ausgleichsbank (DtA) für Unternehmen und freiberuflich Tätige;
- Umweltprogramm der KfW für Betriebe und Organisationen;
- Programm der KfW zur CO<sub>2</sub>-Minderung durch Wärmepumpen und Solarkollektoren;
- Mittelstandsprogramm der KfW.<sup>67</sup>

Im Rahmen dieser Programme wurden an Investoren in Windkraftanlagen zinsverbilligte Kredite gewährt und zwar durch die Deutsche Ausgleichsbank (DtA) sowie die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW). Mit den Programmen verfolgte die Bundesregierung jeweils spezifische Förderzwecke. Die Wertschöpfung der Begünstigten sollte sich durch Zinsverbilligung (bei Investitionskrediten) oder durch Steuerersparnisse (Steuervergünstigungen) erhöhen.

Weiterhin werden erneuerbare Energien durch Steuervergünstigungen gefördert, die nach Maßgabe des Eigenheimzulagengesetz bei Einbau einer Wärmepumpe, Solar- oder Wärmrückgewinnungsanlage gewährt wurden. Außerdem gibt es nach dem Fördergebietsgesetz oder dem Investitionszulagengesetz Steuervergünstigungen für die neuen Bundesländer bei Investitionen, die erneuerbare Energiequellen betreffen. Speziell für Landwirte wurde mit dem Agrarinvestitionsförderprogramm (AFP) die Möglichkeit eröffnet, u.a. Zuschüsse oder verbilligte Kredite bei Investitionen in Wärmepumpen, Solar- und Biomasseanlagen zu erhalten. Ferner stehen der Landwirtschaft auch Mittel aus dem Sonderkreditprogramm für Landwirte und Junglandwirte zur Verfügung, wenn Landwirte Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien durchführen.

Zu den weiteren Maßnahmen des Bundes zur Förderung der regenerativen Energien sind Programme zu rechnen, die mit öffentlichen Mitteln die Entwicklung neuer Anlagen, Kompen-

---

<sup>67</sup> Ausgelaufen ist das Programm „Solarinitiative der DtA für private Haushalte“



ten und Systeme und ihre Demonstration unterstützen. Unter den geförderten Projekten der energietechnischen Forschung und Entwicklung (FuE) bildeten die Projekte für die erneuerbaren Energien einen Schwerpunkt. Die Förderung wurde allen Techniken der Nutzung regenerativen Energiequellen unterschiedslos gewährt.

#### *5.2.1.2 Länder und Kommunen*

In den Bundesländern gab und gibt es – ebenso wie auf der Ebene der Städte, Gemeinden und Kreise – verschiedene Förderprogramme, die auf eine verstärkte Nutzung erneuerbarer Energiequellen abzielen. Gründe für die Förderung sind neben Umwelt- und Klimaschutzbeiträgen u.a. die Stärkung der regionalen Nachfrage nach entsprechenden Anlagen und die Schaffung eines lokalen Anbieter-Marktes für die Herstellung, Installation und Instandhaltung der Anlagen. Der größte Teil der Fördermittel wird in Form von technologiespezifischen, festen Zuschüssen zu entsprechenden Investitionen vergeben, ein kleinerer Teil in Form von Zinsverbilligungen oder in Form steuerlicher Erleichterungen (z.B. erhöhte Abschreibungsmöglichkeiten).

Zu den auf kommunaler Ebene wirkenden Förderprogrammen können auch spezielle Vergütungsmodelle für Strom aus erneuerbaren Energiequellen gerechnet werden. Diese Programme sahen bereits ab 1997 in über 20 Städten Deutschlands kostendeckende Einspeisevergütungen vor. Dabei wurde der eingespeiste Strom aus erneuerbaren Energiequellen von dem örtlichen Stadtwerk zu tatsächlichen Gestehungskosten, z.B. in Höhe von 2,00 DM/kWh für Photovoltaik-Strom und 30,0 Pf/kWh für Windstrom, vergütet. Die erhöhten Einspeisevergütungen wurden durch eine Umlage auf die allgemeinen Strompreise von den Tarifabnehmern finanziert.<sup>68</sup>

#### *5.2.1.3 Fiskalische Kosten der Förderprogramme*

Die Höhe der fiskalischen Kosten der Förderung der erneuerbaren Energien werden von den Akteuren in den Gebietskörperschaften nicht ausgewiesen. Es gibt lediglich Angaben über die Höhe der Finanzmittel, die im Rahmen von Förderprogrammen überwiegend in Form von Krediten in die Branche der regenerativen Energien geschleust wurden. Die Zusammenstellung dieser Finanzmittel aufgeteilt nach Bund und Ländern zeigt, daß die Mittel etwa je zur Hälfte von den Ländern und vom Bund aufgebracht wurden (Tabelle II-1). Die jährlichen Fördersummen der Länder lagen Ende der neunziger Jahre zwischen 250 und 300 Millionen DM und hatten sich somit gegenüber 1991 verdoppelt. Der Bund hat seine Förderung, die 1992 mit knapp 390 Millionen einen Höhepunkt erreichte, in den folgenden Jahren reduziert

---

<sup>68</sup> Vgl. Pressemitteilung Greenpeace 1997:  
[http://archiv.greenpeace.de/GP\\_DOK\\_3P/HINTERGR/C04HI11.HTM](http://archiv.greenpeace.de/GP_DOK_3P/HINTERGR/C04HI11.HTM)  
 oder aber Klimabündnis europäischer Städte (<http://www.klimabuendnis.org>)

(auf ca. 280 Millionen DM im Jahr 1998). Der Grund für den Rückgang der finanziellen Förderung dürfte in der Entscheidung zu sehen sein, die Preissubvention für die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien auszuweiten. Eine solche Subvention sah das Stromeinspeisungsgesetz vor, das Anfang der neunziger Jahre in Kraft trat. Nach Maßgabe dieses Gesetzes erhalten Produzenten von Strom aus erneuerbaren Energien eine Mindestpreisvergütung, wenn sie Strom in das Netz einspeisen. Das Stromeinspeisungsgesetz betraf Strom aus Windkraft-, Biomasse-, Solarkollektor- und Photovoltaikanlagen. Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit schätzt die Höhe der monetären Förderung erneuerbarer Energien aus den wichtigsten Förderinstrumenten auf Bundes- und Länderebene auf 1.127 Millionen Euro für das Jahr 2001 (vgl. /BMU 2003a: 16/).

**Tabelle II-1:** Finanzielle Aufwendungen für die Förderung der Nutzung erneuerbarer Energiequellen durch Bund und Länder (Mill. DM)

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1991-1998
Baden-Württemberg	5,4	13,5	18,9	17,1	21,9	11,7	14,8	10,7	114,0
Bayern	5,4	15,2	17,3	37,1	66	62	75,3	0	278,3
Berlin	3,5	3,6	2,8	3,2	5,2	5,4	12,1	20,6	56,4
Brandenburg	0	10	11,4	25,7	15	18,2	4,8	13	98,1
Bremen	0,3	1,3	1,6	1,2	0,6	0,8	0,9	1,5	8,2
Hamburg	1,5	1,5	1,3	0,6	1,8	0,6	0,9	0,8	9,0
Hessen	4,2	13,4	23,5	22,9	22,6	16,1	13,7	48	164,4
Meckl.-Vorpommern	4,2	7,2	7,3	6,8	8,3	10,7	0	0	44,5
Niedersachsen	11,7	16,7	31,8	21,2	10	2,2	5,4	16,5	115,5
Nordrhein-Westfalen	71,2	80,5	112,3	88	71,6	79,2	101,4	93,4	697,6
Rheinland-Pfalz	8,2	7,4	2,5	8,3	6,5	8,5	0	0	41,4
Saarland	2,6	5,3	4,3	1	3,5	7,5	8	8,9	41,1
Sachsen	0,8	7,6	13,2	19,5	23,4	19,6	12,1	8	104,2
Sachsen-Anhalt	0,5	2,3	11,2	16,8	16,7	8,9	17,2	17,2	90,8
Schleswig-Holstein	12,8	7,6	6,2	6,2	6,6	4,5	4,5	4,1	52,5
Thüringen	0,1	1,9	7,1	7,8	9,2	10,7	11,11	8,9	56,8
Steuerminderung Länder	23	19	15	12	9	7	6	5	96,0
Gesamtaufwand Länder	155,3	213,8	287,6	295,4	297,9	273,5	288	256,7	2.068,2
Förderung Nutzung Bund	36,0	40,5	38,8	38,9	46,1	58,4	46,4	27,0	332,1
FuE Bund	304	347	325	281	267	281	264	250	2.319,0
Bund und Länder	495,3	601,3	651,4	615,3	611	612,9	598,4	533,7	4.719,3

Quelle: BMBF; /Prognos, 1999/; eigene Erstellung

### **5.2.2 *Initiativen der Energieversorgungsunternehmen***

Die Energieversorgungsunternehmen (EVU) fördern die Nutzung erneuerbarer Energien auf zweifache Weise: als Investoren und Betreiber von entsprechenden eigenen Anlagen sowie als Geber von Finanzierungshilfen für private Investitionen ihrer Kunden. Insgesamt betrieben deutsche EVU im Jahre 1999 ca. 1868 Anlagen auf Basis erneuerbarer Energiequellen, darunter 657 Wasserkraft-, 828 netzgekoppelte Photovoltaik- und 222 Windkraftanlagen sowie 124 Biomasseanlagen (vgl. /Wagner 2000/). Während die Wasserkraftanlagen zum traditionellen wirtschaftlich arbeitenden Erzeugungspark der EVU gehören und von daher fast ausnahmslos seit vielen Jahren am Netz arbeiten, sind Windkraftwerke mit Beginn und Photovoltaikanlagen verstärkt seit Mitte der neunziger Jahre im Rahmen von Forschung und Demonstration von den Unternehmen in Betrieb genommen worden.

Im Jahre 1998 gaben die EVU für Investitionen in Anlagen zur Nutzung regenerativer Energien 1,2 Milliarden DM aus. Davon entfielen 1,1 Milliarden DM auf Planung, Bau, Erhaltung und Betrieb von wirtschaftlichen Anlagen, vor allem Wasserkraftwerken. Für Forschung, Entwicklung und den Bau von Demonstrationsprojekten wurden rund 100 Millionen DM ausgegeben (vgl. /VDEW, 1999a/). Die von den EVU aufgelegten Markteinführungsmaßnahmen haben einen Schwerpunkt im Bereich der Finanzierungshilfen für die Errichtung von Photovoltaikanlagen. Darüber hinaus beteiligen sich die EVU im besonderem Maße an der Finanzierung privater Investitionen in solarthermische Anlagen sowie in Wärmepumpen. Die finanzielle Förderung anderer Anlagen, speziell Biomasse- und kleiner Wasserkraftanlagen, steht in der Rangfolge an dritter Stelle. Außerdem begünstigen die EVU den Bau und den Betrieb von Anlagen zur Stromerzeugung aus regenerativen Energien über spezielle Produktangebote (grüne Tarife).

### **5.3 Preisstützung im Rahmen von Mindestpreisvergütungen (StrEG und EEG)**

Im Jahre 1990 wurde das Stromeinspeisungsgesetz (StrEG) vom Bundestag beschlossen und zum 1. Januar 1991 in Kraft gesetzt. Es galt bis zum Jahre 2000. Danach trat am ersten April 2000 das Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) an seine Stelle. Zielsetzung des StrEG war es, den Beitrag der erneuerbaren Energiequellen zur Stromversorgung aus umwelt- und klimapolitischen Gründen deutlich zu steigern. Das Gesetz enthält in seinem Kern ein die Energieversorgungsunternehmen (EVU) verpflichtendes Regelinstrument. Mit ihm wurden die Abnahme- und Vergütungsverpflichtungen von privat erzeugtem Strom geregelt, der ausschließlich aus Wasserkraft, Windkraft, Sonnenenergie, Deponiegas, Klärgas oder aus Biomasse gewonnen wird. Nach § 2 StrEG waren Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die ein Netz für die allgemeine Versorgung betreiben, verpflichtet, den in ihrem Versorgungsgebiet erzeugten Strom aus regenerativen Energien abzunehmen und ihn mit Mindestpreisen (§ 3 StrEG) zu vergüten. Die Vergütung betrug für Strom aus Wasserkraft, Deponiegas, Klärgas sowie aus Biomasse mindestens 80 % des Durchschnittser-

löses je Kilowattstunde aus der Stromabgabe von Elektrizitätsversorgungsunternehmen an alle Endverbraucher. Bei Wasserkraftwerken sowie Deponiegas- und Klärgasanlagen war eine Leistungsgrenze von 500 Kilowatt festgelegt, bis zu der die 80 %-Vergütung galt; jenseits dieser Leistung betrug die Vergütung mindestens 65 %. Für Strom aus Sonnenenergie und Windkraft, der als besonders förderungswürdig eingeschätzt wurde, legte das Gesetz eine höhere Mindestvergütung fest: mindestens 90 % des Durchschnittserlöses je Kilowattstunde aus der Stromabgabe von Elektrizitätsversorgungsunternehmen an alle Endverbraucher.

Als im Zuge der Überarbeitung des Energiewirtschaftsgesetzes im Jahre 1998 der Energiemarkt liberalisiert wurde, kam es zu einer Novellierung des Stromeinspeisungsgesetz. Die Abnahmepflichten und die Höhe der Vergütung blieben unverändert. Hinzugefügt wurde jedoch eine Härtefall-Regelung (§ 4 StrEG), die die Belastungen der abnahmepflichtigen EVU aus der Mindestpreisregelung begrenzen sollte („Deckelung“). Die Regelung sah vor, daß ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen, das im Kalenderjahr mehr als 5 % der über sein Netz verkauften Kilowattstunden von Produzenten von Strom aus erneuerbaren Energien aufnahm, die Mehrkosten auf den seinem Netz vorgelagerten Netzbetreiber überwälzen konnte (§ 4 StrEG, Abs. 1 S.1.). Fehlte ein vorgelagerter Netzbetreiber, entfiel die Abnahme- und Vergütungspflicht. Außerdem wurde der Netzbetreiber berechtigt, die Vergütung für eingespeisten Strom als Kosten bei der Ermittlung des Durchleitungsentgeltes in Ansatz zu bringen (§ 2 StrEG).

Im Dezember 1999 wurde im Deutschen Bundestag eine weitere Novellierung des Stromeinspeisungsgesetzes initiiert, die im Grunde auf einen Ersatz des StrEG durch ein neues Gesetz herauslief. Die Befürworter der Gesetzesinitiative waren erfolgreich: Es wurde das Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbaren-Energien-Gesetz – EEG) verabschiedet, welches das StrEG ersetzte. Es trat nach Zustimmung des Bundesrates am 1. April 2000 in Kraft (s. /Bundesgesetzblatt 2000/). Das EEG sah folgende wesentliche Neuerungen vor:

- die aus der Abnahme von Strom aus erneuerbaren Energien resultierenden Belastungen der EVU wurden gleichmäßig verteilt<sup>69</sup> und
- die Bindung der gesetzlichen Mindestvergütung an die (zu dieser Zeit) stark fallenden Strompreise wurden beseitigt.

Die räumliche Umverteilung der Kostenbelastungen sollte im Nebeneffekt die „Deckelung“ der Kostenbelastung für die EVU obsolet machen. Die Aufhebung der Bindung der Vergütung an den Strompreis – und die Einführung eines absoluten Ankaufpreises für Strom aus Windkraftanlagen und anderen erneuerbaren Erzeugungstechnologien – kam Wünschen der Produ-

---

<sup>69</sup> Vor allem die Küstenländer beklagten die hohen Strompreise für Endverbraucher, die die Einspeisung von aus von diesen Ländern geförderten Windenergiekonvertern verursachten.

zenten von Strom aus Windkraftanlagen entgegen. Sie forderten Planungssicherheit für Investoren (in Anlagen zur Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien).<sup>70</sup>

Im Jahr 2003 kam es zu einer Novellierung des EEG. Sie brachte eine erneute Änderung der Mindestpreisregelung. Diesmal wurde eine Differenzierung der Mindestpreise nach der Höhe der Erzeugungskosten an verschiedenen Standorten vorgesehen.

Als Ziel des EEG ist unter anderem angegeben (§ 1 EEG), daß aus Klima- und Umweltschutzgründen der Anteil regenerativer Energien an der Elektrizitätserzeugung bis zum Jahr 2010 mindestens verdoppelt werden soll. In der Begründung des EEG (Begründung, A Allgemeiner Teil) heißt es: *„Wenn es nicht gelingt, einen deutlich größeren Teil des Energiebedarfs durch erneuerbare Energieträger zu decken, wird es nicht nur immer schwerer werden, den sowohl auf europäischer als auch auf internationaler Ebene bestehenden Umwelt- und Klimaschutzverpflichtungen nachzukommen, sondern werden auch bedeutende ökonomische Entwicklungschancen versäumt.“* Weiter heißt es: *„Erneuerbare Energiequellen sind heimische Energiequellen, die dazu beitragen können, die Abhängigkeit von Energieeinfuhren zu verringern und so die Versorgungssicherheit zu verbessern“* (vgl. EEG, Begründung, A Allgemeiner Teil). Dies sind die Argumente klassischer Schutzpolitik, die hier zugunsten der Produzenten von Anlagen für die Nutzung erneuerbarer Energien und zugunsten der Betreiber dieser Anlagen vorgetragen werden. In diese Argumentation fügt sich die Aussage ein, in den 90er Jahren sei eine Windkraftanlagenindustrie entstanden, die auf dem Weltmarkt die technologische Spitzenstellung einnimmt; wie in der Windenergieindustrie seien ähnliche industrielle Effekte durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz in den anderen Bereichen der Nutzung regenerativer Energien zu erwarten (vgl. EEG, Begründung, A Allgemeiner Teil).

Im EEG gab es Neuerungen, von denen die folgenden größere Auswirkungen auf die Märkte haben dürften:

- Der Anwendungsbereich der Instrumente wird auf die Geothermie und die energetische Nutzung von Grubengas ausgedehnt; er wird außerdem räumlich auf die außerhalb der 12-Meilen-Zone liegende „ausschließliche Wirtschaftszone“ erweitert, um Offshore-Wind-Projekte mit einzubeziehen (§ 3, § 4 und §§ 6-9, § 10 Abs. 2 EEG);
- Neuanlagen öffentlicher Energieversorgungsunternehmen werden in die Förderung aufgenommen (§ 2 Abs. 3 EEG);
- die Vergütungssätze für eingespeisten Strom werden als Festpreise vorgegeben, die nach Technologien und Leistungsgröße differenziert sind; teilweise sind sie degressiv gestaltet (z.B. § 7 Abs. 3 EEG);
- ein Belastungsausgleich zwischen den Netz- und Übergangnetzbetreibern wird eingeführt (§11 EEG).

---

<sup>70</sup> Im übrigen hatte die Aufhebung der Bindung der Vergütung an den Strompreis Nachteile für andere Marktteilnehmer. Beispielsweise verminderte sie die Planungssicherheit der Akteure, die Strom mit Anlagen auf der Basis nicht-erneuerbarer Energien erzeugen.

Was die mit dem Stromeinspeisungsgesetz eingeführte Marktintervention (Abnahmepflicht und garantierte Mindestvergütungen sowie die Umlage der Zusatzkosten des Stroms aus erneuerbaren Energien auf die Netznutzungsentgelte) anbetrifft, so wird diese im EEG grundsätzlich fortgeschrieben, in Details aber verändert. Die wesentlichen Änderungen betreffen die Preisregelungen (Vergütungen) für aus erneuerbaren Energien erzeugten und in das Netz eingespeisten Strom. Die neuen Regelungen sind in Tabelle II-2 zusammengestellt.

**Tabelle II-2:** Vergütungssätze regenerativer Energieträger für die Jahre 2000 bis 2002<sup>71</sup>

	Järl. Degression ab 1.1.2002	2000 (€-Ct/kWh)	2001 (€-Ct/kWh)	2002 (€-Ct/kWh)
Wasserkraft (< 500kW)	0%	7,67	7,67	7,67
Wasserkraft (> 500kW)	0%	6,65	6,65	6,65
Biomasse (< 500 kW)	1%	10,23	10,23	70,1
Biomasse (< 5 MW)	1%	9,21	9,21	9,1
Biomasse (> 5 MW)	1%	8,70	8,70	8,6
Geothermie (< 20 MW)	0%	8,95	8,95	8,95
Geothermie (> 20 MW)	0%	7,16	7,16	7,16
Windkraft (< 5 Jahre)	1,5%	9,10	9,10	9,0
Windkraft (> 5 Jahre)	1,5%	6,19	6,19	6,1
Photovoltaik	5%	50,62	50,62	48,1

Quelle: /BMWi 2002/

Für die Windenergie ist eine Vergütungsregelung vorgesehen, die der Grenzproduktivität der Windkraftanlagen Rechnung tragen soll. Diese Grenzproduktivität wird vor allem durch die Windverhältnisse an den individuellen Standorten bestimmt. Nach dem EEG soll die Vergütungshöhe ab dem sechsten Betriebsjahr von der kumulierten Stromerzeugungsmenge abhängig sein (§ 7 Abs. 1 EEG). Je höher diese Menge ist, um so geringer ist tendenziell die Vergütung. Insgesamt betrachtet sind aber die vom EEG vorgesehenen administrierten Preise für Strom aus erneuerbaren Energien (Vergütungssätze) höher als die davor gültigen Vergütungen des Stromeinspeisungsgesetzes.

Das EEG schreibt den aufnahmepflichtigen Netzbetreiber vor, den Strom aus erneuerbaren Energien bestmöglich zu verkaufen oder im Rahmen ihres eigenen Strombedarfs für den Netzbetrieb zu verwenden. Damit wird den Netzbetreibern eine Aufgabe zugewiesen, die mit dem Prinzip der Entflechtung unternehmerischer Netzwerke auf dem Energiemarkt gemäß dem Binnenmarktvorschriften der EU schlecht zu vereinbaren ist. Die Neigung zu Absprachen könnte durch den in § 11 EEG geregelten Belastungsausgleich gefördert werden. Dieser Ausgleich soll dafür sorgen, daß die aus der Abnahme- und Vergütungsverpflichtung entstehenden Mehrkosten der Netzbetreiber untereinander aufgeteilt werden. Die Gefahr besteht,

<sup>71</sup> Die Werte gelten für die in den jeweiligen Kalenderjahren in Betrieb gegangenen Anlagen.

daß über den Belastungsausgleich hinaus weitere Sachverhalte in die Absprachen einbezogen werden. Inwieweit diese Regelung die ungleichen Belastungen kompensiert hat, ist eine andere Frage. Sie scheint für den Gesetzgeber keine befriedigende Antwort gefunden zu haben.

Im Sommer 2003 ist eine Änderung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes in Kraft gesetzt worden (vgl. Änderung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes vom 16 Juli 2003 BGBl. 2003, Teil I, Nr. 36, S. 1459), die in einem neuen § 11a EEG eine besondere Ausgleichsregelung, und zwar für Stromverbraucher, vorsieht. Durch die Neuregelung können Unternehmen, die den Nachweis einer erheblichen und andauernden Beeinträchtigung des Unternehmens durch Mehrkosten des Bezugs von Strom aus erneuerbaren Energien führen können, von diesen Kosten befreit werden. Ziel der Neuregelung war es in erster Linie, insbesondere die stromintensiven Unternehmen des produzierenden Gewerbes von solchen Belastungen zu befreien, da diese zu einer Wettbewerbsbenachteiligung führen könnten (vgl. /Bundesregierung 2003/). Die Voraussetzung für eine Befreiung von den anfallenden Mehrkosten ist ein Stromverbrauch der betroffenen Unternehmen von mindestens 100 Gigawattstunden und einem Anteil der Stromkosten von 20 Prozent an der Bruttowertschöpfung. Für das Jahr 2004 wurde eine erneute Novellierung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes angekündigt; die Neuregelung vom 16. Juli 2003 wurde in ihrer Gültigkeit auf ein Jahr befristet, und zwar bis zum 30. Juni 2004. Im Zuge der geplanten großen Novellierung des EEG wird diese Neuregelung auf den Prüfstand gestellt.

In einem Referentenentwurf der Novelle mit Stand vom 12.08. 2003 gibt es eine Begründung für die wirtschaftspolitischen Maßnahmen, die von der bisherigen abweicht: So soll nunmehr das EEG dazu beitragen, „...*erneuerbare Energien mittel- bis langfristig wettbewerbsfähig zu machen, damit sie sich dann ohne finanzielle Förderung im Markt behaupten können. Die spezifischen CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten würden in diesem Fall entsprechend sinken*“ (Deutscher Bundestag, hib, Nr. 238, vom 4.11.2003). Diese Formulierung könnte darauf hindeuten daß die spezifischen Vermeidungskosten nunmehr im Kalkül der Entscheidungsträger eine Rolle spielen.<sup>72</sup> Die Gesetzesnovelle wurde inzwischen umgesetzt. Nach der Neuregelung ergeben sich nur unwesentliche Änderungen der Höhe oder Ausgestaltung der Vergütungssätze. Neu sind Boni, die Betreiber von Anlagen zur Stromerzeugung aus Biomasse erhalten können, wenn diese Anlagen für eine gekoppelte Erzeugung von Kraft und Wärme ausgelegt sind.

---

<sup>72</sup> Im Entwurf der Novellen ist des weiteren die Definition des Ziels des EEG, um die Aufgabe der Internalisierung externer Kosten erweitert worden. So soll das Ziel künftig lauten: „*Zweck dieses Gesetzes ist es, insbesondere im Interesse des Klima- und Umweltschutzes eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen und die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung auch durch die Internalisierung langfristiger externer Effekte zu verringern, Natur und Umwelt zu schonen, einen Beitrag zur Vermeidung von Konflikten um fossile Energieressourcen zu leisten und die Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien zu fördern.*“

## 5.4 Kosten der Emissionsvermeidung durch das EEG

### 5.4.1 Vorgehensweise

Für ein Urteil über die gesamtwirtschaftliche Effizienz des EEG als Instrument der Emissionsvermeidung wird das Kriterium der Grenzkosten der Emissionsvermeidung herangezogen. Dieses Kriterium ist für die Urteilsfindung von zentraler Bedeutung. Bei einem solchen methodischen Vorgehen ist, wie schon erwähnt, von vornherein ausgeschlossen, daß über die Rationalität dieses Instruments in Bezug auf andere politische Ziele, zum Beispiel Versorgungssicherheit oder Nachhaltigkeit, Aussagen getroffen werden können. Für die Höhe der Grenzkosten der Emissionsvermeidung durch das EEG sind die folgenden Größen maßgebend:

- die mengenmäßige Erhöhung der Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien,
- der mengenmäßige Rückgang der Erzeugung von Strom aus konventionellen Energien,
- die Preis- bzw. Kostendifferenzen zwischen Strom aus erneuerbaren Energien und Strom aus konventionellen Energien sowie
- sonstige wirtschaftliche Effekte des Instrumenteneinsatzes.

Die Relation von Mehrkosten der zusätzlichen Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Ressourcen zu den vermiedenen Emissionen zeigt die Höhe der durch das EEG verursachten Vermeidungskosten an. Keine der oben genannte Effekte des EEG läßt sich der amtlichen Statistik entnehmen. Vielmehr ist ein iterativer Prozeß erforderlich, in dem die Größen tentativ aus Angaben verschiedener Quellen abgeleitet werden.

### 5.4.2 Produktionseffekte

Gewöhnlich ist die Ermittlung der mengenmäßigen Reaktion von Unternehmen auf staatliche Anreize eine methodisch und statistisch aufwendiger Vorgang. Hier kann aus einem einfachen Grund auf ökonometrische Schätzungen verzichtet werden: Für die hier betrachtet Angebotsausweitung kann die staatliche Anreizpolitik als alleinige Ursache gelten; ohne sie gäbe es wegen der relativ hohen Produktionskosten keine rentable Investitionen. Vom Gesetzgeber ist die Stärke der Angebotsausweitung sozusagen festgelegt und nicht durch unverzerrte ökonomische Faktoren wie relative Preise und Einkommen bestimmt. Für die Vergangenheit lassen sich die Produktionseffekte des EEG durch einen intertemporalen Vergleich der Stromproduktion bzw. der Produktionspotentiale und für die Zukunft aus einem Vergleich der gegenwärtigen Produktion mit dem politisch gesetzten Produktionsziel feststellen. Die Glaubwürdigkeit dieses politischen Ziels ist wesentlich bestimmt durch Ankündigungen, die Anreize solange und soweit anzupassen bis das Mengenziele erreicht ist.

Die Tabelle II-3 enthält Angaben zu der jährlichen Erzeugung von Strom und Wärme aus erneuerbaren Energien im Zeitraum 1990 bis 2002 in Gigawattstunden (GWh). Die Strommenge, die durch Nutzung von regenerativen Energien – Wasserkraft, Windenergie, Biomasse



und Photovoltaik – gewonnen wurde, hat im Durchschnitt der Jahre 1990 bis 2002 um jährlich 2.450 GWh bzw. 9,2 v.H. (arithmetisches Mittel der jährlichen Änderungsraten) zugenommen. Zum Ende des Beobachtungszeitraums, von 1999 bis 2002, haben sich die jährlichen Zuwachsraten – wiederum ermittelt als arithmetisches Mittel der jährlichen Änderungsraten – erhöht und zwar auf 5.196 GWh bzw. 16,7 Prozent.

**Tabelle II-3:** Stromerzeugung durch Nutzung erneuerbarer Energien, Bundesrepublik Deutschland, 1990 bis 2002, in GWh (Gigawattstunden) und v.H.

Jahr	Wasserkraft		Windenergie		Biomasse		PV	Insgesamt	
	gesamt	EEG gefördert	gesamt	EEG gefördert	gesamt	EEG gefördert	gesamt	durch EEG	
1990	15.908		40		222		1	16.171	
1991	14.652		140		250		2	15.044	
1992	17.317		230		295		3	17.845	
1993	17.676		670		370		6	18.722	
1994	19.495		940		570		9	21.014	
1995	20.865		1.800		670		12	23.347	
1996	18.380		2.200		803		18	21.401	
1997	19.274		3.000		879		27	23.180	
1998	19.215		4.489		1.050		37	24.791	
1999	21.798		5.528		1.170		48	28.544	
2000	25.141	4.831	9.500	7.605	1.625	716	71	36.337	13.187
2001	23.570	5.909	10.456	10.456	3.785	1.393	116	37.927	17.818
2002	23.824	n.v.	17.200	n.v.	4.200	n.v.	176	45.576	24.940
2003	20.350	n.v.	18.500	n.v.	5.140	n.v.	332	44.322	31.165*

Arithmetisches Mittel der jährlichen Änderungen in Mill. kWh					
1990					
bis	660		1.318		354
2002					15
1999					
bis	1.152		2.842		854
2002					35

Arithmetisches Mittel der jährlichen Zuwachsraten in v.H.					
1990					
bis	3,8		75,2		31,5
2002					55,3
1999					
bis	5,9		39,2		50,3
2002					48,2

\* Prognose; n.v.: nicht verfügbar; Zahlen für 2003 noch vorläufig

Quelle: BMU (2003). Erneuerbare Energien. Einstieg in die Zukunft; eigene Berechnungen.

Von allen vier genannten erneuerbaren Energien weist absolut betrachtet die Windenergie die größten jährlichen Zuwächse bei der Stromerzeugung auf, gefolgt von Wasserkraft, Biomasse und Photovoltaik. Gemessen an den durchschnittlichen jährlichen prozentualen Änderungsraten im Zeitraum 1999 bis 2002 ist dagegen die Stromerzeugung aus Biomasse der dyna-

mischste Bereich, gefolgt von der Stromproduktion aus Photovoltaik, Windenergie und Wasserkraft. Bemerkenswert erscheint, daß die durchschnittlichen jährlichen prozentualen Zuwachsraten der Stromerzeugung aus Windenergie und aus Photovoltaik in jüngster Zeit – von 1999 bis 2002 - rückläufig sind.<sup>73</sup>

Auch die Erzeugung von Wärme durch Nutzung von erneuerbaren Energien wie Biomasse, Solarthermie und Geothermie wurde ausgeweitet. Die statistischen Angaben zu dieser Form der Nutzung decken bei der Biomasse und Geothermie nur die Jahre 1998 bis 2002 ab, so daß über die Dynamik in diesem Bereich wenig zu sagen ist, weniger als im Fall der Stromerzeugung. Die höchsten prozentualen Zuwachsraten weist die Wärmeerzeugung mit Solaranlagen auf. Im Hinblick auf die absoluten Zuwächse leistet die Wärmeerzeugung aus Biomasse den größten Beitrag. Allerdings ist die Nutzung der Biomasse mit der Freisetzung von CO<sub>2</sub> verbunden. Dadurch und aufgrund der Tatsache, daß das EEG lediglich die Stromeinspeisung vergütet, bleibt die Nutzung von Erneuerbaren für die Wärmeproduktion jedoch aus der weiteren Betrachtung ausgeschlossen.

Zu der beschriebenen Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ist es nicht zuletzt deshalb gekommen, weil die Kapazitäten – gemessen als installierte Leistung in Megawatt (MW) – ausgeweitet wurden; allerdings scheint eine bessere Auslastung hierbei eine positive Rolle gespielt zu haben. Diese Annahme stützt sich auf den Vergleich der Statistik der Stromproduktion nach Tabelle II-3 mit der Statistik der installierten Leistung in Tabelle II-4.

Die installierte Leistung für die Nutzung der regenerativen Energien gemessen in MW hat sich in den Jahren 1990 bis 2002, sowohl absolut als auch prozentual betrachtet, weniger stark erhöht als die Stromproduktion. Jedoch ist bei der installierten Leistung eine Beschleunigung des Zuwachses in jüngster Zeit (1999 bis 2002) zu beobachten. Den stärksten absoluten Zuwachs weist die installierte Leistung im Bereich der Windenergie auf, gefolgt von der Biomasse. Bezüglich der prozentualen Zuwächse ist die Photovoltaik der expansivste Bereich. Stagnierend ist die installierte Leistung im Bereich der Nutzung der Wasserkraft. Die absoluten und prozentualen jährlichen Zuwächse sind hier gering, und sie sind geringer als die jeweiligen Zuwächse bei der Stromproduktion; dies deutet auf eine Erhöhung des Auslastungsgrads der Anlagen hin.

---

<sup>73</sup> Dies ist nicht zuletzt ein Basiseffekt. Solange die absoluten Werte klein sind, sind hohe Zuwachsraten leichter zu erreichen. Die absoluten Zuwächse sind in der zweiten Periode durchweg höher als in der ersten. Dennoch kann dies ein erster Hinweis auf eine Annäherung an die Sättigungsgrenze darstellen.

**Tabelle II-4:** Installierte Leistung erneuerbarer Energien, Bundesrepublik Deutschland, 1990 bis 2002, in MW (Megawatt) und v.H.

Jahr/Zeitraum	Wasserkraft	Windenergie	Biomasse	Photovoltaik	Insgesamt
			MW		
1990	4.403	56	190	2	4.651
1991	4.403	98	210	3	4.714
1992	4.374	167	227	6	4.774
1993	4.520	310	245	9	5.084
1994	4.529	605	276	12	5.422
1995	4.521	1.094	305	18	5.938
1996	4.563	1.547	358	27	6.495
1997	4.578	2.082	400	40	7.100
1998	4.601	2.875	409	52	7.937
1999	4.547	4.444	448	67	9.506
2000	4.572	6.112	585	111	11.380
2001	4.600	8.757	825	179	14.361
2002	4.620	12.001	900	262	17.783
Arithmetisches Mittel der jährlichen absoluten Änderungen in MW					
1990 bis 2002	18	995	59	22	1.094
1999 bis 2002	5	2.282	123	53	2.462
Arithmetisches Mittel der jährlichen Zuwachsraten in v.H.					
1990 bis 2002	0,4	57,8	14,3	51,1	12,1
1999 bis 2002	0,1	43,1	22,6	50,5	22,4
Für Biomasse in den Jahren 1991, 1993 und 1995 fehlten statistische Angaben. Die Zahlen beruhen auf eigenen Schätzungen durch Mittelung des Vor- und Folgejahres.					
Quelle. /BMU 2003b/; eigene Berechnungen.					

Es ist das erklärte Ziel der Bundesregierung<sup>74</sup>, die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien von heutigen 44.000 GWh (2003) bis zum Jahr 2010 auf 70.000 GWh zu erhöhen. Diese Ziel würde erreicht, wenn die Stromerzeugung gegenüber dem Jahr 2002 jährlich um 3.053 GWh bzw. 6,7 vH gesteigert würde. Als langfristiges Ziel gibt die Bundesregierung einen Anteil von fünfzig Prozent der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien am gesamten Stromverbrauch im Jahr 2050 an.<sup>75</sup>

Bei einer historischen Betrachtung scheint das für das Jahr 2010 gesteckte Ziel realisierbar, weil doch die jährlichen prozentualen Zuwachsraten im Rahmen der statistischen Beobachtungen für den Zeitraum 1998 bis 2002 liegen. Jedoch ist nicht zu übersehen, daß der erforderliche absolute jährliche Zuwachs von 3.053 GWh bei dem bereits erreichten Stand der Dichte der Windenergiekonverter (WEK) und der technischen Reife auf Schwierigkeiten stoßen könnte. Zu beobachten ist, daß in jüngster Zeit (1. Halbjahr 2003) fünf WEK in Deutschland mit einer Leistung von insgesamt 1,50 MW abgebaut wurden und 536 WEK (mit einer Gesamtleistung von 835,4 MW) neu errichtet wurden; diese Anzahl an Neuinstallationen ist

<sup>74</sup> Vgl. hierzu auch /BMU 2003b: 8/.

<sup>75</sup> Ebenda, S. 8.

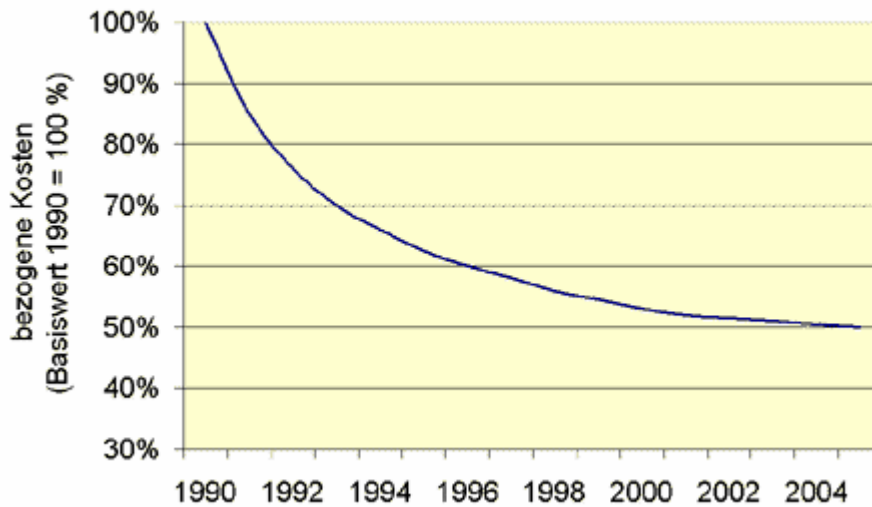
jedoch gegenüber dem Vorjahreszeitraum um rund 35 Prozent (die installierte Leistung um 21 Prozent) gesunken (vgl. /Ender 2003: 6/).

Festzustellen ist auch, daß die Investoren auf eine höhere Leistung der neu zu errichtenden Anlagen bedacht sind: So betrug die durchschnittliche Leistung der im Jahr 2003 neu errichteten WEK 1.559 kW gegenüber einer durchschnittlichen Leistung des alten Bestandes in Höhe von 898 kW.<sup>76</sup> Die Leistungssteigerung je installierte Anlage beruht nicht nur auf einer Vergrößerung der einzelnen Anlage, sondern auch auf einer verbesserten Windenergieausnutzung aufgrund von technischem Fortschritt. Forschung und Entwicklung, die zum Teil auch durch staatliche Anreize hervorgebracht wurden, haben zur Weiterentwicklung der Techniken der Nutzung erneuerbarer Energien beigetragen, insbesondere haben sich die Wirkungsgrade, die Anlagenverfügbarkeit sowie die Zuverlässigkeit und technische Lebensdauer verbessert. Gleichzeitig hat es eine Degression der Anschaffungsausgaben für einen WEK gegeben. Diese Ausgaben sind seit 1990 ständig gesunken (vgl. Abbildung II-2). Die durchschnittlichen Investitionskosten für einen WEK sanken um rund 40% im Zeitraum von 1990 bis 1998 (vgl. /BWE 2001/). Was die Größenabhängigkeit der spezifischen Anlagekosten (gemessen als Anschaffungsausgabe in Euro je kW Nennleistung eines WEK) anbelangt, so scheint es einen Bereich zu geben, von dem an die Kosten nicht mehr sinken. Beispielsweise betragen die spezifischen Anlagekosten für eine 500 bzw. 600 kW-Anlage zwischen 818 und 852 €/kW (vgl. /IER 2002/) und für eine größere Anlage mit 1.500 kW 1.023 €/kW. Es scheint also keine unbegrenzte Kostendegression bei Vergrößerung der Anlage zu geben.<sup>77</sup> Trotz dieser ökonomisch vorteilhaften Entwicklungen in der Technik der Windenergienutzung zeigt die oben beschriebene Verlangsamung des Tempos der Kapazitätsentwicklung an, daß es gegenläufige Kräfte – insbesondere einen gesetzmäßig abnehmender Grenzertrag der Nutzung natürlicher Ressourcen – gibt, deren Einfluß zunimmt (vgl. Kapitel 5.4.4). Das Gesetz vom abnehmenden Grenzertrag dürfte in ähnlicher Weise bestimmend sein für die Entwicklung der Nutzung der Wasserkraft und der Biomasse. Dagegen dürfte eine vermehrte Nutzung der Photovoltaik und Solar- und Geothermie stärker durch eine mangelnde Wettbewerbsfähigkeit auf dem Markt für nicht-natürliche Ressourcen, insbesondere Kapital, gebremst werden.

---

<sup>76</sup> Ebenda, S. 6.

<sup>77</sup> Vgl. hierzu auch Kostenschätzungen von /BWE 2001/, /Mayer 2000/, /HGF 2001/.

**Abbildung II-2:** Kostenentwicklung von Windkraftanlagen in Deutschland

Quelle: Bundesverband der Windenergie /BWE 2002a/

### 5.4.3 Vermeidungseffekte

Mit der Förderung der Nutzung erneuerbarer Energieträger wird in Deutschland bewirkt, daß der Beitrag von konventionell genutzten Ressourcen, insbesondere von Kernenergie und fossilen Energieträgern in Form von Kohle, Gas und Erdöl, zur Energieversorgung des Landes zurückgedrängt wird. Ein steigender Beitrag der emissionsfreien Stromproduktion aus erneuerbaren Energieträgern wird aus der Verpflichtung abgeleitet, die bei der Nutzung von fossilen Energieträgern emittierten Treibhausgase zu verringern. Wie stark die Substitution von fossilen Brennstoffen durch die erneuerbaren Energien genau ist und wieviel Emissionen hierdurch vermieden werden können, muß geschätzt werden. Von den „amtlichen“ Schätzungen sollen zwei vorgestellt werden:

- „Erfahrungsbericht zum Erneuerbaren-Energien-Gesetz“ des Bundeswirtschaftsministerium; für das Jahr 2001 wird angegeben, daß rund 35 Millionen Tonnen Kohlendioxid-Äquivalent an Treibhausgasen durch die Stromgewinnung aus erneuerbaren Energien vermieden worden seien. Würde das im EEG verankerte Ziel der Verdopplung des Anteils regenerativer Energien erreicht, so könnten weitere rund. 70 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> vermieden werden (vgl. /BMWi 2002/).
- „Entwicklung der erneuerbaren Energien – Stand. August 2003 aus dem BMU, Referat „Allgemeine und grundsätzliche Angelegenheiten der Erneuerbaren Energien“; durch die verstärkte Nutzung der erneuerbaren Energien zur Strom und Wärme-gewinnung seien im Jahr 2002 rund 50 Mill. Tonnen CO<sub>2</sub> vermieden worden; davon entfielen rund 36,4 Mill. Tonnen auf die Stromerzeugung, rund 13,1 Mill. Tonnen auf die Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien und rund 1,6 Mill. Tonnen auf die Erzeugung von Kraftstoffen (Biodiesel); läßt man die letzten beiden Positionen außer Betracht, so beläuft sich die geschätzte Emissionsvermeidung auf rund 36,4 Mill. Tonnen; dies sind immerhin 1,4 Mill. Tonnen Vermeidung in der Stromerzeugung mehr als vom Bundeswirtschaftsministerium für das Jahr 2001 ermittelt wurde.

Wichtige Bestimmungsgrößen für das Ergebnis solcher Schätzungen sind die Annahmen über den „Kraftwerksmix“ (Zusammensetzung der eingesetzten Energien bei der Strom- und Wärmeerzeugung) sowie die Emissionsfaktoren dieser. Beispielsweise nimmt das BMU in seiner Schätzung der Emissionsvermeidung (infolge der Nutzung erneuerbarer Energien) für das Jahr 2002 an, daß pro erzeugter kWh Stroms 0,809 kg CO<sub>2</sub>-Emissionen vermieden worden seien (Emissionsfaktor = 0,809 kg); für die Berechnung der Emissionsvermeidung durch die Wärmeerzeugung wurde ein Emissionsfaktor von 0,238 kg/kWh<sub>Wärme</sub> verwendet (BMU, 2003, S. 12).<sup>78</sup>

Die tatsächlich substituierte Menge eines jeden Energieträgers bzw. die jeweils verdrängte Kapazität der Stromerzeugung läßt sich nicht direkt messen; die Statistischen Ämter machen hierzu keine Angaben. Hier soll einmal versucht werden, die oben dargestellten Berechnung der vermiedenen CO<sub>2</sub>-Emissionen nachzuvollziehen.

Dazu wird in einem ersten Schritt der Durchschnittsemissionskoeffizient für die gesamte deutsche Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen und Kernbrennstoffen ermittelt. Hierzu werden Angaben zum Energieeinsatz in Millionen Tonnen Steinkohleäquivalenten der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (/AGEB 2002/), sowie Angaben zur Bruttostromerzeugung gemäß Statistik der Kohlenwirtschaft 9/01 herangezogen. Unter Berücksichtigung von Eigenverbrauch<sup>79</sup> wurde die Stromerzeugung und der Energieeinsatz des deutschen Kraftwerksmixes in Deutschland für das Jahr 2000 ermittelt. Auf dieser Basis wurden die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen berechnet. Die hierfür benötigten Informationen wurden drei Quellen entnommen Energiebilanz (1995), Energiebilanz (1998), Auswertungstabellen für (1998) sowie Prognos (2001).

Für die gesamte Stromerzeugung in Deutschland lassen sich so die durchschnittlichen Emissionskoeffizienten für die Brutto- und Nettostromerzeugung berechnet werden. Sie sind in Tabelle II-5 zusammengestellt.

---

<sup>78</sup> Das Bundesumweltministerium operiert unter der Annahme, daß die Stromerzeugung zu Anteilen von 13,3 % aus Kernkraft, 40 % aus Braunkohle, 35,6 % aus Steinkohle und zu 10,1 % aus Erdgas dem Verdrängungseffekt der vermehrten Erzeugung aus erneuerbaren Energien unterliegt. Die Verdrängung dieses Strommixes wird für die Ermittlung des Emissionskoeffizienten in Ansatz gebracht. Nicht beachtet wird vom Bundesumweltministerium, daß fossile Mittel- und Spitzenlastkraftwerke bei unregelmäßiger Stromeinspeisung durch erneuerbare Energien zeitweilig in Teillast betrieben werden müssen und ihr Wirkungsgrad dabei sinkt. Diese erhöhten Emissionen vermindern den anzusetzenden Einsparungseffekt durch die Erneuerbaren. Der vom BMU angesetzte Emissionskoeffizient scheint damit zu hoch.

<sup>79</sup> Hierbei wurde ein konstanter Eigenverbrauch unterstellt.

**Tabelle II-5:** Deutscher Kraftwerksmix 2000 sowie CO<sub>2</sub>-Emissionen

	Stromerzeugung <sup>1)</sup>		Energieeinsatz <sup>1)</sup>	Spez. CO <sub>2</sub> - Emissionen <sup>2)</sup>	CO <sub>2</sub> - Emissionen	Spez. CO <sub>2</sub> -Emissionen	
	GWh <sub>brutto</sub>	GWh <sub>netto</sub>				PJ	tCO <sub>2</sub> /TJ
Wasser/Wind	35162	34700	139	0,0	0	0	0
Speicherwasser			0	0,0	0	0	0
Pumpspeicher			0	0,0	0	1092	1197
Kernenergie	169638	160594	1851	0,0	0	0	0
Braunkohle	147988	135030	1424	113,5	161624	1092	1197
Steinkohle	143102	131478	1268	92,0	116670	815	887
Heizöl	3190	2883	37	77,0	2849	893	988
Erdgas	49202	46804	357	55,9	19939	405	426
sonstige Gase	12000	11338	101	95,3	9625	802	849
übrige	11265	9496	96	42,0	4032	358	425
<b>Summe</b>	<b>571547</b>	<b>532323</b>	<b>5273</b>	<b>59,7</b>	<b>314739</b>	<b>550,7</b>	<b>591,3</b>
Summe thermisch	536385	497623	5134	95,9	314739	586,8	632,5

1) Angaben zum Energieeinsatz nach Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen /AGEB 2002/; Bruttostromerzeugung gemäß Statistik der Kohlenwirtschaft 9/01; konstante Eigenverbrauchsfaktoren

2) Berechnungen gestützt auf Detailangaben der Energiebilanz 1995 und der Auswertungstabellen für 1998 sowie den Vorgaben von Prognos.  
/Energiedaten 2002/

Für die Nettostromerzeugung mit dem derzeitigen konventionellen Kraftwerkspark ergibt sich über alle Energieträger (ohne erneuerbare Energien, aber einschließlich Strom aus Wasserkraft) ein durchschnittlicher Emissionskoeffizient von 0,6325 kg CO<sub>2</sub>/kWh, der wesentlich von den Annahmen des Bundesumweltministerium abweicht. Es ist davon auszugehen, daß die vom EEG induzierte Ausweitung von Strom aus regenerativen Energien zu einer gleichgroßen Verdrängung von Strom aus fossilen Energieträgern und Kernenergie geführt hat. Dabei ist zu bemerken, daß die Stromerzeugung aus Kernenergie als emissionsfrei gilt und der Verdrängung durch Strom aus regenerativen Energien keine emissionsmindernde Wirkung zugerechnet werden darf.<sup>80</sup> Unter der Annahme, daß jede in einer durch das EEG geförderten neuen Anlage erzeugte Kilowattstunde Strom eine äquivalente Menge, die mit dem durchschnittlichen Erzeugungsmix erzeugt wurde, aus dem Markt verdrängt, ergeben sich die jeweiligen CO<sub>2</sub>-Einsparungen in der Höhe des durchschnittlichen Emissionskoeffizienten der deutschen Stromerzeugung (aus fossilen Brennstoffen inklusive der Kernenergie).

Aus den Angaben in Tabelle II-3 (S. 65) läßt sich für den aktuellen Rand ein durchschnittlicher jährlicher Anstieg der Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien in Höhe von 5.196 GWh feststellen. Bei einem durchschnittlichen Emissionskoeffizienten von 0,6325 kg CO<sub>2</sub>/kWh (Tabelle II-5) werden durch den mit erneuerbaren Energien zusätzlich erzeugten Strom Emissionen in Höhe von 3,286 Mill. t CO<sub>2</sub> vermieden. Was die künftige Vermeidung von CO<sub>2</sub>-Emissionen anbetrifft, die durch die Verdrängung konventionell erzeugten Stroms durch Strom aus erneuerbaren Energien herbeigeführt wird, so wird diese unter den folgenden Annahmen geschätzt:

<sup>80</sup> Eine Verdrängung der Kernenergie mag auch auf den Beschluß der Bundesregierung zurückzuführen sein, die Kernenergieanlagen still zulegen.

- Das von der Bundesregierung gesetzte Verdopplungsziel des Anteils der Erneuerbaren an der gesamten Stromerzeugung im Jahre 2010 wird erreicht und 3.053 GWh konventionell erzeugter Strom verdrängt.
- Die CO<sub>2</sub>-Intensitäten der Stromerzeugung durch Kraftwerke sind niedriger als heute, weil der gegenwärtige Kraftwerksbestand modernisiert oder durch Neuanlagen ersetzt wird. Obwohl auch noch alte Kraftwerke im Jahr 2010 weiterbetrieben werden, bewirken die geringeren Emissionen von neuen und modernisierten Anlagen, daß die durchschnittliche Emissionsintensität der konventionellen Stromproduktion abnimmt. Durch gesteigerte Wirkungsgrade der konventionellen Kraftwerke und ihre jeweiligen Beiträge zu der Stromerzeugung im Jahre 2010 (vgl. Tabelle II-6) ergibt sich für neue Kraftwerke wahrscheinlich ein durchschnittlicher CO<sub>2</sub>-Emissionskoeffizient von nur noch ca. 304 g/kWh einschließlich des Strom aus Kernkraft, bzw. 774 g/kWh bei einem Verzicht auf weitere Stromproduktion aus Kernkraft (Vergleich Anhang A). Unter der Annahme, daß bis zum Jahre 2010 ca. ein Viertel des Kraftwerkparcs durch moderne Anlagen ersetzt wird, ergibt sich ein durchschnittlicher Emissionsfaktor von 551 bzw. 668 g/kWh.

**Tabelle II-6:** Stromerzeugung aus modernen Kraftwerken und Emissionskoeffizienten im Jahre 2010

	Wirkungsgrad [Neuanlagen]	CO <sub>2</sub> /kWh [in kg]	Erzeugungsanteil [inkl. Kernkraft]	Erzeugungsanteil [exkl. Kernkraft]
Steinkohle	46 %	0,720	36,2 %	37,2 %
Braunkohle	45 %	0,908	0 %	51,1 %
Erdgas GuD	57,6 %	0,347	10,7 %	10,7 %
Erdgas GT	38 %	0,530	1,1 %	1,1 %
Kernkraft	34 %	0	52 %	0 %
<b>durchschn. Emissionskoeffizient</b>			0,304 kg/kWh	0,774 kg/kWh

Quelle: Zu den Wirkungsgraden vgl. /Fahl et al. 1997/, /Markewitz, Vögele 2002/, /Kail, Rukes 1995/; eigene Berechnungen für die Anteile der Kraftwerkstypen

Aus diesen Werten ergibt sich, daß voraussichtlich im Jahr 2010 zwischen 1,682 und 2,039 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> durch die Mehrproduktion von Strom aus erneuerbaren Energieträgern eingespart werden.

#### 5.4.4 Bewertung der Emissionsvermeidung

Die durch eine zusätzliche jährliche Menge an Strom aus erneuerbaren Energien vermiedenen Emissionen müssen bewertet werden um die Höhe der Vermeidungskosten ermitteln zu können. Für die Bewertung kommen mehrere Verfahren in Betracht:

- Preisdifferenzen zwischen den Vergütungspreise nach dem EEG und den Marktpreisen
- die aktuellen (privaten) Mehrkosten der Erzeugung von Strom aus regenerativen Energien – gegenüber den zu erwartenden Kosten der Erzeugung von Strom aus konventionellen Energien



- und die künftig zu erwartenden (privaten) Mehrkosten der Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien – gegenüber den zu erwartenden Kosten der Erzeugung von Strom aus konventionellen Energien

Die durch das EEG verursachten Vermeidungskosten werden durch die Relation von Preisdifferenzen oder Mehrkosten der Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Ressourcen zu den vermiedenen Emissionen angezeigt. Im folgenden sollen das erste und das dritte Verfahren für eine Quantifizierung der Kostenwirkungen genutzt werden.

#### *5.4.4.1 Komparativ-statische Bewertung*

Der erste Ansatz der Bewertung stützt sich auf Preisvergleiche. Das Stromeinspeisungsgesetz bürdete den EVU – bzw. den nachgelagerten Verbrauchern – Mehrkosten auf, die sich nach Maßgabe der Abnahme- und Vergütungspflichten aus der Einspeisemenge von regenerativ erzeugtem Strom, der Vergütung je eingespeister Kilowattstunde sowie den sonstigen Kosten dieser Politikmaßnahme ergaben. Diese Mehrkosten sind zum überwiegenden Teil identisch mit den Mehrausgaben der Stromnachfrager für den Bezug von Strom aus erneuerbaren Energien. Die Mehrausgaben sind einer Subvention äquivalent, die nach dem Willen des Gesetzgebers Produzenten erhalten, damit sie Strom aus regenerativen Energien produzieren, der sonst – zu Marktpreisen – unverkäuflich wäre. Die Mehrkosten der EVU beim Bezug von Strom aus solchen Energien werden von ihnen auf die Stromendverbraucher (z.B. private Haushalte) durch einen entsprechenden Aufschlag auf ihre Strompreise umgelegt; es handelt sich sozusagen um eine Umlagefinanzierung der Mehrkosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien.

Um die Mehrausgaben feststellen zu können, werden Informationen über die (unverzerrten) Marktpreise für Strom benötigt. Am wenigsten durch die Politik verzerrt scheinen die Preise zu sein, die an der Strombörse festgestellt werden, die nach der Liberalisierung des Strommarktes für größere Transparenz sorgte.<sup>81</sup>

Nach Maßgabe der Preise auf dem liberalisierten Strommarkt und der gesetzlichen Mindestvergütungen für Strom aus erneuerbaren Energien nach dem Stromeinspeisungsgesetz entstehen den EVU Mehrausgaben. Die Vergütungen für Strom aus den verschiedenen regenerativen Energien nach dem EEG sind in Tabelle II-7 ausgewiesen. Sie beliefen sich nach Angaben der Deutschen Verbundgesellschaft (DVG<sup>82</sup>) im Rumpffjahr 2000 (01.04.2000 bis 31.12.2000) bei einer Erzeugung regenerativen Stroms von 13,2 Terrawattstunden (TWh) auf

---

<sup>81</sup> Es gibt eine Vielfalt von Preisen für Elektrizität, die es erschwert Preisvergleiche zwischen Strom aus konventionellen Energien und aus Erneuerbaren Energien anzustellen. Zu den verschiedenen Preisen und Preisbildungsprozessen vgl. /Kramer 2002/.

<sup>82</sup> Die Deutsche Verbundgesellschaft wurde zum 01.01.2002 in den Verband der Netzbetreiber (VDN) umgewandelt. Die Angaben zur Stromerzeugung und -einspeisung werden jeweils für das vergangene Kalenderjahr ermittelt.

rund 1.127 Mill. €. <sup>83</sup> Bei dieser Gesamtvergütung lag der durchschnittliche Vergütungssatz <sup>84</sup> bei 8,54 €-Cent je Kilowattstunde. Für das Jahr 2001 beziffert der Verband der Netzbetreiber (VDN) das Gesamtvolumen von 17,820 TWh an Einspeisung mit ca. 1,54 Mrd. € Vergütungszahlungen. Für diesen Zeitraum lag der durchschnittliche Vergütungssatz bei 8,64 €-Cent pro Kilowattstunde <sup>85</sup> (vgl. auch die Vergütungssätze in Tabelle II-2).

**Tabelle II-7:** Stromeinspeisung und Vergütung nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz in den Jahren 2000 und 2001

<b>2000 <sup>a</sup></b>			
	Mill. kWh	Anteil	Vergütung (Mill. €)
Wasserkraft, Deponiegas, Grubengas, Klärgas (§4 EEG)	4.831	36,60 %	348,36
Biomasse (§ 5 EEG)	716	5,43 %	68,38
Geothermie (§ 6 EEG)	0	0,00 %	0
Windkraft (§ 7 EEG)	7.605	57,67 %	692,10
Solare Strahlungsenergie (§ 8 EEG)	35	0,27 %	17,47
<b>Gesamt</b>	<b>13.187</b>	<b>100,00 %</b>	<b>1.126,75</b>

<sup>a</sup> extrapoliert

<b>2001</b>			
	Mill. kWh	Anteil	Vergütung (Mill. €)
Wasserkraft, Deponiegas, Grubengas, Klärgas (§4 EEG)	5.909	33,20 %	426,211
Biomasse (§ 5 EEG)	1.393	7,80 %	131,75
Geothermie (§ 6 EEG)	0	0,00 %	0
Windkraft (§ 7 EEG)	10.456	58,70 %	951,628
Solare Strahlungsenergie (§ 8 EEG)	60	0,30 %	30,413
<b>Gesamt</b>	<b>17.818</b>	<b>100,00 %</b>	<b>1.540,002</b>

Quelle: VDN, DVG; eigene Berechnungen

Diese Mehrausgaben aufgrund der Mindestvergütungen gegenüber einem Stromkauf an der Börse sind in Tabelle II-8 für die Jahre 2000 bis 2002 ausgewiesen. Bei einem durchschnittlichen Strompreis von 1,86 €-Cent <sup>86</sup> ergaben sich im Jahre 2000 Mehrausgaben in Höhe von 880 Millionen Euro (eine Steigerung von 80 v.H. gegenüber dem Jahr 1999, vgl. /VDEW 2000/). Im Jahr 2001 betragen die Mehrausgaben bereits 1.099 Mill. € <sup>87</sup> und im Jahr 2002 1.651 Mill. €; dies bedeutet ein Anstieg um rund 25 Prozent bzw. 218 Mill. € im Jahr 2001 gegenüber dem Jahr 2000 und um 50 Prozent bzw. 551 Mill. € im Jahr 2002 gegenüber dem

<sup>83</sup> Da das EEG am 01.04.2000 in Kraft trat, wurde im Jahr 2000 nur die Einspeisung von 9 Kalendermonaten nach EEG vergütet (9,9 TWh). Als Bezugsbasis für das Jahr 2000 wird die auf 12 Kalendermonate hochgerechnete Einspeisung von 13,2 TWh verwendet (vgl. hierzu auch /EWI 2001/).

<sup>84</sup> Als Mittelwert der Einspeisevergütung für die verschiedenen regenerativen Energieträger, gewichtet gemäß der jeweiligen Anteile der verschiedenen Erzeugungstechnologien an der Stromerzeugung.

<sup>85</sup> Vergleiche auch /BMWi 2002/ bzw. /BMU 2003b/.

<sup>86</sup> Dieser Preis wurde an der im Jahr 2000 eröffneten Strombörse EEX (European Energy Exchange) als Durchschnittspreis für das Jahr 2000 festgestellt.

<sup>87</sup> Sie lagen damit bei über 300 Prozent der Kosten von Strom zu Wettbewerbspreisen /VDEW 2002/.

Jahr 2001. Der Anstieg der Mehrausgaben hatte zwei Ursachen: die Erhöhung der gesetzlichen Mindestpreise für Strom aus erneuerbaren Energien und die Erhöhung der Erzeugung von Strom aus diesen Energien. Die Differenzen der Mehrausgaben der Jahre 2000 bis 2002 können als Näherungswerte der Grenzmehrkosten der Stromerzeugung mit regenerativen Energien dienen. Für die Verhältnisse in 2001 und 2000 beträgt der Näherungswert für die jährlichen Grenzmehrkosten 218 Mill. € und für 2002 zu 2001 rund 552 Mill. €.

**Tabelle II-8:** Gesamte Mehrausgaben für den Bezug von Strom nach dem EEG

	Vergütung des Stroms nach EEG (Mill. €)	Mehrausgaben im Ver- gleich zum Stromkauf an der EEX (Mill. €)	Mehrausgaben (%)
2000 <sup>a</sup>	1.127	881	330
2001	1.540	1.099	280
2002 <sup>b</sup>	2.212	1.651	300
2003 <sup>c</sup>	2.792	1.873	180

<sup>a</sup> Rumpffjahr von 9 Kalendermonaten hochgerechnet auf 12 Monate; <sup>b</sup> Schätzung; <sup>c</sup> Prognose  
Quelle: /VDEW, 1999a/, /EEX 2000; 2001; 2002/, /BMU 2003b/; eigene Berechnungen

Die jährlichen Grenzmehrkosten der Stromerzeugung mit erneuerbaren Energien können mit Hilfe der Vergütungssätze nach dem EEG (Tabelle II-9, S. 76) auch auf direktem Wege berechnet werden. Die durchschnittliche Vergütung an die Produzenten von Strom gemäß den Bestimmungen des EEG betrug im Jahre 2001 durchschnittlich 8,64 Cent je kWh (vgl. /BMW 2002/). Im Vergleich dazu lag der durchschnittliche Preis von Strom bei einem Kauf an der Energiebörse EEX bei 2,47 Cent/kWh<sup>88</sup>. In diesem Preis ist die Mehrbelastung von Strom der deutschen Verbraucher nicht enthalten, die durch das EEG oder das KWKG<sup>89</sup> verursacht werden. Die Spanne zwischen der durchschnittlichen Vergütung für den Strom aus erneuerbaren Energien und dem Börsenpreis für Strom beträgt somit rund 6,17 Cent/kWh. Diese Preisdifferenz multipliziert mit der verdrängten Zahl von Kilowattstunden konventionell erzeugtem Strom (durch die zusätzlichen erzeugten kWh Strom aus regenerativen Energiequellen) ergibt die EEG-spezifischen Grenzmehrkosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Bei einer durchschnittlichen jährlichen Mehrerzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien in Höhe von 5.196 GWh ergeben sich für die Preisverhältnisse des Jahres

<sup>88</sup> Hierbei ist zu beachten, daß sich der Angebotspreise an der EEX an aktuellen Grenzkosten der Stromerzeuger ausrichtet; diese Grenzkosten können aufgrund von (vorübergehenden) Überkapazitäten unter den langfristigen Grenzkosten liegen. Ist dies der Fall und stimmen kurz- und langfristiger Grenznutzen der Stromnachfrager überein, so könnten sich auf längere Frist höhere Strompreise an der EEX herausbilden. In einem solchen Fall wären die Spanne zwischen dem administrierten Preisen für Strom aus erneuerbaren Energien und dem niedrigsten Angebotspreis auf dem freien Markt geringer und folglich die Vermeidungskosten des EEG geringer (siehe unten).

<sup>89</sup> Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz vom 1. April 2000.

2001 Grenzmehrausgaben bzw. -kosten in Höhe von rund 321 Millionen Euro und für die Verhältnisse des Jahres 2002 344 Millionen €. <sup>90</sup> Diese direkt errechneten Mehrausgaben für Strom aus regenerativen Energiequellen haben eine ähnliche Größenordnung wie die Mehrausgaben nach den Berechnungen in Tabelle II-8. Die Differenz ergibt sich aus der Glättung des Zuwachses durch die Verwendung des arithmetischen Mittels der Mehrproduktion in den Jahren 1999-2002. Bei der Verwendung der tatsächlichen Mehrproduktion je Jahr ergeben sich die Werte gemäß Tabelle II-8.

**Tabelle II-9:** Vergütungssätze regenerativer Energieträger in Cent je kWh, 2000 bis 2003<sup>91</sup>

	Jährl. Degressi- on ab 1.1.2002	2000 (€-Ct/kWh)	2001 (€-Ct/kWh)	2002 (€-Ct/kWh)	2003
Wasserkraft (< 500kW)	0%	7,67	7,67	7,67	n.V.
Wasserkraft (> 500kW)	0%	6,65	6,65	6,65	n.V.
Biomasse (< 500 kW)	1%	10,23	10,23	10,1	n.V.
Biomasse (< 5 MW)	1%	9,21	9,21	9,1	n.V.
Biomasse (> 5 MW)	1%	8,70	8,70	8,6	n.V.
Geothermie (< 20 MW)	0%	8,95	8,95	8,95	n.V.
Geothermie (> 20 MW)	0%	7,16	7,16	7,16	n.V.
Windkraft (< 5 Jahre)	1,5%	9,10	9,10	9,0	n.V.
Windkraft (> 5 Jahre)	1,5%	6,19	6,19	6,1	n.V.
Photovoltaik	5%	50,62	50,62	48,1	n.V.
Pflichtvergütung im Durchschnitt		8,5	8,64	8,87	8,96*
EEX-Preis		1,86	2,47	2,25	2,95

\* Prognose

Quelle: /BMWi 2002/; /BMU 2003b: 18/; /EEX 2000-2003/; eigene Aufstellung

Nach der Liberalisierung des Strommarktes können die EVU Strom zu niedrigeren Preisen an der Strombörse kaufen als es zuvor (bis zum Jahr 2000) bei Käufen von den Stromerzeugern möglich war. Würde der Strom, der aus erneuerbaren Energien hergestellt wird, den Verkäufern zu Preisen vergütet wie sie die EVU heute an der Strombörse eingeräumt bekommen, nämlich zu 2-2,9 €-Cent/kWh, so würden viele Anbieter keine Kostendeckung erzielen. Die (Grenz-) Mehrkosten der Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien mögen durch die Preisdifferenz zwischen gesetzlichen Mindestabnahmepreisen und Marktpreisen nur ungenau angezeigt werden, weil es technische und ökonomische Unterschiede zwischen den relevanten Märkten gibt, die bei dem Preisvergleich nicht berücksichtigt werden können. Ob die Preisdifferenzen das wahre Ausmaß des Kostennachteils überzeichnen scheint fraglich, da die Ein-

<sup>90</sup> Bei einer durchschnittlichen Einspeisevergütung von 8,87 €-Cent und einem durchschnittlichen Strompreis von 2,29 €-Cent an der EEX.

<sup>91</sup> Die Werte gelten für die in den jeweiligen Kalenderjahren in Betrieb gegangenen Anlagen.

speisung von Strom aus erneuerbaren Energien Anpassungskosten bei den Marktteilnehmern hat, die ins Gewicht fallen (vgl. /Elsässer 2002/).

Ein zweiter Ansatz zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit der Produktion von Strom und Wärme aus erneuerbaren Energien stützt sich auf Kostendaten. Die regenerativen Energieerzeugungstechnologien haben einen Kostennachteil gegenüber den konventionellen Erzeugungstechnologien. Diesen zu beseitigen hatte die staatliche Protektion, die in der Vergangenheit zunächst aus Finanzhilfen und Steuervergünstigungen bestand und später in zunehmendem Maße aus Preissubventionen (administrierten Mindestpreisen, vgl. Kapitel 5.3) zum Ziel.

Die gesamtwirtschaftlichen Kosten der Nutzung erneuerbarer Energien liegen höher als es durch die Preisdifferenzen angezeigt wird (vgl. /Elsässer 2002/). Neben den höheren Erzeugungskosten sind Kosten zu beachten, die auch als pekuniäre externe Kosten bezeichnet werden können. Sie werden bei anderen Energieerzeugern (außerhalb des Sektors erneuerbarer Energien) dadurch verursacht, daß der Strom aus erneuerbaren Energien billigeren Stroms im konventionellen Kraftwerkspark verdrängt. Beispielsweise müssen Betreiber konventioneller Kraftwerke Kosten für die sogenannte Leistungsabsicherung bei kurzfristiger Ausregelung von nicht vorhersehbaren Schwankungen der Windeinspeisung tragen. Mit anderen Worten: Die Einspeisung aus Windenergie reduziert tendenziell die Auslastung vorhandener Kraftwerke ohne Kapazität dieser Werke ganz ersetzen zu können. Dadurch steigen zwangsläufig die spezifischen Erzeugungskosten bedingt durch einen höheren Fixkostenanteil aufgrund der Bereithaltung von Regelenergie bzw. Reserveenergie<sup>92</sup> (vgl. auch /Dreher 2001/). Ein anderes Beispiel solcher externen Kosten sind die (erhöhten) Kosten für den Abtransport von Strom aus erneuerbaren Energien aus Anlagen in dünn besiedelten Küstenregionen zu den Verbrauchsschwerpunkten. Diese externen Kosten, oder Mehrkosten der konventionellen Energieerzeugung, die Stromeinspeisung aus Windenergie verursachen, beziffert der Energiekonzern e.on für seinen konventionellen Kraftwerkspark mit ca. 1.5 €-Ct/kWh. Ob diese Kostengröße repräsentativ für Deutschland sind, läßt sich nicht überprüfen. Wäre sie repräsentativ, so erhöhten sich die oben ermittelten Schätzwerte für die Grenzkosten der Stromerzeugung aus Erneuerbaren. Diese externen Kosten gehen in die weitere Betrachtung nicht ein. Ebenso bleibt eine andere Art von externen Kosten in dieser Untersuchung außer Betracht, und zwar die nicht-pekuniären externen Kosten (negativen Externalität) der Erzeugung von Strom in konventionellen Kraftwerke. Diese Kosten entsprechen weitgehend den Schäden, die die Emission von Treibhausgasen verursacht. Sie sind ihrer Art nach bekannt aber nicht ihrer Höhe nach.

---

<sup>92</sup> Reserveenergie zum Ausgleich der schwankenden (stochastischen) Erzeugung insbes. von Windkraftanlagen. Konventionelle Kraftwerke werden zwangsweise vermehrt in Teillast gefahren mit einem deutlich verringertem Wirkungsgrad.

Es handelt sich bei den ermittelten Grenzkosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien um einen Durchschnittswert für alle Standorte und Technologien in Deutschland. Die Kosten der Stromerzeugung aus regenerativen Energien hängen ab von der Güte des Standortes einer Anlage und von der jeweils verwendeten Technologie. So sind beispielsweise die erzielbaren Stromerträge aus dem Betrieb von Windenergieanlagen regional unterschiedlich hoch, weil sie von den Windverhältnissen an den jeweiligen Standorten abhängig sind, die variieren. Die Unterschiede der gemessenen Windgeschwindigkeiten beispielsweise sind zwischen Küsten- und Binnenlandsbereich, Flachland- und Berglandregionen groß, wie die deutsche Windkarte zeigt (z.B. in: /Allnoch 1993/)<sup>93</sup>. Wie aus einer langjährigen Erfassung von Winddaten einzelner Anlagen an verschiedenen Standorten hervorgeht werden die Windenergieanlagen im Küstenbereich bei mittleren Windgeschwindigkeiten von 4,5 bis 7,5 m/s genutzt und im Binnenland bei mittleren Windgeschwindigkeiten von lediglich 4,0 bis 5,1 m/s (vgl. /ISET 2002/). Der Spitzenwert von 7,5 m/s wurde jedoch nur bei einem Standort und auch nur in einem Jahr erzielt. Man kann nun davon ausgehen, daß am Beginn der Investitionen in WEK zunächst die vorteilhaften Standorte bebaut wurden und später - ermöglicht durch die Preissubventionspolitik – ungünstigere Standorte.

#### 5.4.4.2 Dynamische Bewertung

Die standortspezifischen Kosten für Investoren in WEK sind also gestiegen und einige Gründe sprechen dafür, daß sie noch weiter steigen werden, wenn die Kapazität der Stromgewinnung aus Windenergie erweitert wird. Ein Anstieg der (durchschnittlichen) Grenzkosten hätte politische und wirtschaftliche Konsequenzen:

- Ein sich fortsetzender Anstieg der Grenzkosten der Umwandlung von Windenergie zu Strom würde die Wettbewerbsfähigkeit dieser Stromproduktion verringern. Spiegelbildlich hierzu würden andere (teurere) regenerative Erzeugungstechnologien wettbewerbsfähiger werden und ihr Beitrag zur Stromversorgung steigen. Dies hat bei der derzeitigen Gesetzeslage zur Folge, daß die durchschnittliche Vergütung für den zusätzlichen Strom aus erneuerbaren Energien steigt - und damit letztlich auch die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten.
- Weiterhin ist zu bedenken, daß die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern – vielleicht mit Ausnahme von Strom aus Biomasse bzw. Biogasen – größeren Schwankungen unterliegt und die Anlagen nicht wie im Falle der Grundlastkraftwerke, die mit fossilen Energieträgern oder Kernenergie betrieben werden, auf Abruf eine bestimmte Strommenge konstant liefern können. Insbesondere Anlagen, die Wind- und Solarenergie zur Stromgewinnung nutzen, sind technisch oder wirtschaftlich schlecht geeignet, Grundlastkraftwerke zu ersetzen; ein verstärkter Einsatz von Energiespeichern ist mit

---

<sup>93</sup> Die mittlere Windgeschwindigkeit reicht allerdings zur Bestimmung des Jahresenergieertrags einer Anlage an einem konkreten Standort alleine nicht aus. Erst aus der mittleren Windgeschwindigkeit und der statistischen Verteilung der Windgeschwindigkeiten können der Jahresenergieertrag bzw. die Volllastnutzungsstunden ermittelt werden. Mit Hilfe der Weibullverteilung kann der Jahresenergieertrag auch näherungsweise ermittelt werden (siehe dazu auch /Allnoch, 1996/).

Kosten verbunden und wird daher diesen Nachteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nicht voll kompensieren können. Soweit die Kapazität der Grundlastkraftwerke unverändert bleibt, verschlechtert die vermehrte Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie die Kapazitätsauslastung dieser Kraftwerke und verursacht daher hier einen Anstieg der Kosten der Stromerzeugung. Wird aber die Kapazität der Grundlastkraftwerke nach Maßgabe der höheren Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie verringert, so dürfte die Sicherheit der Versorgung der Stromverbraucher abnehmen. Beide Effekte stehen im Widerspruch zu dem (Teil-) Ziel des EEG, eine kostengünstige und sichere Energieversorgung zu gewährleisten.

Freilich gibt es Argumente, die gegen die These vom weiteren Anstieg der Grenzkosten angeführt werden können. Hervorzuheben sind folgende Einwände:

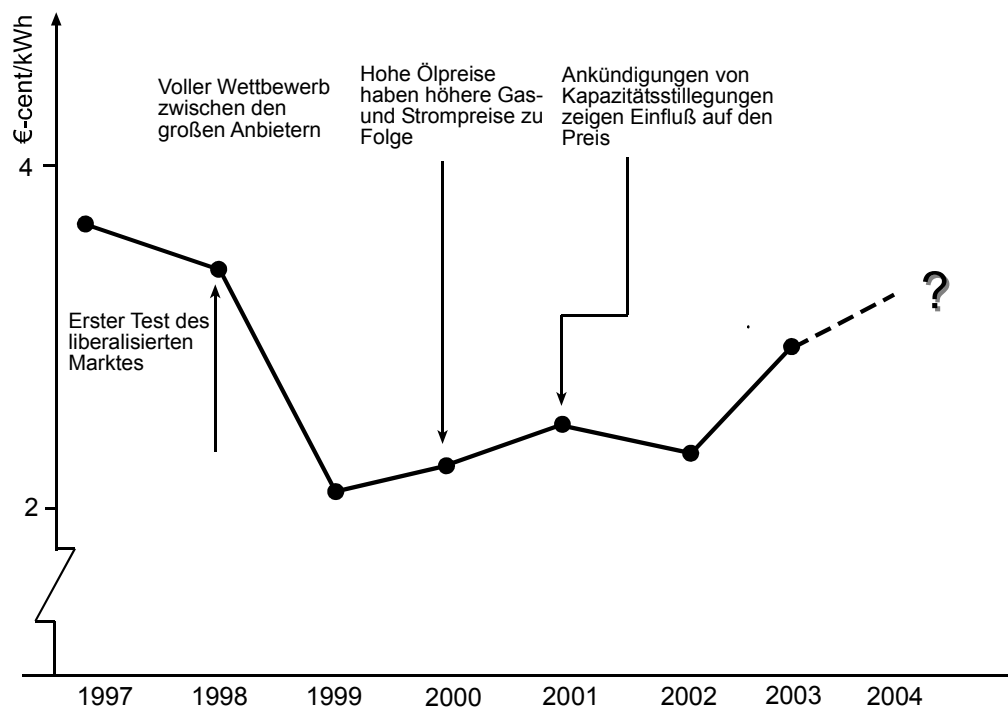
- Technische Neuerungen bei den einzelnen Umwandlungstechnologien; diese ermöglichen Effizienzgewinne, die den Kostenauftrieb, der durch Standortverschlechterung zustande kommt, überkompensieren.
- Die durch das EEG definierten Einspeisevergütungen für Strom aus erneuerbaren Energieträgern sind teilweise degressiv ausgestaltet; das heißt, daß dem Anstieg der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, und damit dem Anstieg der Grenzkosten, Grenzen gesetzt sind. Allerdings wäre hierdurch die Erreichung des Ziels einer Verdoppelung des Beitrags der erneuerbaren Energien gefährdet.
- Auch der konventionelle Kraftwerkspark wird nach und nach erneuert werden. Dies hat Änderungen der CO<sub>2</sub>-Emissionsintensitäten sowie der Kosten der konventionellen Stromerzeugung im Gefolge.

Für die längerfristige Entwicklung der Kosten der Stromerzeugung und der Emissionen von CO<sub>2</sub> (vgl. Tabelle II-6, S. 72) in konventionellen Kraftwerksparks gibt es Projektionen, die im folgenden vorgestellt werden. Die Projektionsergebnisse werden dann mit den vom EEG erzwungenen Mehrkosten des Stroms aus erneuerbaren Energien konfrontiert und die langfristigen CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten abgeleitet.

Die Behauptung, die Strompreise im Jahr 2001 seien – gemessen an den langfristigen Erzeugungskosten – zu niedrig gewesen, stützt sich auf folgende Argumentation (vgl. /Nitsch, Fischeschick 2003: 68/; /BET 2001: 4/): Der Rückgang der Strompreise nach der Liberalisierung in 1998 sei nicht repräsentativ für die zukünftige Entwicklung, weil er durch Überkapazitäten verursacht worden sei, die zu Monopolzeiten aufgebaut worden waren. Diese Ursache sei gegenwärtig (2003) weitestgehend beseitigt und das Tal der Strompreise bereits durchschritten (vgl. auch Abbildung II-3, S. 80). Der langfristige Preis läge über dem bisherigen EEX-Preis, der weitgehend durch die variablen Kosten bestimmt gewesen sei und die fixen Kosten des Anlagenbereitstellung nicht widerspiegele. Kraftwerksinvestitionen, die einen langen Planungs- und Bauzeitraum erforderten, seien aufgrund der ungünstigen Altersstruktur des deutschen Kraftwerksparks und der angekündigten oder absehbaren Kraftwerksstilllegungen unvermeidlich. Im Hinblick auf mögliche Kapazitätsengpässe in drei bis zehn Jahren seien Neuinvestitionen erforderlich. Es wird behauptet, daß es spätestens gegen Ende 2010 wegen des Kraftwerkserneuerungsbedarfs zu einem deutlichen Wiederanstieg der Strompreise komme. Der Abstand zwischen den Kosten der Stromerzeugung nach dem EEG und der konventionel-

len Stromerzeugung würde deshalb abnehmen und somit auch die Mehrkosten des Stroms aus erneuerbaren Energien. Um diesen Effekt zu quantifizieren wird im folgenden die in Anhang A dargestellte Projektion der Strompreisentwicklung verwendet. Diese erfolgte mit Hilfe eines (langfristigen) Gleichgewichtsmodells unter der Annahme der sogenannten Peak-load-pricing Theorie (vgl. /Boiteux 1960/, /Chao 1983/). Die Theorie besagt, daß bei gegebener fester Lastspitze der Kraftwerke in allen Zeiten außerhalb der Lastspitze der Preis den marginalen variablen Kosten der Erzeugung entsprechen. Nur in der Lastspitze (Peak-Load) müssen die Nutzer neben den variablen Kosten auch die Kosten für die Kapazitätsbereitstellung zahlen. Der Gleichgewichtspreis ist dann theoretisch der Preis, zu dem die langfristigen Grenzkosten der letzten Erzeugungseinheit gedeckt werden. Die Eckdaten und Annahmen dieser Projektion sind im Anhang A zusammengestellt (s. S. 203).

**Abbildung II-3:** Schematische Darstellung der Strompreisentwicklung seit 1997



Quelle: /Schiffer 2002: 187/; /EEX 2001-2003/; eigene Erstellung

Die quantitativen Ergebnisse der Projektion sind folgende: Für die langfristigen durchschnittlichen Kosten des Stroms eines Energiemixes aus einem runderneuertem Kraftwerkspark, bestehend aus Kernkraft, Gasturbinen, Gas GuD-Kraftwerken sowie Stein- und Braunkohlekraftwerken, ergibt sich ein Wert von 3,59 €-Cent/kWh.<sup>94</sup> Dieser Wert wurde unter der Annahme ermittelt, daß die Kernkraft weiterhin als Stromerzeugungstechnologie für Neuinvesti-

<sup>94</sup> Eigene Berechnungen; vgl. /Weber 2004/ oder auch /BET 2001: 3/, wobei diese Studie Neuinvestitionen in Kernkraftwerke ausschließt.



tionen zur Verfügung steht. Aufgrund der Entscheidung Deutschlands, die Nutzung der Kernkraft zu beenden, ist jedoch anzunehmen, daß keine neuen Kernkraftwerke mehr errichtet werden. Unter dieser Annahme ergeben sich geringfügig höhere Kosten der konventionellen Stromerzeugung, und zwar in Höhe von 3,63 €-Cent/kWh. Die Grundlast wird in diesem Falle allein von der Stein- und Braunkohle gedeckt, während die Technologiewahl für die Mittel- und Spitzenlast nahezu unverändert bleibt.<sup>95</sup>

Um die Mehrkosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Jahre 2010 ermitteln zu können muß versucht werden, die Einspeisevergütung für regenerativ erzeugten Strom zu projizieren. Hierzu sind einige Annahmen zu treffen: Die Vergütung der Stromeinspeisung aus Windkraftanlagen nach dem EEG wird mit mindestens 5,5 Cent pro Kilowattstunde veranschlagt. Bei einem Stromertrag von 150 Prozent der im Gesetz definierten Referenzanlage<sup>96</sup> wird eine um 3,2 Cent je Kilowattstunde höhere Vergütung vorgesehen; bei sonstigen Anlagen wird angenommen, daß ihnen eine Fristverlängerung eingeräumt wird, und zwar um jeweils zwei Monate je 0,75 Prozent des Referenzantrages, um den ihr Ertrag 150 Prozent des Referenzertrages unterschreitet. Die maximale Förderungsdauer soll 10 Jahre ab dem Zeitpunkt der Anlagenerstellung betragen (vgl. § 10 Abs. 1 EEG). Es wird unterstellt, daß das Verdopplungsziel der Bundesregierung tatsächlich erfüllt wird (und nicht übertroffen oder untererfüllt wird). Was den Zeitpfad des Zubaus neuer Anlagen sowie die Art und Kapazität der jeweilig installierten Technologien anbelangt, so hat dieser signifikante Auswirkungen auf die durchschnittliche Vergütung. Zum einen ist die zeitliche Verteilung der Zahlungen nach Technologien im EEG nicht einheitlich geregelt. Zum anderen ist die im Jahre 2010 realisierte Zusammensetzung der erneuerbaren Energieerzeugungstechnologien nur schwer einzuschätzen. Bezüglich der zu erwartenden Aufteilung der zusätzlichen Erzeugung von Strom nach den einzelnen regenerativen Erzeugungstechnologien, welche maßgeblich für die durchschnittlichen Kosten des eingespeisten Stroms aus regenerativen Energien ist, müssen demnach Setzungen getroffen werden. Eine Verdopplung des Anteils erneuerbarer Energien an der gesamten Stromerzeugung bis zum Jahr 2010 (gegenüber 2000) ergäbe sich nach der Einschätzung des BMU (2003), wenn im Jahr 2010 70 TWh Strom aus erneuerbaren Energien gefördert würden; für das Jahr 2002 wird die gesamte Erzeugung mit 46 TWh angegeben.

Damit das Ziel von 70 TWh erreicht wird, müßte im Durchschnitt der Jahre 2002 bis 2010 jährlich 3.053 TWh mehr Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt werden. Differenziert nach Energien wäre zur Zielerreichung erforderlich, daß Strom aus Wasserkraft und Gase (Grubengas, Klärgas) um jährlich von 3,4%, aus Biomasse um 12,4%, Windkraft um 9,5%

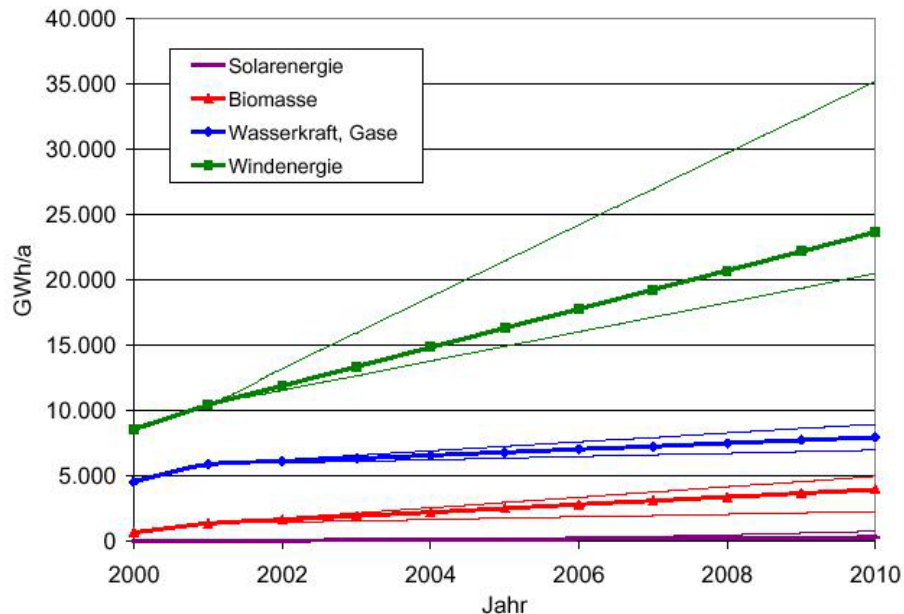
---

<sup>95</sup> Diese Projektion findet sich teilweise bestätigt in Bradke et al. (2001). Bradke et al. prognostizieren für das Jahr 2010 einen Preis von ca. 3,2 Cent je kWh. Pfaffenberger (2002) ermittelt ebenfalls durchschnittliche Erzeugungskosten des konventionellen Kraftwerkparks in Höhe von 3,6 Cent je kWh.

<sup>96</sup> Vgl. Anhang EEG, Satz 1-6.

und Solarenergie 20,8% jährlich mehr erzeugt wird (vgl. /BET 2002/). Die sich aus diesen Zuwachsraten ergebenden Ausbaupfade sind in der folgenden Abbildung dargestellt.

**Abbildung II-4:** Projektion der Einspeisung von Strom aus regenerativen Energien



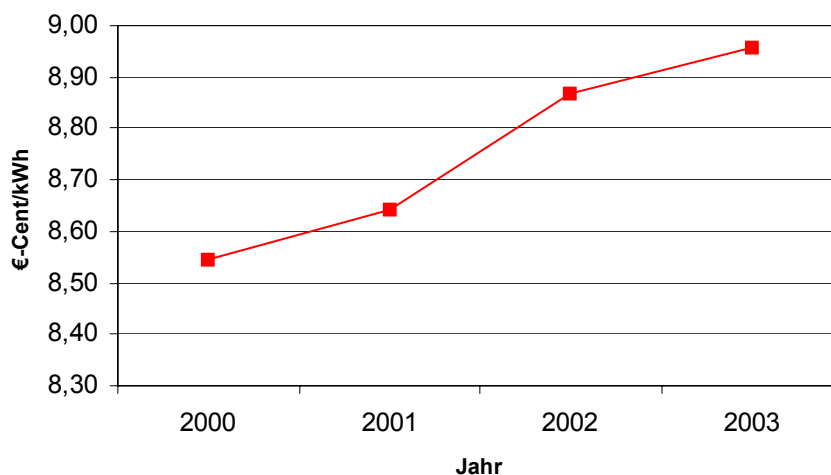
Quelle: /BET 2002: 4/

Aufgrund der Unsicherheit des tatsächlichen Zubaus – aufgrund der Eigenheiten der staatlichen Preissteuerung – werden in der Abbildung auch die Bandbreiten des möglichen Ausbaus mit jeweiliger Ober- und Untergrenze dargestellt. Unter der Annahme eines Ausbaupfads und den zugehörigen Erzeugungsmengen gemäß der Zielvorgabe der Bundesregierung im Jahre 2010 ist in einem weiteren Schritt nun der durchschnittliche Preis für den EEG-Strom (aus den jeweilig dann gültigen Vergütungssätzen) zu ermitteln. Dieser Preis ergibt sich aus der Vergütungshöhe der einzelnen Energiearten gewichtet mit der jeweils erzeugten Energiemenge. Der hier kalkulierte Mischvergütungssatz kann sich wesentlich ändern, wenn der tatsächliche Ausbau der Stromeinspeisung aus den verschiedenen Energieträgern von den politischen Zielvorgaben nach unten abweicht und die Vergütungssätze im Rahmen des Erfahrungsberichtes der Bundesregierung nach oben angepaßt werden (§ 21 EEG).

Wie bereits erwähnt werden nach derzeitiger Rechtslage die Vergütungssätze für Windenergie in Abhängigkeit von dem Ertrag der jeweiligen Anlage variiert. Der durchschnittliche Preis für regenerativen Strom im Rahmen des EEG hängt also wesentlich davon ab, welcher Anteil Windenergie an Küstenstandorten und welcher an Binnenstandorten erzeugt und eingespeist wird. Bei überwiegender Erzeugung an Küstenstandorten würden die Vergütungssätze für

Windenergie ab dem Jahr 2005 eine sinkende Tendenz aufweisen. Da aber durch den fortgeschrittenen Ausbau immer weniger Küstenstandorte verfügbar sein werden, ist davon auszugehen, daß Binnenstandorten mit schlechteren Ertragslagen verstärkt genutzt werden. Dies würde bedeuten, daß die Durchschnittsvergütung für Energie aus der Windkraft bis zum Jahre 2010 eben nicht sinkt, sondern steigt. Im Hinblick auf die zu erwartende Zunahme der Stromerzeugung aus Solarenergie, die höher als Windenergie vergütet wird sowie eines weiteren Anstieg der Stromerzeugung aus Biomasse werden sich die Preisaufriebstendenzen verstärken.<sup>97</sup> Der durchschnittliche EEG-Preis würde bis zum Jahr 2010, wenn auch unstetig, steigen. Dies stünde im Einklang mit den historischen Erfahrungen in den Jahren von 1990 bis 2002 (vgl. auch Abbildung II-5). In dieser Zeit ist eine Erhöhung der durchschnittlichen Vergütungen für Strom aus erneuerbaren Energien zu beobachten.

**Abbildung II-5:** Vergütung von Strom aus erneuerbaren Energien nach EEG von 2000 bis 2003



Quelle: /BMU 2003b/; eigene Berechnungen

Aus diesen Überlegungen folgt, daß der durchschnittliche Vergütungssatz für die Einspeisung aus erneuerbaren Energieerzeugungstechnologien im Jahr 2010 bei ca. 8,9 Cent pro kWh lie-

<sup>97</sup> Die Bundesregierung hat angekündigt, daß die verstärkte Markteinführung von Strom aus solarer Strahlungsenergie (Photovoltaik) mittels einer Mindestvergütung von 99 Pfg./kWh (50,6 €-Cent/kWh) gefördert werden soll; diese Vergütung soll nach der Markteinführung jährlich um 5 % abgesenkt werden. Würde diese Absicht verwirklicht, würde eine solch hohe Preissubvention die Vermeidungskosten weiter in die Höhe treiben. Angesichts der Marktferne der Stromerzeugung mit dieser Technik, die vor allem durch die hohen Kosten einer netzgekoppelten Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie bedingt ist, sollten Fördermaßnahmen bei der Photovoltaik auf die Förderung von Forschung und Entwicklung sowie auf die Erschließung von Märkten außerhalb der netzgekoppelten Erzeugung beschränkt bleiben. Diese möglichen Effekte sind unberücksichtigt geblieben.

gen wird. In verschiedenen Studien finden sich abweichende Erwartungen. Eine Studie des BET (2002) geht von einem mittleren Vergütungssatz von 8 €-Cent/kWh aus.<sup>98</sup> In einer Studie des Öko-Instituts (2001b: 172 f) wird angegeben, daß der durchschnittliche EEG-Vergütungssatz im Jahre 2010 bei 7,5 Cent/kWh liegen könnte. Für die Preise für Strom aus konventionellen Stromtechniken wird in diesen Studien vorhergesagt, daß sie zwischen 2,84 und 3,38 Cent/kWh (vgl. /BET 2002/) bzw. 4,09 und 4,86 €-Cent<sup>99</sup> (vgl. /Öko-Institut 2001b/) liegen werden.

Eigene Schätzungen ergeben einen Preis für konventionellen Strom von 3,59 bis 3,63 €-Cent/kWh im Jahre 2010, je nachdem, ob die Kernkraft als Option für Neuinvestitionen in die Projektion eingeschlossen wurde oder nicht.<sup>100</sup> Die jeweils niedrigeren Preise resultieren aus den Projektionen einschließlich Kernkraftoption. Bei dieser Projektion werden die externen pekuniären Effekte der verstärkten Nutzung erneuerbarer Energien auf die konventionelle Strom- und Wärmeerzeugung nicht berücksichtigt. Auch unberücksichtigt bleibt die Preisentwicklung des ausländischen Stromangebots; denkbar ist hier, daß deutsche Stromerzeuger zu Preissenkungen oder Stilllegung von Kapazitäten gezwungen werden könnten.

Da die Zukunft aber letztlich unvorhersehbar ist, soll auf ein weiteres Spekulieren über die möglichen Preisdifferenzen zwischen Strom aus erneuerbaren und konventionellen Energien verzichtet werden. Für die folgende Ermittlung der Grenzkosten der Emissionsvermeidung werden Bandbreiten der Kostendifferenz zwischen der durchschnittlichen Einspeisevergütung und den Stromgestehungskosten im Jahre 2010 zu Grunde gelegt (vgl. Tabelle II-10).

---

<sup>98</sup> Hierbei geht das Öko-Institut allerdings von einer Stromerzeugungskapazität von nur 36 TWh aus Erneuerbaren Energien aus. Diese Menge liegt weit unter der politischen Zielmenge. Für eine Erzeugung von 50 TWh errechnet das BET einen durchschnittlichen Vergütungssatz von 9,02 Cent/kWh (vgl. /BET 2002: 6/). Die vom BET angegebene Spannbreite des erwarteten Vergütungssatzes liegt für verschiedene Erzeugungspotentiale zwischen 7,24 und 9,02 €-Cent/kWh (vgl. ebenda).

<sup>99</sup> Die Verfasser der Studie schätzen allerdings einen zu erwartenden Strompreis des Jahres 2020. Damit werden die Ergebnisse dieser Studie bezüglich der erwarteten fossilen Stromerzeugungskosten für die weitere Betrachtung außer acht gelassen.

<sup>100</sup> Vgl. Anhang S. 203. Die zukünftigen Stromgestehungskosten werden dabei tendenziell überschätzt, da ein runderneuerter Kraftwerkspark betrachtet wird. Gestehungskosten von ca. 3,2 €-Cent je kWh finden sich z.B. bei /Bradke et al. 2001/.

**Tabelle II-10:** Spannbreiten projizierter Vergütungssätze und konventioneller Stromkosten für das Jahr 2010

	BET 2002	Öko-Institut 2001b	Eigene Schätzungen
EEG-Vergütungssatz [€-Cent/kWh]	7,24 <sup>a</sup> – 9,02	7,5	8,9
Stromkosten konventioneller Erzeugung [€-Cent/kWh]	2,84 – 3,38	4,09 – 4,86*	3,59 – 3,63
Mehrvergütung [€-Cent/kWh]	3,86 – 6,18	2,64 – 3,41	5,27 – 5,31
negative externe pekuniäre Effekte [€-Cent/kWh] <sup>b</sup>		1,5 – 2	

\* Schätzung für 2020

<sup>a</sup> Unter Annahme von lediglich 30 TWh Stromerzeugung aus EEG-geförderten Technologien

<sup>b</sup> Mehrkosten im konventionellen Kraftwerkspark (vgl. /Elsässer 2002/, /Dreher 2001/)

Quelle: /BET 2002/, /Öko-Institut 2001b/, /Elsässer 2002/, /Voß 2003/; eigene Schätzungen

#### 5.4.5 Grenzkosten der Emissionsvermeidung durch das EEG

Nachdem die Bestimmungsgrößen der Emissionsvermeidungskosten durch die staatlich bewirkte Ausdehnung der Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien quantifiziert sind, können die gegenwärtigen und künftig zu erwartenden Vermeidungskosten ausgewiesen werden (Tabelle II-11).

Die durchschnittlichen Grenzkosten der jährlichen Mehrerzeugung von 3.053 GWh Strom aus erneuerbaren Energien im Jahr 2010 werden sich unter der Annahme, daß Kernkraft weiter genutzt wird, auf 70 bis 112 € je Tonne vermiedener CO<sub>2</sub>-Emissionen belaufen und unter der Annahme einer Stilllegung der Kernkraftwerke auf 57 bis 93 € je Tonne.<sup>101</sup> Im Vergleich zu den Vermeidungskosten im Jahr 2003 (ca. 95 € je Tonne) verändern sich die Vermeidungskosten im Jahr 2010 um -40 Prozent bis +17 Prozent. In dieser Rechnung sind die negativen pekuniären externen Effekte der Stromerzeugung<sup>102</sup> aus regenerativen Energien nicht berücksichtigt, ebenso wie auch die mit vermehrter Einspeisung steigenden negativen technischen Externalitäten, die der Bau von Anlagen zur Nutzung von erneuerbaren Energien verursachen kann.

<sup>101</sup> Die ermittelten Maximalwerte stellen Schätzung der durchschnittlichen Grenzkosten dar. In einer Studie von Prognos (2001) finden sich Minderungsgrenzkosten durch den Einsatz von erneuerbaren Energien im Bereich von ca. 51 bis 255 €/t CO<sub>2</sub>; abhängig von der regenerativen Erzeugungstechnologie (vgl. /Prognos 2001: 50/). Für Photovoltaik werden die tatsächlichen Grenzkosten noch über diesem Wert liegen.

<sup>102</sup> Vgl. /Elsässer 2002/, der diese Kosten mit derzeitig ca. 1,5 €-Cent je kWh veranschlagt. Bei Berücksichtigung dieser Kosten der konventionellen Stromerzeugung durch die vermehrte Einspeisung von regenerativen Strom erhöhen sich die Grenzvermeidungskosten weiter.

**Tabelle II-11:** Grenzvermeidungskosten des EEG in € je Tonne CO<sub>2</sub>, 2002 und 2010

	2003	2010	
		Min	max
Produktionseffekt in Mill. kWh	5.196	3.053	3.053
Mehrkosten in Cent je kWh	6,01	3,86	6,18
<b>CO<sub>2</sub>-Koeffizient kg/kWh</b>			
mit Kernkraft	0,6325	0,551	0,551
ohne Kernkraft	-	0,668	0,668
<b>Emissionsvermeidung in Mill. Tonnen</b>			
mit Kernkraft	3.126	1.682	1.682
ohne Kernkraft	-	2.039	2.039
<b>Grenzvermeidungskosten in € je Tonne CO<sub>2</sub></b>			
mit Kernkraft	95	70	112
ohne Kernkraft	-	57	93

Quelle: Eigene Erstellung, eigene Berechnungen

Die Projektion der Emissionsvermeidungskosten ist sensitiv bezüglich der Annahmen über die durchschnittliche EEG-Einspeisevergütung, des Preises für konventionell erzeugten Strom sowie des durchschnittlichen Emissionskoeffizienten der konventionellen Stromerzeugung im Jahre 2010.

Es zeigt sich, daß die niedrigsten Vermeidungskosten in einem Szenario zu erwarten sind, in dem auf die Kernkraft als Erzeugungstechnologie im konventionellen Kraftwerkspark verzichtet wird und die Vergütungspreise für Strom aus erneuerbaren Energien im Jahr 2010 niedriger als heute sind. Wie oben ausgeführt wurde, werden unter der Annahme eines Verzichts auf die Kernkraft sowohl der künftige durchschnittliche Emissionskoeffizient der konventionellen Energieerzeugung als auch deren durchschnittliche Kosten höher ausfallen als dies bei weiterer Nutzung der Kernenergie der Fall wäre.<sup>103</sup> Mit anderen Worten: Würde Kernkraft (unter unveränderten Vorschriften für ihren Betrieb) stärker bzw. weiter zur Stromerzeugung genutzt, könnten Emissionen vermieden werden und die Preise des konventionellen Stromangebots reduziert werden.

Wie aus Tabelle II-11 zu ersehen ist, kann sich unter der Annahme eines Verzichts auf Kernkraft in Verbindung mit der Annahme rückläufiger Vergütungspreise für Strom aus erneuerbaren Energien ergeben, daß die Vermeidungskosten im Jahr 2010 unter den Vermeidungskosten des Jahres 2003 liegen. Dies ist zurückzuführen auf die relativ sicher erscheinende Zu-

<sup>103</sup> Durch den vermehrten Einsatz von Braunkohle als Energieträger steigt der durchschnittliche Emissionskoeffizient der Bundesdeutschen konventionellen Stromerzeugung sogar über den aktuellen Wert von 632 g CO<sub>2</sub>/kWh hinaus.

nahme bei den Stromgestehungskosten der konventionellen Energieerzeugung<sup>104</sup> bei gleichzeitig postuliertem Rückgang der EEG-Vergütungssätze bis zum Jahr 2010. Ein geringer durchschnittlicher EEG-Vergütungssatz von 7,24 €-Cent/kWh für regenerativ erzeugten Stroms wie er in der Studie des BET (2002) angenommen wird, ist jedoch nicht kompatibel mit den Mengenzielen der Bundesregierung. Die Ermittlung dieser geringen durchschnittlichen Vergütung stützt sich auf die Annahme, daß im Jahr 2010 die kumulierte Erzeugung des EEG-geförderten Stroms lediglich 30 TWh beträgt. Dies liegt deutlich unter dem angestrebten Ziel der Bundesregierung, die Erzeugung dieses Stroms zu verdoppeln. Bei einer Simulation des Ausbaus des Erzeugungspotentials für Strom aus erneuerbaren Energien, die dem Ziel der Bundesregierung Rechnung trägt, kommen auch die Autoren der Studie des BET zu dem Befund, daß der durchschnittliche EEG-Vergütungssatz eher in einem Bereich von 9 €-Cent/kWh liegen wird. Die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten lägen in diesem Fall deutlich über dem ermittelten Minimalwert von 57 €/t CO<sub>2</sub>.<sup>105</sup>

Im Grunde sind es die widersprüchlichen Vorgaben des Gesetzgebers, die Projektionen erschweren. So ist das Mengeziel nicht in Einklang zu bringen mit der im Gesetz festgelegten zeitabhängigen Degression der Vergütungssätze für beinahe alle Technologien (§§ 4-8 EEG). Fraglich ist, ob die Erschließung zusätzlicher Potentiale gegen Ende der Dekade durch die dann gewährten niedrigeren Vergütungssätze wirtschaftlich sein wird. Stellt sich ein Stillstand in der Potentialausweitung heraus und hat das Mengenziel Bestand, so könnten die Entscheidungsträger auf § 12 EEG Bezug nehmen, der explizit die Möglichkeit einer Anpassung der Vergütungssätze sowie der Degressionsfaktoren vorsieht. Sollte sich aufgrund des alle zwei Jahre vorgeschriebenen Erfahrungsberichtes zum EEG eine Anpassung nach oben als nötig erweisen, so könnten die Vergütungssätze steigen. Da die ertragsreichen Windkraftstandorte bereits früh genutzt werden und die Potentiale begrenzt sind erscheint es wahrscheinlich, daß andere, teurere Technologien zum Einsatz kommen, was eine Anpassung der Vergütungssätze nach oben erfordert. Steigen die durchschnittlichen EEG-Vergütungssätze, so steigen auch die durchschnittlichen Grenzvermeidungskosten.

Nicht berücksichtigt wurden beim Ausweis der durchschnittlichen Grenzvermeidungskosten in Tabelle II-11 diejenigen Kosten im konventionellen Kraftwerkspark, welche durch eine erhöhte Einspeisung von regenerativ erzeugtem Strom entstehen (negative pekuniäre externe

---

<sup>104</sup> Der erzielte Preis an der EEX für konventionellen Strom als Proxy für die Stromerzeugungskosten ist hohen Schwankungen unterworfen. Dies kann in Anbetracht der langen Zeiträume von 7 Jahren zu einer Fehleinschätzung der angenommenen konventionellen Stromerzeugungskosten führen und damit die Vermeidungskosten maßgeblich erhöhen oder verringern.

<sup>105</sup> Bei der angenommenen durchschnittlichen Vergütung von 9,02 €-Cent/kWh bei einem Mengenziel von 50.000 GWh EEG-geförderte Einspeisemenge ergeben sich bei einem angenommenen konventionellen Strompreis von (max.) 3,38 €-Cent/kWh Mehrkosten in Höhe von 5,64 €-Cent/kWh. Bezogen auf den Emissionskoeffizient der konventionellen Stromerzeugung von 0,5544 kgCO<sub>2</sub>/kWh ergeben sich Vermeidungskosten in einer Höhe von 102 €. Dieser Wert liegt weit näher an den Vermeidungskosten des Jahres 2003 bzw. übertrifft diese. Vgl. /BET 2002/.

Effekte). Die Unsicherheit bezüglich der zukünftigen tatsächlichen Mehrkosten aus der vermehrten Vorhaltung von Regelernergie zur Glättung einer schwankenden regenerativen Erzeugung (insbes. Windenergie) ist groß. Solange eine Untersuchung der Auswirkungen des Ausbaus der regenerativen Energieträger auf das Gesamtsystem des Kraftwerksparks und Netzverbunds aussteht, können nur Vermutungen und grobe Abschätzungen geleistet werden. Es erscheint jedoch unstrittig, daß diese zusätzlichen Kosten im Zeitverlauf bzw. mit wachsender Einspeisemenge steigen werden und die zukünftigen CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten sich dadurch weiter erhöhen werden.

Die Schwäche der pretialen Steuerung der Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien ist offenkundig: Der politische Entscheidungsträger kennt die Mengenreaktionen nicht im voraus. Da er dem Mengenziel der Verdoppelung der Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien Priorität einräumt, wäre zu prüfen ob nicht andere Instrumente, wie z.B. Quotenmodelle oder Ausschreibungsmodelle, eine vorteilhaftere Instrumentenwahl darstellten.

## **5.5 Senkung der Vermeidungskosten durch Änderung der Instrumente**

Nach der Ermittlung der durch das EEG induzierten Vermeidungskosten bzw. der Mehrkosten einer vermehrten Erzeugung regenerativen Stroms ist zu untersuchen, wie und ob diese Kosten durch eine alternative Instrumentenwahl vermindert werden können. Zunächst wird ein Überblick über die möglichen Alternativen gegeben, um dann im Anschluß daran zwei ausgewählte Instrumente näher auf ihre Vorteilhaftigkeit zu untersuchen. Dabei stehen neben der Frage, ob ein solches alternatives Instrument ein gesetztes Förderziel erreichen kann, vor allem die mit einem solchen Instrument verbundenen Vermeidungskosten bzw. Mehrkosten, inklusive der Transaktionskosten, im Mittelpunkt der Untersuchung. Dabei wird nicht nur die statische Effizienz, sondern auch die dynamische Effizienz der Instrumente geprüft. Weitere Punkte, wie die Konformität der Instrumente mit dem marktwirtschaftlichen Ordnungs- und Rechtsrahmen, sowie deren Praktikabilität bilden weitere Beurteilungskriterien für die Untersuchung.

### ***5.5.1 Optionen für eine Änderungen des Instrumentariums***

Durch die Preisgarantien für die Einspeisung von Strom nach dem EEG sowie durch Finanzhilfen werden Unternehmen angereizt, in Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien zu investieren und die Stromproduktion aus solchen Energien auszuweiten. Die Mengenreaktion ist im vorhinein unbekannt. Sie resultiert aus der Höhe der garantierten Einspeisevergütungen bzw. aus der Höhe der gewährten Finanzierungshilfen. Da der Gesetzgeber aber eine bestimmte Produktionshöhe anstrebt, ist die Unsicherheit über die Mengeneffekte des EEG ein Nachteil der bisherigen Förderpolitik, der schwer wiegt. Andere Nachteile der Mindestpreis-



und Subventionspolitik, wie sie auch in anderen Branchen anzutreffen sind, kommen hinzu (vgl. Tabelle II-12).

**Tabelle II-12:** Überblick – Preisorientierte Förderinstrumente

Instrument	Vorteile	Nachteile	Transaktionskosten
Investitionsförderung	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ unmittelbare Anreizwirkung zur Investition, insbesondere bei Kapitalknappheit</li> <li>▪ erleichterte Finanzierung für Investor</li> <li>▪ einmalige Abwicklung bei Investition</li> <li>▪ genaue Anpassung an die zu fördernde Technik möglich</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ kein Anreiz zum erfolgreichen Betrieb</li> <li>▪ Gefahr von Mitnahmeeffekten über Preiserhöhungen bei den Herstellern</li> <li>▪ starke Belastung der Förderbudgets zum Investitionszeitpunkt</li> <li>▪ in der Praxis häufig lange Bearbeitungsauern</li> </ul>	Relativ hoch
Verbilligung des Kapitals (=zinverbilligte Darlehen; teilweise auch Bürgschaften und Preis-nachlässe)	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Hohe Anreizwirkung bei Investoren mit hohem Fremdkapitalbedarf</li> <li>▪ Erhöhung der Liquidität, falls tilgungsfreie Zeiträume vorgesehen</li> <li>▪ Administration wird auf Banken verlagert</li> <li>▪ Verteilung der Förderung auf Kreditlaufzeit</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Als Sicherheiten werden häufig die Anlagen selbst nicht akzeptiert</li> <li>▪ Nur mittelbarer Anreiz zum erfolgreichen Betrieb</li> <li>▪ Auswirkungen für private Investoren gering</li> </ul>	Relativ gering
Verbesserte Abschreibungsmöglichkeiten	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Einfache Handhabung</li> <li>▪ Gute Anreizwirkung auf professionelle Anleger</li> <li>▪ Verteilung der Förderung auf die Abschreibungsdauer</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Nur für Investoren mit hohen Einkommenssteuerbelastungen interessant</li> <li>▪ Kein Anreiz zum erfolgreichen Betrieb</li> <li>▪ Mangelnde Verteilungsgerechtigkeit</li> </ul>	Niedrig
Reduzierte bzw. erlassene Steuern	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Einfache Handhabung</li> <li>▪ Verteilung der Förderung auf den Abschreibungszeitraum</li> </ul>		Niedrig
Einspeisevergütungen / Betriebskosten-zuschüsse	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Erfolgsabhängige Förderung</li> <li>▪ Direktes Feedback zur Verbesserung der Betriebsweise</li> <li>▪ Verteilung der Förderung auf die Anlagenlebensdauer</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Investitionen müssen vom Betreiber selbst aufgebracht werden</li> </ul>	Je nach Abwicklung unterschiedlich

Quelle: /Langniß, Nietsch 1997/

Im folgenden werden die möglichen Alternativen einer Preissteuerung aufgeführt. Für eine genauere Untersuchung bezüglich der sich ergebenden Vermeidungskosten konzentriert sich die Untersuchung im weiteren jedoch auf Instrumente der Mengensteuerung.

### 5.5.1.1 Mengenregulierungen

Als Alternative zum Instrument der Mindestpreisgarantie bieten sich mengenorientierte Förderinstrumente an, die am Ziel der Verdoppelung des Beitrags der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zur Stromversorgung in Deutschland ausgerichtet werden. Bei der Erfüllung

des Mengenziels ergeben sich je nach Ausgestaltung der Instrumente Preise, deren Höhe im vorhinein unbekannt ist. Instrumente mit einer mengenorientierten Ausrichtung kommen – wenn auch zum Teil in Kombination mit preisorientierten Instrumenten – unter anderem in den Niederlanden und in Großbritannien zur Anwendung. Es handelt sich dabei um Instrumente, die auch in Deutschland bereits bei der Novellierung des Stromeinspeisegesetzes als Alternative vorgeschlagen und für die spezifische Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung empfohlen wurden (vgl. /Praetorius, Ziesing 2001/).

Quotenmodellen können eine Regulierung des Angebots oder der Nachfrage beinhalten, und sie können eine Nicht-Handelbarkeit oder eine Handelbarkeit innerhalb der Quoten vorsehen. Während eine angebotseitige Ausgestaltung der Quotenregelung dem Energieerzeugungs- bzw. Handelsunternehmen eine Mindestangebotsverpflichtung auferlegt, wird bei einer nachfrageseitigen Ausgestaltung einer Quotenregelung der Endverbraucher in die Pflicht genommen (vgl. /Menges 1999/). In jedem Fall hat der Gesetzgeber die Gewähr, daß die jeweils Verpflichteten eine bestimmte Menge von Strom aus erneuerbaren Energien erzeugen oder abnehmen. Ausschreibungsmodelle legen im Unterschied zu Quotenmodellen Mengenkontingente fest, welche dann in zeitlichen Abständen neu ausgeschrieben werden, so daß die jeweils kostengünstigsten Angebote festgestellt und berücksichtigt werden können. Von diesen Modellen erhofft man sich wegen ihres wettbewerblichen Charakters Kostensenkungen in der Stromerzeugung aus regenerativen Energien, die größer sind als bei anderen Instrumenten.<sup>106</sup> Die Wirkungen dieser beiden Fördermodelle werden in einem eigenen Kapitel näher untersucht.

#### *5.5.1.2 Ordnungspolitische Instrumente*

Im Europäischen Energiemarkt könnte das Ordnungsrecht wieder als Handlungsoption an Bedeutung gewinnen. Eingriffsmöglichkeiten für den Staat bieten Bestimmungen, die es Mitgliedstaaten erlauben, Maßnahmen zu ergreifen, die einen höheren Schutz der Umwelt bezwecken als es das gemeinsame Recht vorsieht. Das Setzen von Normen oder Standards wäre ein Instrument, das zur Förderung der Nutzung erneuerbare Energien in Betracht zu ziehen ist.

---

<sup>106</sup> Neben den staatlich administrierten Instrumenten sind noch freiwillige Maßnahmen seitens Verbraucher und Unternehmer zu erwähnen (vgl. /Langniß, Markard 1999/). Auch diese zielen darauf ab, erneuerbaren Energietechnologien zu einem höheren Marktanteil zu verhelfen und können damit den mengenorientierten Maßnahmen zugerechnet werden. Zu den freiwilligen Maßnahmen zählen Privatinitiativen zur Installation von Photovoltaik- und Kollektoranlagen bei nur geringen öffentlichen Zuschüssen, sowie sogenannte „Grüne Tarife“ von Stromversorgern, bei denen die Mehrkosten der Bereitstellung von Strom aus Erneuerbaren direkt an die Verbraucher weitergegeben werden.

In Deutschland ist von der ordnungsrechtlichen Option im Rahmen des Energiewirtschaftsrechts vom 28.04.1998 Gebrauch gemacht worden.<sup>107</sup> Für Strom aus erneuerbaren Energien wurden mit Abstufungen privilegierte Netzzugangs- und Durchleitungsbedingungen geschaffen. Die Abstufungen reichen von Netzzugangs- und Durchleitungsbedingungen, die sonst dem Strom aus konventionellen Energien vorbehalten sind, bis hin zur kostenlosen Durchleitung. Für den Wärmemarkt wurde das Bauplanungs- und Ordnungsrecht zugunsten der erneuerbaren Energien instrumentalisiert. Die rechtlichen Möglichkeiten reichen von einer Berücksichtigungspflicht der Belange erneuerbarer Energietechnologien in die örtliche Bauleitplanung bis hin zu der Harmonisierung der länderspezifischen Verfahren für Baugenehmigungen und die Aufhebung von Verbrennungsverboten für moderne Holzheizungen.

Im Bundesnaturschutzgesetz könnten Bestimmungen im Fall von Investitionen in erneuerbare Energieträger gelockert werden. Die Investitionen könnten als sogenannte Ausgleichsmaßnahmen bei allgemeinen Baumaßnahmen anerkannt werden. Damit Biomasse und Biogas vermehrt genutzt werden können, wäre eine Anpassung des Kreislaufwirtschafts- bzw. Abfallwirtschafts- und des Bundesimmissionsschutzgesetzes erforderlich. Die Nutzung organischer Abfälle für die Energieerzeugung könnte begünstigt, Genehmigungen für Biogas- und Biomasseanlagen erleichtert werden, sowie Qualitätsstandards für die Biomassestromerzeugung geschaffen werden.

### *5.5.1.3 Informationsmaßnahmen*

Maßnahmen zur Verbesserung der fachspezifischen Informationen, insbesondere zu den Einsatzmöglichkeiten, Kosten und Potentialen von Erneuerbaren Energien und ihre Einbindung in die Energieversorgung werden als notwendig bezeichnet (vgl. /Forum 1997/). Informationskampagnen sollen Akzeptanz und Investitionsbereitschaft fördern und stärken. Die Wirkung der informationspolitischen Maßnahmen hängt jedoch auch in entscheidendem Maße von der tatsächlichen Wirtschaftlichkeit der Nutzung erneuerbarer Energien ab. Informationsmaßnahmen können aber auch die staatlichen Förderprogramme zum Gegenstand haben und an Unternehmen gerichtet sein. Sie könnten die Programme in ihrer Wirkung verstärken nicht aber ersetzen.

---

<sup>107</sup> Bemühungen um eine Neuregelung von Seiten der rot-grünen Regierung scheiterten bisher am Bundesrat /Bundesrat 2002/.

### 5.5.2 *Wirkungen einer Mengensteuerung*

In diesem Kapitel werden alternative bzw. weiterentwickelte Fördermodelle für erneuerbare Energien für die Stromerzeugung, die derzeit in der energiepolitischen Diskussion eine Rolle spielen bzw. in jüngerer Vergangenheit eine Rolle spielten, näher erläutert und einer Bewertung unterzogen. Nicht alle im vorangegangenen Kapitel erwähnten Förderinstrumente und Fördermodelle werden dabei untersucht, sondern lediglich diejenigen Modellansätze, in der Diskussion um die Novellierung des Stromeinspeisegesetzes eine wesentliche Rolle gespielt haben. Dies war neben der Novellierung des StrEG vornehmlich die Einführung eines Quoten(handel)modells und in geringerem Umfang die Einsetzung eines technologiespezifischen Ausschreibungsmodells. Beide Modelle wirken durch verpflichtende Vorgaben von Erzeugungsmengen aus regenerativen Energien und gehören daher zu der Kategorie der Mengensteuerung.

#### 5.5.2.1 *Quoten- und Quotenhandelsmodelle*

Als quantitativ orientierte Ansätze (Mengensteuerung) sollen Quotenmodelle zu einem vorhersehbaren, da vorgegebenen, in der Regel im Zeitverlauf steigenden Anteil der erneuerbaren Energieträger an der Stromerzeugung führen.<sup>108</sup> Hierdurch unterscheiden sie sich wesentlich von den preisorientierten Vergütungsmodellen – nach dem Muster des oben diskutierten Erneuerbare-Energien-Gesetz –, denen keine expliziten Mengenziele zugrunde liegen.<sup>109</sup> Die Europäische Kommission erwartet von einem Mengenregulativ (auch in Form einer Ausschreibungsregelung), daß es aufgrund einer höheren Marktcompatibilität positivere Wirkung hat als sie von einem Konzept mit festen Einspeisevergütungen zu erwarten ist (vgl. /Höppner 1999/).

Bei Quotenmodellen wird zwischen einer Quotenpflicht für die Stromlieferanten<sup>110</sup> und einer solchen für die Stromverbraucher differenziert. Sie können sich demnach beziehen auf die abzugebenden oder auf die nachgefragten Mengen von Strom. Die Quotenanteile des erneuerbaren Stroms können dabei nach Technologien, nach räumlichen und auch nach zeitlichen Aspekten differenziert werden<sup>111</sup>. Die Quotenfestlegung kann durch den Staat oder aber durch freiwillige Vereinbarung erfolgen und die Quotenhöhe kann in absoluten oder aber relativen

---

<sup>108</sup> Ob hierbei dann der Anteil per se, die damit verbundenen Emissionsvermeidungen oder aber die Heranführung der Energieträger an die Wettbewerbsfähigkeit bezweckt wird, sei zunächst einmal dahingestellt.

<sup>109</sup> Dem EEG liegt zwar ein Mengenziel zugrunde (Verdopplung des Anteils Regenerativer an der Stromerzeugung), jedoch ist unklar wie dieses Ziel punktgenau erreicht werden soll.

<sup>110</sup> Adressiert werden solche Unternehmen, die den Strom letztendlich an die Verbraucher abgeben. Daher wird im folgenden der Begriff Stromlieferant benutzt.

<sup>111</sup> So kann die Quote im Zeitverlauf ansteigen, um ehrgeizigere ökologische Ziele zu verfolgen, und für eine höhere technologische Treffsicherheit kann eine nach Technologien gewichtete Quote festgelegt werden.

Werten formuliert sein. Quotenmodelle können weiterhin mit einem Zertifikatshandel verbunden werden, welcher von dem Handel mit Strom aus regenerativen Quellen entkoppelt ist. Dieser macht es den Quotenverpflichteten möglich, ihre Auflagen teilweise monetär über den Ankauf von Zertifikaten zu erfüllen, die auf ihre Quote angerechnet werden, ohne den Strom aus regenerativen Quellen direkt abzunehmen.

Die Betrachtung des Modells mit einer Quotenpflicht für Stromlieferanten genügt zur Untersuchung von Quotenmodellen, da eine Verpflichtung der Stromverbraucher durch eine notwendige Vorverlagerung der Erfüllungsverantwortung auf die Verteilerunternehmen zu einem im wesentlichen gleichen Ergebnis führt. In die folgende Betrachtung des Quotenmodells für Stromlieferanten wird der Zertifikatshandel mit einbezogen.

#### 5.5.2.1.1 Quotenhandelsmodell

Bei dieser Ausgestaltung einer Mengenregulierung (Quotenmodell) werden die Stromlieferanten, also diejenigen, die Strom an Endverbraucher verkaufen, zu der Quotenerfüllung verpflichtet und bekommen die Auflage, eine Mindestmenge (entweder als prozentualen Anteil oder aber als absolute Mengenvorgabe) des abgegebenen Stroms bis zu einem gewissen Zeitpunkt aus regenerativen Energiequellen zu decken. Jede Anlage zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien erhält ein Zertifikat für eine bestimmte Menge an produziertem Strom, welche auf einem Börsenplatz für diese Zertifikate gehandelt werden. Der Strom aus diesen Anlagen wird auf dem Strommarkt zu den auf dem Markt üblichen Preisen ohne jeden Aufschlag vergütet. Die Mehrkosten der Erzeugung werden dann über den Verkauf der Zertifikate gedeckt.

Der jeweilige Quotenverpflichtete kann zur Erfüllung seiner Auflagen die folgenden Optionen wahrnehmen (vgl. /Menges 1999/):

- Er kann eigene Anlagen zur Erzeugung regenerativen Stroms erstellen und betreiben,
- regenerativen Strom von anderen Erzeugern direkt (physisch) oder indirekt über Zertifikate hinzukaufen
- oder aber die vom Staat auf die Nichterfüllung der Quote festgesetzte Pönale bezahlen.

Das Quotenhandelsmodell zeichnet sich dadurch aus, daß durch die Möglichkeit des Zertifikatshandels eine Trennung von physischem Stromverkauf und dem Handel der Dienstleistung „Nutzung erneuerbarer Energien“ auf dem Wettbewerbsmarkt erreicht werden kann. So muß nicht jeder Stromlieferant eigene Anlagen zur Erzeugung regenerativen Stroms erstellen und betreiben, sondern kann seine Quotenverpflichtung auch allein durch den Zertifikatskauf erfüllen. Mit der Vergabe und Kontrolle der Zertifikate kann eine geeignete staatliche Institution (oder bei der unternehmerischen Selbstverpflichtung auch eine privatwirtschaftliche Institution) beauftragt werden. Diese Stelle gibt die Zertifikate an die Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Energien nach Maßgabe der erzeugten Mengen ab. Dies können Elektrizitätsver-

sorgungsunternehmen, private Eigenerzeuger oder unabhängige Erzeuger sein. Die erhaltenen Zertifikate werden dann zur Erfüllung der eigenen Quotenverpflichtung verwandt oder aber bei einem Zertifikatsüberschuß im bilateralen oder multilateralen Handel an andere, der Quote unterliegenden Unternehmen verkauft. Ein gleichgerichteter Stromhandel ist möglich, aber nicht zwingend erforderlich. Für die Schaffung unternehmerischer Sicherheit ist es notwendig, daß nicht nur ein Spot-Markt für die Zertifikate besteht, sondern auch ein Future-Markt (vgl. /Schaeffer et al. 1999/).

Die Zertifikate werden ausgegeben in dem Moment der tatsächlichen Erzeugung, welche über einen Stromzähler dokumentiert wird. Jedes Zertifikat sollte einzigartig und unterscheidbar sein und kann durch ein Papier repräsentiert werden. Jedes dieser Zertifikate sollte eine eigene Nummer erhalten, beispielsweise einen Code, der den Typ der erneuerbaren Energiequelle, das Datum der Produktion, den Eigentümer des Zertifikates etc. dokumentiert. In dem Moment, in dem ein der Quote Verpflichteter ein Zertifikat zur Erfüllung seiner Auflage bei der Aufsichtsbehörde einreicht, wird das Zertifikat aus dem Umlauf gezogen. Zwischen dem Zeitpunkt der Ausgabe und der Einreichung des Zertifikates werden diese zunächst registriert und sind frei handelbar. Der Handel der Zertifikate kann bilateral oder multilateral organisiert werden, wobei der Börsenhandel als multilateraler Handel der Zertifikate mit geringeren Informationskosten verbunden ist und somit den Handel effizienter gestaltet.

Neben der Vergabe einer allgemeinen Quote besteht die Möglichkeit, innerhalb der Quote Anteile für die unterschiedlichen Erzeugungstechnologien vorzugeben und somit eine differenziertere Förderung der unterschiedlichen Erzeugungstechnologien zu ermöglichen<sup>112</sup>; beispielsweise könnte dem Anteil der Stromerzeugung aus Windkraft innerhalb der Gesamtquote ein festes Kontingent eingeräumt werden. Eine solche Gewichtung innerhalb der Quote würde allerdings der ihr zugrundeliegenden Intention, innerhalb der Quotenmenge einen Wettbewerb zwischen den alternativen Erzeugungstechnologien zu schaffen, zuwiderlaufen (s. /Nitsch et al. 1999/). Hierdurch fördert man zwar mit diesem Modell die unterschiedlichen Technologien, jedoch zu Lasten höherer Kosten der Bereitstellung der gesamten Quotenmenge, da nicht nur das Segment der erneuerbaren Energieträger geschützt ist, sondern auch die Technologien spartenspezifisch in einem geschützten Markt operieren können. In beiden Fällen schafft die Quote einen zweiten Strommarkt, nämlich den für regenerativen Strom, der vom eigentlichen Strommarkt separiert ist.

---

<sup>112</sup> Dies käme den Präferenzen der Entscheidungsträger entgegen, die durch die Differenzierung der Vergütungen nach Technologien im EEG offenbart werden. Aus ökonomischer Sicht ist eine Technologieneutralität der Mengenregulierung vorzuziehen.

### 5.5.2.1.2 Bewertung von Quoten- und Quotenhandelsmodellen

Für eine Bewertung des hier vorgestellten Quotenhandelsmodells sind die Anforderungen aus dem Anhang B (s. S. 207) heranzuziehen. Zunächst ist zu prüfen, inwieweit es ein solches Modell vermag, das gesetzte Ziel zu erreichen. Daran anschließend wird die Erfüllung oder Nicht-Erfüllung der weiteren Anforderungen untersucht. Den Schwerpunkt bildet dabei die Untersuchung der Kosteneffizienz, indem unter einigen vereinfachenden Annahmen die durch eine Quotenhandelsregelung verursachten CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten berechnet werden.

#### *Ziel und Zielerreichung*

Bei einer Mengenregulierung ist unter Wettbewerbsbedingungen zu erwarten, daß das Mengenziel für die Stromerzeugung aus Erneuerbaren erreicht wird; zu welchem Preis dies der Fall sein wird, ist unsicher. Auch der Zweck der Mengenregulierung, die Minderung von CO<sub>2</sub>-Emissionen, wird erreicht, jedoch zu Vermeidungskosten, deren Höhe im voraus weniger sicher ist, als es bei einer Preisregulierung nach dem EEG der Fall ist. Neben dem Anreiz zur Investition und Produktion, der von den freibeweglichen Preisen ausgeht, können Pönale bei Nichterfüllung der Quoten Anreize für die Unternehmen geben, die Quote zu erfüllen. Eine Quotenregelung ist jedoch – wie auch eine Mindestpreisgarantie – lediglich ein indirektes Mittel für die Erreichung des Ziels einer definierten CO<sub>2</sub>-Reduktion, da sich erst nach der Substitution fossiler Energieträger durch die vermehrte Nutzung der regenerativen Energien herausstellt, wieviel Emissionen vermieden wurden. Daher ist ein Treibhausgasminderungsziel<sup>113</sup> nicht so sicher erreichbar wie durch das alternative Instrument einer Quotierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen. Näherungsweise kann man jedoch sagen, daß eine Quotenregelung aufgrund ihres direkten Einflusses auf das Produktionspotential einen höheren Zielerreichungsgrad in Bezug auf das CO<sub>2</sub>-Reduktionsziel aufweist als beispielsweise die Preisregulierung nach EEG.

#### *Vermeidungskosten*

Die Kosten eines Quotenmodells bestehen nicht nur aus den Mehrkosten der Stromerzeugung aus regenerativen Quellen (gegenüber den Kosten konventioneller Erzeugung), sondern auch aus den Kosten für Überwachung und Kontrolle der Erfüllung der Quotenpflicht.

Was die Kosten für die Kontrolle und Überwachung anbetrifft, so sind sie bei einem Quotenmodell höher als bei einem Preis-Subventionsmodell, da die Kontrollen – mit oder ohne Zertifikatshandel – umfangreicher sein müssen. Am umfangreichsten sind diese Kontrollen in ei-

---

<sup>113</sup> Für den Fall, daß das Minderungsziel als Gesamtemissionen definiert ist. Durch die Unsicherheit bezüglich der Energieträgersubstitution entstehen ebenfalls Unsicherheiten über die resultierende Menge der Gesamtemissionen.

nem Quotenhandelsmodell; sie betreffen zum einen die Ausgabe der Zertifikate, auch für im Ausland erzeugten Strom aus regenerativen Energien, und zum anderen die Nachweisführung der Quotenerfüllung sowie gegebenenfalls die Abwicklung von Sanktionsmaßnahmen im Falle einer Nichterfüllung.

Die Vorgabe einer Quote bedeutet für den Bereich der erneuerbaren Energien, daß sich ein geschützter zweiter Strommarkt herausbildet. Dieser zweite Markt besteht neben dem wettbewerblich organisierten „ersten“ Strommarkt, wobei sich die Interaktion zwischen den Märkten auf die Pflicht der Stromversorger beschränkt, den gesetzlich vorgeschriebenen Anteil aus Erneuerbaren zu decken. Im Falle eines Quotenmodells mit handelbaren Zertifikaten bedeutet dies, daß der im Wettbewerb sich bildende Preis der Zertifikate wegen der fast vollkommen unelastischen Nachfrage<sup>114</sup> vom Grenzanbieter bestimmt wird.

Dies führt insbesondere bei hohen Quoten dazu, daß alle Anbieter, deren Kosten der Stromerzeugung aus regenerativen Quellen geringer sind als die des Grenzanbieters, Gewinne aus dem Verkauf ihrer Zertifikate erzielen können. Mitnahmeeffekte treten zusätzlich dann auf, wenn auch bereits existierende Anlagen zur Quotenerfüllung herangezogen werden. Soll vermieden werden, daß Gewinne der intramarginalen Anbieter und Mitnahmegewinne realisiert werden, etwa weil sie zu der Erreichung des Förderziels eigentlich nicht notwendig sind, so müßten die Kosten der einzelnen Anbieter festgestellt und die „Renten“ abgeschöpft werden. Ein Unterfangen, das den Regulierer wohl überfordern dürfte. Insbesondere bei einer allgemeinen im Zeitablauf ansteigenden Quote sind steigende Produzentenrenten zu erwarten.

Was die Mehrkosten für den aus den regenerativen Energieträgern produzierten Strom im Vergleich zu konventionell erzeugtem Strom anbetrifft, so ist die Ermittlung dieser Kosten prinzipiell mit der Ermittlung der Mehrkosten eines Vergütungsmodells identisch, wenn die Quotenregelung die gleichen Erzeugungsmengen – auch nach Techniken – vorgibt, wie sie sich nach dem Vergütungsmodell des EEG einstellen. Die Mehrkosten eines Quotenhandelsmodells sollen im folgenden aus Vereinfachungsgründen ohne die Kosten des Handels mit Zertifikaten betrachtet werden, da es an Daten fehlt, um eine belastbare empirische Abschätzung der reinen Handelskosten zu ermöglichen.

Wird eine politisch bestimmte Menge von Strom aus regenerativen Energiequellen erzeugt, so sind die Grenzkosten der Erzeugung höher als es für eine Stromerzeugung unter Wettbewerbsbedingungen der Fall wäre. Wie stark die Grenzkosten aufgrund der Quoteneinführung steigen ist nicht nur vom Stand der Technik und der Qualität der erneuerbaren Ressourcen abhängig, sondern auch vom Potential an technischem Fortschritt. Für die Betrachtung der Grenzkosten der Emissionsvermeidung eines Quotenmodells sind die (höheren) Kosten der Stromerzeugung mit regenerativen Energien im Vergleich zu den Kosten der konventionellen

---

<sup>114</sup> Unelastisch aufgrund der Mengenvorgabe aus der verpflichtenden Quote.



Stromerzeugung ausschlaggebend.<sup>115</sup> In einem Quotenmodell werden diese höheren Kosten – wie auch bei einer Einspeisevergütung nach dem Muster des EEG – an die privaten Haushalte weitergegeben, unabhängig von der Ausgestaltung des Quotenmodells.

Die Höhe der Erzeugungskosten von Strom aus regenerativen Energien sind Gegenstand mehrerer Untersuchungen – auch begründet durch die Berichtspflicht der Bundesregierung im Zusammenhang mit dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz.<sup>116</sup> Die Spannbreite dieser Gesteuerungskosten geht aus der Tabelle II-13 hervor.

**Tabelle II-13:** Spannbreite der Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien

		Stromerzeugungskosten [€-Cent/kWh]
Windenergie	On-shore <sup>1)</sup>	5,6 – 17,9
	Off-shore <sup>1)</sup>	6,5 – 16
Wasserkraft	Neubau <sup>2)</sup>	5,8 – 15,1
	Modernisierung <sup>2)</sup>	5,2 – 13,4
PV-Anlagen <sup>3)</sup>		63 – 84
Geothermie		unzureichende Daten
Biomasse <sup>2) 4)</sup>		7,5 – 37,2

<sup>1)</sup> standortabhängig; <sup>2)</sup> größenabhängig; <sup>3)</sup> leistungsabhängig; <sup>4)</sup> brennstoffabhängig

Quelle: Erfahrungsbericht zum EEG /Bundesregierung 2002/; /Fichtner 2002/; /Huber et al. 2001/; /Windguard 2003/; eigene Berechnungen

Die Bandbreite der Erzeugungskosten von Strom aus der Nutzung der Windenergie ist auf die unterschiedliche Güte der Standorte zurückzuführen. Je nach (in einem durchschnittlichen Windjahr) zu erreichenden Vollaststunden an dem gewählten Standort und der Anlagengröße liegen die Erzeugungskosten für Strom aus Windenergie zwischen 5,6 und 17,9 Cent je kWh.<sup>117</sup> Die Kosten der Nutzung von Windkraft weisen in etwa die gleichen Spreizung auf wie die Kosten der Wasserkraft, welche – je nach Größe der Anlage und abhängig davon, ob es sich um einen Neubau oder eine modernisierte Anlage handelt – in einem Kostenbereich von 5,2 bis 15,1 Cent je kWh liegt.<sup>118</sup> Sowohl Wind- als auch Wasserkraft gehören damit zu den „günstigen“ Techniken der Energieerzeugung aus Erneuerbaren, während die Stromerzeugung durch Photovoltaikanlagen mit spezifischen Erzeugungskosten von 63 bis 84 Cent pro kWh immer noch relativ teuer ist – trotz der technischen Fortschritte in den letzten Jahren.

<sup>115</sup> Bei der Ermittlung der Erzeugungskosten von Strom aus regenerativen Energien sind u.a. zu berücksichtigen: Investitionskosten, Finanzierung und Kapitalzinsen, Betriebskosten und Nutzungsdauer.

<sup>116</sup> Vgl. § 12 EEG. Bezüglich der zugehörigen Studien siehe u.a. /DEWI 2002/; /Hirschl et al. 2002/; /Fichtner 2002/.

<sup>117</sup> Vgl. hierzu auch Tabelle A-1 sowie Abbildung A-1 im Anhang.

<sup>118</sup> Für größere, bereits abbeschriebene Wasserkraftwerke werden gar Kosten von ca. 2 €-Cent/kWh erreicht (vgl. /Öko-Institut 2001a: 20/).

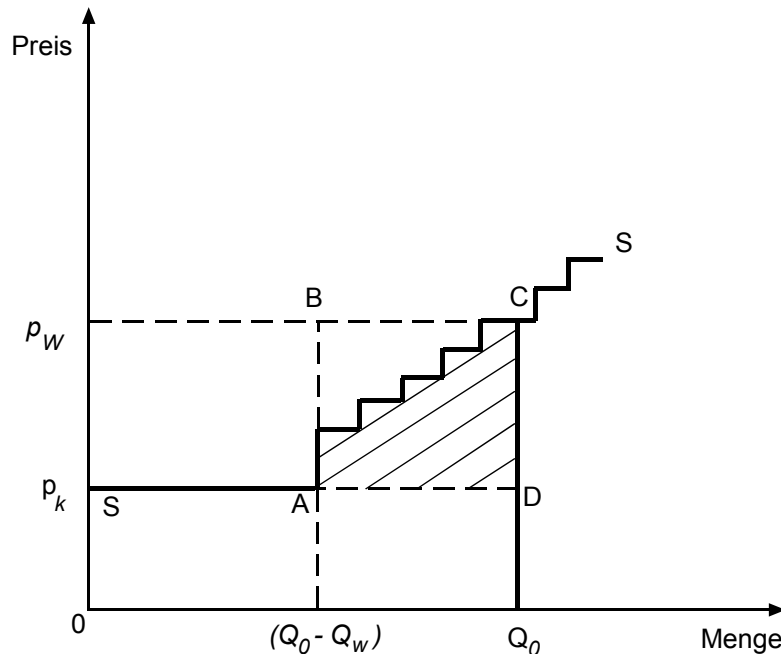
Selbst unter Berücksichtigung der Investitionszuschüsse aus dem 100 000 Dächer-Solarstrom-Programms ergeben sich keine wesentlich geringeren Stromerzeugungskosten. Die Spannbreite der Stromerzeugung aus Biomasse reicht von 7,5 bis zu 37,2 Cent je kWh – abhängig von dem verwendeten Brennstoff, der Anlagengröße und der Feuerungstechnik – und ist damit relativ hoch; dies liegt vornehmlich an der Vielzahl an technischen Varianten der Verstromung von Biomasse (feste, flüssige, gasförmige Brennstoffe). Für die Stromerzeugung aus Gruben-, Klär- und Deponiegas wird eine Kostenspanne – auch wieder abhängig von Technologie, Brennstoff und Anlagengröße – von ca. 4 bis 27 Cent je kWh angegeben (s. /Leible 2003/). Für die Stromerzeugung aus Geothermie, sind noch keine Daten verfügbar. Dies liegt darin begründet, daß in Deutschland derzeit keine kommerziellen Anlagen zur geothermischen Stromerzeugung in Betrieb sind. Zwar werden Forschungs-, Entwicklungs- und Demonstrationsvorhaben durch Bundesministerien gefördert, jedoch zeigen erste Kostenabschätzungen, daß ein wirtschaftlicher Betrieb unter den geltenden Vergütungssätzen von 7,1 bis 8,8 Cent je kWh des EEG noch nicht möglich sind (s. /Bundesregierung 2002: 22/).

Die durch eine Quotenregelung induzierten Mehrkosten, die für die Höhe der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten ausschlaggebend sind, lassen sich analog zu der Betrachtung des Einspeisevergütungsmodells berechnen. Jedoch sind die höheren Kosten der Stromgestehung des Grenzanbieters und nicht der durchschnittliche Vergütungssatz der erneuerbaren Energietechniken im Vergleich zu den längerfristigen Stromgestehungskosten der konventionellen Stromerzeugung für das Quotenmodell zu ermitteln. Bei einer wettbewerblichen (nicht differenzierten) Quote, in der die verschiedenen regenerativen Energietechniken in direkter Konkurrenz stehen, werden zunächst die günstigsten Technologien ausgebaut bzw. wahrgenommen; solange bis entweder die Stromerzeugungskosten aufgrund mangelnder geeigneter Standorte in ihrer Höhe über die Stromgestehungskosten anderer regenerativer Energietechniken steigen oder aber die Kapazitätsgrenze der jeweiligen Technologie insgesamt erreicht wird. Im Fall des Quotenhandelsmodells wird der Zertifikatspreis von dem Grenzanbieter bestimmt, der die letzte Stromeinheit zur Erfüllung der Quotenverpflichtung liefert.

In Abbildung II-6 stellt die Kurve S die Stromangebotskurve als kombiniertes Angebot aus regenerativen und konventionellen Quellen dar (vgl. /Hansen et al. 2003/). Die gesamte (kurzfristig fixe und preisunelastische) Stromnachfragemenge  $Q_0$  wird bis zu der Menge  $Q_0 - Q_w$  durch konventionelle Energieträger bei Erzeugungskosten von  $p_k$  und die Menge  $Q_w$  (Quotenanteil an der Gesamtnachfrage) durch regenerative Energieträger gedeckt. Der stufenartige Verlauf der Angebotskurve regenerativer Energietechniken resultiert zum einen aus den unterschiedlichen Stromerzeugungskosten der jeweiligen Techniken, zum anderen jedoch auch innerhalb einer Technologie aus einer unterschiedlichen Güte der Standorte sowie dem Stand der Technik des Erstellungsjahres einer Anlage (s. /Hansen et al. 2003: 337/). Die Mehrkosten aus dem Einsatz regenerativer Energieträger im Energiemarkt – relativ zu den Kosten von Strom aus einer konventionellen Erzeugung – wird angezeigt durch die schraffierte Fläche in

Abbildung II-6. Da der Grenzanbieter<sup>119</sup> den Preis ( $p_w$ ) des Zertifikats bestimmt, entsprechen die Mehrkosten von Strom aus erneuerbaren Quellen bei einer Abnahmequote in Höhe von  $Q_0 - Q_w$  nicht allein der schraffierten Fläche, sondern vielmehr der Fläche ABCD.

**Abbildung II-6:** Preis- und Kostenstruktur im Elektrizitätsmarkt bei einer Quotenregelung

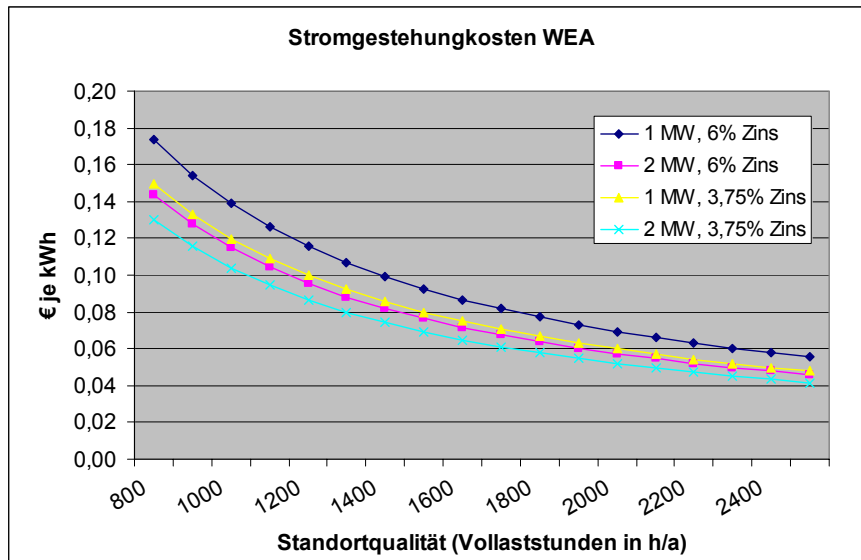


Quelle: vgl. /Hansen et al. 2003: 337/ ; eigene Grafik

Es steht zu erwarten, daß bei einer technologie-unspezifischen Quotenregelung zunächst die sehr günstigen Windkraftstandorte ausgebaut werden, wobei hier jedoch nur noch geringe Zubaupotentiale bestehen.<sup>120</sup> Der weitere Zubau wird sich dann durch steigende Erzeugungskosten der Windenergie abschwächen (vgl. Abbildung II-7) und zur Biomasse verlagern. Nach der Ausschöpfung der günstigen Biomassepotentiale wird sich die Nachfrage nach Windkraft wieder beleben, sofern die zu erfüllenden Quoten hoch genug sind und somit noch Erzeugungsbedarf besteht. Auf mittlere Sicht bleibt die Windkraft – evtl. neben der Nutzung von Erdwärme – die kostengünstigste Technologie zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren (vgl. auch /Öko-Institut 2001: 24/). Es scheint wenig wahrscheinlich, daß die Photovoltaik mittel- oder längerfristig eine kosteneffiziente Alternative der Stromerzeugung darstellen wird.

<sup>119</sup> Also der Anbieter der letzten kWh regenerativen Stroms zur Erfüllung der Quotenverpflichtung.

<sup>120</sup> Hierbei gibt es noch die Möglichkeit des „Repowerings“, also des Ersetzens von alten Anlagen durch neue, effizientere Anlagen. Dies wäre jedoch mit wiederum höheren Kosten verbunden. Die Wasserkraft ist zu vernachlässigen, da hier für einen weiteren Ausbau kaum geeignete Potentiale vorhanden sind.

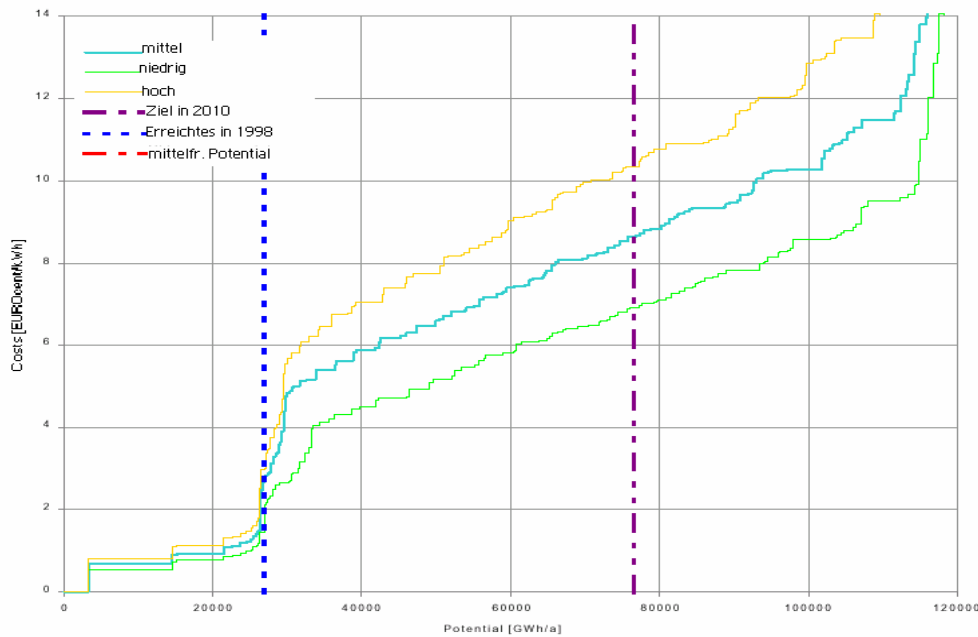
**Abbildung II-7:** Stromgestehungskosten von Windkraftanlagen

Quelle: Eigene Berechnungen

Im Rahmen des ElGreen Projektes entwickeln Huber et al. (2001) kapazitätsabhängige Kostenkurven für regenerative Energieträger verschiedener europäischer Länder.<sup>121</sup> Der in der Studie für ein Durchschnittspreiszenario ermittelte Grenzpreis der Erzeugung für Energie aus Erneuerbaren in Deutschland liegt im Jahr 2010 bei ca. 8,1 €-Cent/kWh bei einer gesamten Erzeugungskapazität von ca. 70 TWh/a.<sup>122</sup> Aus diesem Grenzpreis ergeben sich bei einer Quotenregelung, die nicht nach Technologien differenziert (gewichtete Quote) auch die Kosten des handelbaren Zertifikates. Die in dem ElGreen Projekt aus den verfügbaren Kapazitäten der regenerativen Stromerzeugungstechnologien abgeleiteten Kostenkurven finden sich in Abbildung II-8.

<sup>121</sup> Huber et al. (2001) untersuchen drei Fälle: Ein Hochpreis-, ein Niedrigpreis- und ein Durchschnittspreiszenario. Für die weitere Untersuchung werden die Daten des Durchschnittspreiszenarios verwendet.

<sup>122</sup> Die Erzeugungskapazität für das Jahr 1998 wird mit ca. 28 TWh/a angegeben (vgl. /Huber et al. 2001/. Im weiteren wird unterstellt, daß zur Erreichung des Ziels von ca. 70 TWh eine zusätzliche Stromerzeugung aus Erneuerbaren von ca. 25 TWh (im Vergleich zum Stand von 2002) notwendig ist. Die entsprechenden Stromgestehungskosten des Grenzanbieters ergeben sich dann aus /Huber et al. 2001/.

**Abbildung II-8:** Kostenkurven erneuerbarer Energieerzeugung in Deutschland

Quelle: /Huber et al. 2001/

Die aus dem im ElGreen-Projekt angenommenen mittleren Preisszenario resultierenden Grenzkosten der regenerativen Stromerzeugung in Höhe von 8,1 Cent je kWh im Vergleich mit den langfristigen Stromgestehungskosten der konventionellen Erzeugung von 3,59<sup>123</sup> belaufen sich demnach auf 4,51 €-Cent pro kWh. Unter der Voraussetzung, daß die Zielsetzung im Rahmen eines Quotenhandelsmodells bei einer gesamten jährlichen Stromerzeugung von 70 TWh<sup>124</sup> im Jahre 2010 liegt, ist eine zusätzliche jährliche Erzeugungsmenge von ca. 25 TWh/a nötig.<sup>125</sup> Werden nur für diese zusätzlich zu erzeugende regenerative Strommenge Zertifikate vergeben, so ergeben sich im Jahre 2010 Mehrkosten in Höhe von 1.128 Millionen Euro (bzw. 1.118 Millionen € bei Verzicht auf die Kernkraft).<sup>126</sup> Im Jahre 2010 ergeben sich rechnerische CO<sub>2</sub>-Einsparungen durch die vermehrte Produktion des regenerativen Stroms in Höhe von ca. 3.053 GWh in Höhe von 1,68 (bzw. bei Verzicht auf die Kernkraft ca. 2,04)

<sup>123</sup> Bzw. 3,63 €-Cent/kWh ohne Berücksichtigung der Kernkraft als alternative Stromerzeugungstechnologie.

<sup>124</sup> Aus der Zielvorgabe der Bundesregierung, die Stromeinspeisemenge aus Erneuerbaren zu verdoppeln.

<sup>125</sup> Im Vergleich zu der Stromerzeugung aus Erneuerbaren im Jahre 2002, die sich auf ca. 45 TWh belief (vgl. Tabelle II-3).

<sup>126</sup> Lediglich neue Erzeugungskapazitäten erhalten eine Zertifizierung und damit auch handelbare Zertifikate. Altanlagen werden bei der Betrachtung nicht eingeschlossen; bei einer Zertifizierung von bereits bestehenden Anlagen bzw. dem gesamten Bestand ergeben sich ungleich höhere Gesamtkosten.

Millionen Tonnen.<sup>127</sup> Hieraus ergeben sich Grenzvermeidungskosten von ca. 82 € (bzw. 68 € ohne Kernkraft) je Tonne CO<sub>2</sub> im Jahre 2010.<sup>128</sup> Dieser Richtwert deckt sich in etwa mit den Abschätzungen der verfügbaren Potentiale für regenerative Stromerzeugungstechniken (vgl. /Kaltschmitt, Wiese 1997/, /Fahl et al. 1997/) und den im Erfahrungsbericht der Bundesregierung angeführten Kostenspannbreiten der verschiedenen Erzeugungstechnologien.

Zu den geschätzten Vermeidungskosten sind noch die Transaktionskosten des Quotenhandelsmodells hinzuzurechnen, die allerdings schlecht zu quantifizieren sind. Wesentliche Einflußfaktoren sind die Kosten des Zertifikatehandels, die Errichtung eines Börsenplatzes sowie die Ausgabe und Einziehung (Banking) von Zertifikaten. Auch die Kontrollkosten, die durch die Überprüfung der tatsächlichen Produktionsmengen der erneuerbaren Energieumwandlungsanlagen entstehen und die Kosten einer Ausstellung der Zertifikaten spielen eine Rolle. Die tatsächliche Ausgestaltung eines Quotenmodells wird die Transaktionskosten wesentlich beeinflussen.

Was nun die sektorale dynamischen Effizienz – die Ausschöpfung der durch technischen Fortschritt eröffneten Kostensenkungspotentiale – betrifft, so ist diese bei einem globalen Quotenmodell nur wenig verschieden von der Effizienz, die für eine (Preis) Subventionsregelung zu vermuten ist. Auf dem durch die Quotenregelung vor der Konkurrenz konventioneller Kraftwerke geschützten Markt für Strom aus regenerativen Energien bildet sich der Preis nach der Maßgabe der hohen Kosten des Grenzanbieters. Der Anreiz der Produzenten von Strom aus erneuerbaren Energien, durch Ausschöpfung von Kostensenkungspotentialen den Gewinn zu erhöhen, wird durch die Quotenregelung nicht gemindert. Müssen jedoch Anlagen zugelassen werden und werden für die Zertifizierung einer Anlage bestimmte technische Voraussetzungen verlangt, so mag eine solche Regelung durchaus zu einer höheren technischen Effizienz beitragen. Ob auch die Kosteneffizienz in gleicher Weise zunimmt, scheint nicht sicher. Eine verstärkte Überprüfung der Kosteneffizienz (bzw. der technischen Voraussetzungen) würde wiederum die Transaktionskosten erhöhen.

### *Konformität mit dem marktwirtschaftlichen Ordnungs- und Rechtsrahmen*

Die Festlegung einer Quote für Strom aus erneuerbaren Energien bedeutet einen Eingriff in den marktwirtschaftlichen Ordnungsrahmen der Elektrizitätsversorgung, der den Wettbewerb als Allokationsmechanismus teilweise verdrängt. Es wird ein separater, zweiter Markt geschaffen, dessen höhere Preise auf die Konsumenten überwältigt werden, was entsprechende

---

<sup>127</sup> Bei einem durchschnittlichen Emissionskoeffizienten von 306 g CO<sub>2</sub>/kWh (bzw. 774 g CO<sub>2</sub>/kWh ohne den Einsatz der Kernenergie) in einem modernen, runderneuertem Kraftwerkspark. Der tatsächlich zu erwartende Emissionskoeffizient wird mit 551 g CO<sub>2</sub>/kWh (bzw. 668 g CO<sub>2</sub>/kWh bei einem Verzicht auf Kernkraft als Stromerzeugungstechnik) angenommen.

<sup>128</sup> Bei einer angenommenen Emissionsvermeidung von 0,551 kg CO<sub>2</sub>/kWh (bzw. 0,668 kg CO<sub>2</sub>/kWh bei Verzicht auf die Kernkraft) durch die Erzeugung erneuerbaren Stroms.

Realeinkommensverluste zur Folge hat. Es ist davon auszugehen, daß dieser separate Markt, insbesondere bei einer im Zeitverlauf ansteigenden Quote, auf Dauer bestehen wird, da eine Ausgliederung einzelner Technologien der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in den nicht geschützten Elektrizitätsmarkt im Konzept des Quotenmodells nicht angelegt ist.

Bei einem Quotenmodell mit Zertifikatshandel stellt sich auch die Frage nach der Vereinbarkeit mit den europäischen Beihilfavorschriften. Zertifikate sind sogenannte unbezifferte, nicht monetäre Wertgutscheine<sup>129</sup> und könnten als solche als Beihilfe verstanden werden (vgl. /Nitsch, et al. 1999/); somit wäre eine Vergütung, die nur an Erzeuger mit Sitz in Deutschland gewährt wird, beihilferechtlich nicht unproblematisch. Zwar leistet der Staat keine direkte Beihilfe in Form von Subventionen, aber durch das verbindliche Setzen einer Quotenverpflichtung werden die inländischen Betreiber von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien von den zur Quote verpflichteten Unternehmen monetär bezuschußt. Diese „Quersubventionierung“ geht auf eine vom Staat erlassene Auflage zurück und ist damit gleichfalls als eine unzulässige, weil wettbewerbsverfälschende Beihilfe, einzustufen die mit dem europäischen Wettbewerbsrecht nicht zu vereinbaren ist (vgl. /Gent, 1999/). Die beihilferechtlichen Bedenken werden auch dadurch bestärkt, daß die Förderung nicht zeitlich begrenzt und degressiv angelegt ist.

Die europäischen Vorschriften zum Freien Warenverkehr (Art. 28 EG-Vertrag) verlangen, daß ausländische Anbieter von Strom an Endkunden keinen Wettbewerbsbeschränkungen unterworfen werden dürfen, aber auch keine Wettbewerbsvorteile aus ihrem Ausländerstatus ziehen dürfen. Der daraus folgende Einbezug ausländischer Stromlieferanten in die Quotenverpflichtung würde auch bei harmonisierten und gegenseitig anerkannten Zertifizierungsverfahren im Falle eines auf Deutschland beschränkten Quotenmodells die Möglichkeit bieten, die Mengenverpflichtung sowohl der deutschen wie auch ausländischer Anbieter durch billigen regenerativen Importstrom (z.B. Wasserkraft aus Österreich) zu erfüllen. Dies würde natürlich dem Ziel der Förderung erneuerbarer Energien zuwider laufen.

Die Einführung einer Quotenregelung hätte zur Folge, daß die Struktur der Rechtsansprüche von Unternehmen, die Anlagen nach dem existierenden EEG betreiben, verändert wird. Sie werden prüfen wollen, ob ein solcher Eingriff mit den grundgesetzlich geschützten Rechten der Anlagenbetreiber in Einklang zu bringen ist. Sie könnten geltend machen, daß sie Abnahme- und Vergütungsansprüche haben, die das EEG ihnen für die Dauer von 20 Jahren zusichert. Die Rechtsposition dieser Anlagenbetreiber könnte schwerer wiegen als das Interesse des Gesetzgebers, bei Einführung einer Quotenregelung sogenannte Mitnahmeeffekte zu verhindern (vgl. /Brandt et al. 2001/). Die Rechtsansprüche könnten sich jedoch anders darstel-

---

<sup>129</sup> Die Zertifikate werden als Nachweis über die Erzeugung einer gewissen Menge an regenerativen Stroms ausgegeben. Erst an einem gesonderten Markt ergibt sich durch Handel ein Preis für die Ware „Zertifikat“.

len, wenn die Europäische Gemeinschaft, z.B. in Form einer Richtlinie, imperativ die Einführung einer Quotenregelung vorschreiben würde.

### *Praktikabilität*

Die Anforderungen, die sich aus dem Gebot der Warenverkehrsfreiheit für den liberalisierten Energiebinnenmarkt in Europa ergeben, schränken die Praktikabilität einer nationalen Quotenregelung für Strom aus erneuerbaren Energien erheblich ein.

Die praktische Umsetzung eines Quotenmodells ist darüber hinaus noch mit dem Problem konfrontiert, daß die jährliche Stromerzeugung der meisten Techniken zur Nutzung erneuerbarer Energie erheblichen natürlichen Schwankungen unterworfen ist. Das macht praktisch die Erfüllung eines jährlich vorgegebenen Mengenziels unmöglich. Mit der Ausstellung von Zertifikaten, die eine Laufzeit von mehreren Jahren haben, ließe sich eine über die Jahre gemittelte Erreichung des Mengenziels realisieren.

#### *5.5.2.2 Ausschreibungsmodelle*

Neben den im vorigen Kapitel vorgestellten Quotenmodellen gibt es eine andere Möglichkeit für eine Mengenregelung, das Ausschreibungsmodell. Hierbei werden zeitlich befristete Leistungen ausgeschrieben, die als Errichtung und Betrieb von Anlagen mit bestimmter Kapazität zur Erzeugung von Strom aus regenerativen Energien oder als Einspeisemenge von Strom aus regenerativen Energien in das Stromnetz definiert sein können. Die Unternehmen, die sich als Bieter an einer Ausschreibung beteiligen, müßten in ihrem Gebot neben der Menge auch den Preis angeben, den sie je kWh eingespeisten Stroms fordern. Der Staat garantiert bei Annahme eines Gebots, daß die angebotene Leistung (Menge und Lieferpreis) während der Laufzeit des Kontraktes zu dem gebotenen Preis angenommen wird. Für eine Befristung der Leistungspflicht spricht, daß es sowohl für den Staat als auch für den Leistungsverpflichteten Entwicklungen auf den Märkten oder auch im Bereich des Rechts geben könnte, die eine Fortführung des Status quo zu einer wirtschaftlichen Belastung werden ließen. Nach Ablauf der vereinbarten Fristen würde erneut die Leistung ausgeschrieben, und es könnte den geänderten Bedingungen in den Geboten Rechnung getragen werden. Für eine Ausschreibung von Erzeugungskapazitäten - verbunden mit der Pflicht zur Einspeisung allen erzeugten Stroms in das allgemeine Netz - spricht, daß die Bieter die Leistungserbringung besser vorhersehen und garantieren können als ein bestimmte Höhe der Stromeinspeisung, die von nicht beeinflussbaren natürlichen Faktoren abhängig ist. Es ist in beiden Fällen möglich, die Leistungen global oder nach einzelnen regenerativen Erzeugungstechniken differenziert auszuschreiben; eine globale, technikneutrale Ausschreibung wäre die effizientere Lösung (vgl. Teil I), weil sie den Wettbewerb weniger stark einschränkte.



Auf Grundlage der abgegebenen Angebote wird der Staat sodann eine Art Angebotskurve ermitteln, auf der die Gebote nach der Höhe der Preisforderung angeordnet sind. Es werden so viele der Gebote mit jeweils den niedrigsten Preisen kontrahiert, bis die ausgeschriebene Kapazität erreicht ist. (vgl. /Rentz et al. 2001/). Im großen und ganzen ergibt sich hinsichtlich der statischen und dynamischen Kosten der Vermeidung bei Ausschreibungsmodellen a priori ein etwas anderer Befund als bei den Quotenmodellen. Dies hängt mit der Spreizung der Angebotspreise zusammen. Da es keinen einheitlichen Marktpreis nach Maßgabe der Kosten des Grenzanbieters gibt, ist die Produzentenrente geringer. Es gibt so viele verschiedene Produzentenrenten wie es intramarginale Bieter mit verschiedenen hohen Preisen gibt. Wird die politische Praxis in das Kalkül einbezogen, so mag das Ausschreibungsmodell schlechter abschneiden. Hierfür spricht, daß die Anforderungen an die Neutralität und Unabhängigkeit der Entscheidungsträger bei Ausschreibungsverfahren (Vergabe öffentlicher Aufträge) höher sind als bei Quotenregelungen. Daß diese Anforderungen in Bezug auf Ausschreibungsverfahren in Deutschland generell nicht leicht zu erfüllen sind, legt der lang anhaltende Widerstand gegen die Umsetzung der europäischen Vergaberichtlinie in das deutsche Recht nahe.

Im Unterschied zu den oben vorgestellten Quotenmodelle sind Ausschreibungsmodelle im Bereich der Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien bereits praktisch angewendet worden, so in England und Wales sowie auch in Irland und Schottland. Berichte über erste Erfahrungen mit der Funktionsweise eines Ausschreibungsmodells mit Liefermengenverpflichtungen gibt es für England und Wales.

#### 5.5.2.2.1 Ausgestaltung: Beispiele aus England und Wales

Seit 1990 wird in England und Wales ein Ausschreibungsmodell mit definierten Liefermengenpflichten praktiziert. Und zwar werden jedes Jahr für bestimmte Technologien<sup>130</sup> zur Nutzung regenerativer Energiequellen Liefermengen für Strom ausgeschrieben. Die Kriterien für die jeweils ausgeschriebenen Mengen für die einzelnen Technologien scheinen die Marktnähe der einzelnen Technologien und ihre Potentiale zu sein. Die Marktnähe wird nach der gegenwärtigen Kosteneffizienz und auch nach der erwarteten zukünftigen Kosteneffizienz eingeordnet.

Für den Strom, der auf Basis dieser Ausschreibungen in Anlagen produziert wird, besteht eine Abnahmeverpflichtung für die englischen Versorgungsunternehmen. Jedes Unternehmen, das Anlagen zur Stromerzeugung mit den ausgeschriebenen Technologien unterhält, kann ein Angebot abgeben, welches die von dem Unternehmen bereitgestellte Menge und den geforderten Lieferpreis enthält. Die ausschreibende Behörde – die NFPA, Non-Fossil Purchasing Agency

---

<sup>130</sup> Solche Technologien sind: Wind, kleine Wasserkraftanlagen, Müllverbrennungsanlagen, Deponie- und Klärgas und seit 1994 Biomasse. Solarstrom wird im Rahmen des Programms nicht gefördert, da nicht damit gerechnet wird, daß dieser in Großbritannien zu annähernd wettbewerbsfähigen Kosten erzeugt werden kann (s. /Drillisch, Riechmann 1997/).

– prüft diese Angebote auf ihre technische, rechtliche und wirtschaftliche Machbarkeit und erteilt denjenigen Angeboten einen Zuschlag, welche die Kriterien erfüllen und die niedrigsten Preisangebote als wichtigsten Bietparameter aufweisen.

Eine Besonderheit bei dem englischen Ausschreibungsmodell stellt ein Preisaufschlag dar, den die NFPA gewährt. Hierbei handelt es sich um eine zeitlich befristete Garantie einer erhöhten Einspeisungsvergütung für den in den kontrahierten Anlagen erzeugten Strom. Diese erhöhte Einspeisevergütung wird nach den in der Bieterrunde eingereichten Angeboten bemessen und durch eine Abgabe je kWh insgesamt verkauften Stroms (Non-Fossil Fuel Levy) finanziert, die die NFPA von den Stromerzeugern erhebt.<sup>131</sup> Die erhöhte Einspeisevergütung, die in der ersten und zweiten Ausschreibungsrunde jeweils bis 1998 begrenzt war, sollte die Anlagenbetreiber dazu anreizen, möglichst viel Strom in dieser Zeit zu erzeugen. Eine Verzögerung der Inbetriebnahme von Stromerzeugungsanlagen hatte eine Strafwirkung, weil sie einen Verlust an Preissubventionen bedeutete, da die garantierte Vergütung Ende 1998 auslief.<sup>132</sup> In den neueren Ausschreibungsrunden (1994, 1996/97 und 1998) wurde die Laufzeit der garantierten Vergütung auf 15 Jahre ab Inbetriebnahme einer Anlage festgesetzt, aber nur für den Fall, daß die Anlage innerhalb von fünf Jahren nach Annahme des Gebots in Betrieb genommen wurde. Die Vertragspreise entsprechen den individuellen Gebotspreisen der Anbieter. Zu erwähnen ist noch, daß bei einer Nichterfüllung der Angebote keine Sanktionen von Seiten der NFPA ergriffen werden.

Die Erfahrungen in England zeigen, daß es in den Preisgeboten zu einer Preiskonvergenz in Richtung auf die Wettbewerbspreise gekommen ist. So sanken die Preisgebote für kontrahierte Windkraftanlagen von 5,75 p/kWh bis 10 p/kWh im Rahmen der ersten Ausschreibungsrunde (1990) auf 3,11 p/kWh bis 4,95 p/kWh im Rahmen der vierten Runde (1997) (vgl. /Drillisch, Riechmann 1997/). In den bisherigen fünf Ausschreibungsrunden wurden insgesamt 3.270 MW Kraftwerksleistung unter Vertrag genommen (s. /Langniß 1999/). Die Ausschreibungsrunden verliefen im Hinblick auf die verschiedenen Technologien sehr unterschiedlich. Dafür werden verschiedene Gründe angeführt, unter anderem auch die Dauer der Genehmigungsverfahren für die Errichtung von Anlagen.

---

<sup>131</sup> Diese Non-fossil-fuel levy wird von der NFPA bei den konventionellen Stromerzeugern erhoben. Der Strom aus regenerativen Anlagen ist von dieser Abgabe befreit.

<sup>132</sup> Ein Grund für diese befristete Förderung war die vorläufige Genehmigung der Europäischen Kommission zur Bezuschussung erneuerbarer Energiequellen bis 1998.

### 5.5.2.2.2 Bewertung von Ausschreibungsmodellen

#### *Ziele und Zielerreichung*

Grundsätzlich sind in Ausschreibungsmodelle Anreize gegeben, vorhandene Kostensenkungspotentiale zu nutzen und neue zu erschließen. Der Wettbewerbsvorteil der herkömmlichen Stromerzeugungstechnologien wird hierdurch in Schach gehalten. Hinsichtlich der Mengenziele scheint die Treffsicherheit in der Praxis weniger hoch zu sein als es theoretisch eigentlich zu erwarten wäre. Die Erfahrungen in England zeigen, daß die ausgeschriebenen Kapazitäten nicht vollständig realisiert wurden. Hierfür gab es zwei Gründe: Die NFPA nahm nur die Hälfte der Gebote an und von den kontrahierten Geboten wurden lediglich 60 Prozent realisiert (vgl. /Drillisch, Riechmann 1997/, /Kühn 1999/, /KfW 2002/). Für die mangelnde Erfüllung des Angebots werden zwei Gründe angeführt: Hemmnisse im Genehmigungsverfahren und das Fehlen von vertraglich vereinbarten Sanktionen bei einer Nichterfüllung des Angebots, soweit diese vom Bieter tatsächlich zu verantworten ist. Durch Ausschreibung größerer Angebotmengen, Annahme von mehr Angeboten und Strafandrohung bei Nichterfüllung der Kontrakte ließen sich Mengenziele, wenn es sie denn gibt, mit größerer Sicherheit erreichen. Kritisiert wird, daß durch Einbeziehung von Altanlagen in der ersten Ausschreibungsrunde Mitnahmeeffekte auftraten, sowie daß in der zweiten Runde Anbieter, die preislich unter dem Grenzanbieter Angebote einreichten hatte, dennoch eine Einspeisevergütung erhielten die am Preis des Grenzanbieters ausgerichtet war (vgl. /Kummert 1996: 14/). Weiterhin wird angemerkt, daß auch solche Projekte für eine Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien realisiert wurden, welche der NFPA abgeboten waren, aber nicht von ihr kontrahiert wurden. Dies wird als Indiz gewertet, daß auch solche Anlagen im Rahmen der Ausschreibung gefördert wurden, die einer Förderung nicht bedurften.

#### *Fördermitteleffizienz*

Ausschreibungsmodelle eröffnen die Möglichkeit, Unternehmen zu identifizieren, welche die ausgeschriebenen Kapazitäten mit den geringsten Kosten realisieren – oder dies zumindest in Aussicht stellen. Bei einer großen Zahl von Bietern ist die Wahrscheinlichkeit hoch, daß die Angebotspreise streuen und viele Kontrakte zu Preisen unterhalb des Angebotspreises des Grenzanbieters geschlossen werden können. Mitnahmeeffekte können weitgehend ausgeschlossen werden, wenn nur Investitionen in Neuanlagen im Rahmen einer Ausschreibung gefördert werden.

Die Mehrkosten eines Ausschreibungsverfahrens relativ zu einer rein konventionellen Erzeugung sind aus der Abbildung II-6 (s. S. 99) zu ersehen. Während die Mehrkosten eines Quotenmodells aufgrund der Preissetzung des Grenzanbieters der Fläche ABCD entsprechen, ergeben sich die Mehrkosten eines Ausschreibungsmodells allein aus der schraffierten Fläche unterhalb der jeweiligen Angebotspreise (bzw. unter der Angebotskurve S), die kleiner ist als ABCD. Ob die Bieter die wahren Erzeugungskosten ihren Preisangeboten zugrunde legen,

hängt von der Intensität des Wettbewerbs unter den Anbietern ab, die nicht zuletzt von der Anzahl an Bietern abhängig ist.

Die aus einem solchen Ausschreibungsmodell resultierenden CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten dürften daher niedriger als bei einer Quotenregelung sein. Sie ließen sich a posteriori gut berechnen. A priori dürfte eine solche Berechnung am Mangel an Informationen über die Investitions- und Betriebskosten und den daraus resultierenden kostendeckenden Preisen der individuellen Stromerzeuger scheitern.

Die Transaktionskosten dürften ähnlich hoch sein wie bei Quotenmodellen. Allerdings spielen bei Ausschreibungsmodellen Kosten der Ausschreibung der Kapazitäten, der Prüfung und Auswahl der eingehenden Gebote der Unternehmen und der Kontrolle der Ausführung der Angebote die wichtigste Rolle.

#### *Konformität mit dem marktwirtschaftlichen Ordnungs- und Rechtsrahmen*

Ausschreibungsmodelle lassen sich mit dem marktwirtschaftlichen Ordnungsrahmen besser als Quoten- und preisgesteuerte Modelle vereinbaren, vor allem weil der Markt für Anbieter aus dem Ausland offener ist. Es ist daher auch davon auszugehen, daß Ausschreibungsmodelle nicht gegen die europäischen Beihilfenvorschriften und die Vorschriften des freien Warenverkehrs verstoßen, es sei denn die Beteiligung an den Ausschreibungen würde ausländischen Bietern verwehrt. Da die Begünstigung der Bieter degressiv und zeitlich begrenzt gestaltet wird, ist der Anreiz in einem Ausschreibungsmodell hoch, technischen Fortschritt zu nutzen, um die Kosten zu senken. Dies kommt der dynamische Effizienz zugute.

#### *Praktikabilität*

Hinsichtlich der technischen Schwierigkeit sind Ausschreibungen, auch weil sie in zeitlichen Abständen wiederholt werden, als einfach einzustufen. Bei der Durchführung einer Ausschreibung kann auf bereits bestehende Rechtsvorschriften und amtliche Stellen zurückgegriffen werden. Erforderlich ist lediglich, die Kapazität für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu definieren. Der administrative Aufwand beschränkt sich danach auf die Prüfung der Angebote, die Auswahl der auf die Ausschreibung eingegangenen Angebote, die Kontrolle der vereinbarten Leistung und eventuelle Durchsetzung von Regressansprüchen gegen solche Anbieter, die ihre Verträge nicht erfüllen.

#### *5.5.2.3 Die Höhe von Transaktionskosten als Kriterium*

Eine neuere Arbeit von /Langniß 2003/ untersucht die Wirkung ausgewählter Interventionen auf dem Markt für Erneuerbare Energien im Hinblick auf die Höhe der Transaktionskosten. Er unterscheidet dabei zwischen direkten und indirekten Transaktionskosteneffekten. Diese

wendet er als Kriterium für die Bewertung der Vorteilhaftigkeit der von ihm untersuchten Interventionen (deutsches EEG und Quotenmodell in Texas) an. Er macht quantitative und qualitative Angaben über die Höhe dieser Kosten. Seine Untersuchungsergebnisse liegen bezüglich der direkten Transaktionskosten indessen im Promillebereich; er bewertet sie deshalb als „... *negligible compared with the transacted value*“ (vgl. /Langniß 2003: 246/). Die indirekten Transaktionskosten sind höher; er hält sie daher für das wichtigere Bewertungskriterium: „*In contrast, indirect transaction costs, or 'governance costs', are important for deciding on an efficient organisation...*“ (vgl. /Langniß 2003: 241/). Diese indirekten Transaktionskosten werden in seiner Arbeit nicht quantifiziert. Auf eine zusammenfassende Bewertung der Vorteilhaftigkeit des einen oder anderen Förderansatzes verzichtet Langniß.

## 5.6 Fazit

Zu der Reduktion von CO<sub>2</sub>-Emissionen um 70 Mio. Tonnen bis zum Jahr 2005, wie sie die Bundesregierung in ihrem nationalen Klimaschutzprogramm von 2000 zum Ziel erklärt hatte, soll das Programm zur Förderung erneuerbarer Energien einen Beitrag von rund 10 Mio. Tonnen leisten. Diese Emissionsreduktion ist indirekter Natur, da sie nur in dem Maße erreicht wird, wie zusätzlich erzeugter Strom aus erneuerbaren Energien Strom aus konventionellen Kraftwerken verdrängt. Dieses Instrument der Emissionsreduktion verursacht derzeit (2003) durchschnittliche Grenzvermeidungskosten in Höhe von rund 95 € je Tonne CO<sub>2</sub>; sie werden voraussichtlich ansteigen, wenn sich die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gemäß der Planung der Bundesregierung bis zum Jahr 2010 verdoppelt. Das Instrument weist intra- und intersektorale Ineffizienzen in Bezug auf das Ziel der Emissionsvermeidung auf. Als Ergebnisse der Analyse des EEG in Bezug auf die Kosten der Emissionsvermeidung lassen sich festhalten:

- Die Grenzvermeidungskosten sind zu hoch, weil die Mindestpreisgarantie für Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien nach Erzeugungstechniken differenziert werden. Die Differenzierung schwächt den kostensenkenden Wettbewerb zwischen den Erzeugern von Strom aus erneuerbaren Energien. Das Kriterium der Allokationseffizienz, wonach die Grenzvermeidungskosten bei jeder Quelle, hier Erzeugungstechnik, gleich sein müssen, wird nicht erfüllt.
- Da die Bundesregierung de facto ein Mengenziel für die Nutzung erneuerbarer Energien vorgibt, ist das benutzte Instrument der Mindestpreisgarantie nicht zweckrational. Das zu einem Mengenziel passende Instrument ist die Ankaufspflicht für eine definierte Menge (Quote), mit dem sich das gesetzte (Mengen-) Ziel effizienter erreichen läßt. Von den untersuchten Alternativen der Mengenteuerung ist dem Ausschreibungsmodell der Vorzug zu geben. Mit ihm könnte das Erzeugungsziel mit dem geringsten Mittelaufwand erreicht werden. Allerdings können in der praktischen Anwendung Ineffizienzen auftreten, wie die Erfahrungen in England und Wales gezeigt haben.
- Selbst wenn die beobachteten intrasektoralen Ineffizienzen vermieden würden, wären die Vermeidungskosten des Programm zur Förderung erneuerbaren Energien noch zu hoch. Denn es gibt Instrumente der Emissionsvermeidung mit niedrigeren Grenzkosten.

Eines der kostengünstigeren Instrumente wird im nächsten Kapitel vorgestellt: Das Programm zur Förderung der Energieeffizienz in Gebäuden.

## 6 Förderung von Energieeffizienz in Gebäuden

### 6.1 Vorbemerkung

Neben der Förderung von erneuerbaren Energieerzeugungstechnologien, wie sie im Kapitel 5 beschrieben wurde, wird von Zunahmen der Energieeffizienz in verschiedenen Bereichen der Wirtschaft ein wesentlicher Beitrag zur Erreichung der Reduktionsziele der EU erwartet (vgl. auch /EU 1998/). Da im Durchschnitt der EU der Energieverbrauch im Gebäudesektor über 30% der gesamten Endenergienachfrage ausmacht und die hiermit verbundenen Emissionen einen hohen Anteil an den Gesamtemissionen ausmachen, erscheint es wenig verwunderlich, daß die Verbesserung der Energieeffizienz zu einer öffentlichen Angelegenheit gemacht wurde. So haben in den letzten Jahren die Mitgliedsländer der EU Maßnahmen verschiedener Art zur Erhöhung der Energieeffizienz in Gebäuden ergriffen.

Im folgenden wird zunächst ein kurzer Überblick über die Maßnahmen zur Erhöhung der Wärme- bzw. Energieeffizienz von Gebäuden in Deutschland gegeben. Daran anschließend werden die Auswirkungen der Anwendung von Rechtsvorschriften für Gebäude untersucht.

### 6.2 Maßnahmen zur Förderung der Energieeffizienz im Überblick

In der Bundesrepublik Deutschland wird auf zwei Wegen versucht, die Energieeffizienz in Gebäuden zu fördern; also den Energieverbrauch im Gebäudesektor zu senken und auf diese Weise Emissionen von Treibhausgasen zu vermindern:

- Inzentiv durch Finanzhilfen im Rahmen der Energieeinspar-Förderprogramme der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW)<sup>133</sup> sowie die Finanzierung von Beratungsgesprächen für Eigentümer<sup>134</sup>
- Ordnungsrechtlich durch den Erlaß und Anwendung verschiedener Gesetze und Verordnungen sowie durch Informationsmaßnahmen amtlicher Stellen. Hervorzuheben sind als Informationsmaßnahmen die Energieverbrauchskennzeichnungsverordnung (ENKV) aus dem Jahre 1997<sup>135</sup> und damit verbundene Umweltsiegel (z.B. Blauer Engel etc.).

Die inzentiven Maßnahmen dürften komplementär zu den ordnungsrechtlichen gewesen sein, weil sie die Erfüllung von Geboten wirtschaftlich erleichtert haben, das Ordnungsrecht ist jedoch dominierend und wird daher eingehender untersucht.

---

<sup>133</sup> Zinsgünstige Darlehen zur Finanzierung von Investitionen in Energieeinsparmaßnahmen im Rahmen des „KfW-CO<sub>2</sub>-Minderungsprogramms“ sowie des neuen „KfW-CO<sub>2</sub>-Gebäudesanierungsprogramms“.

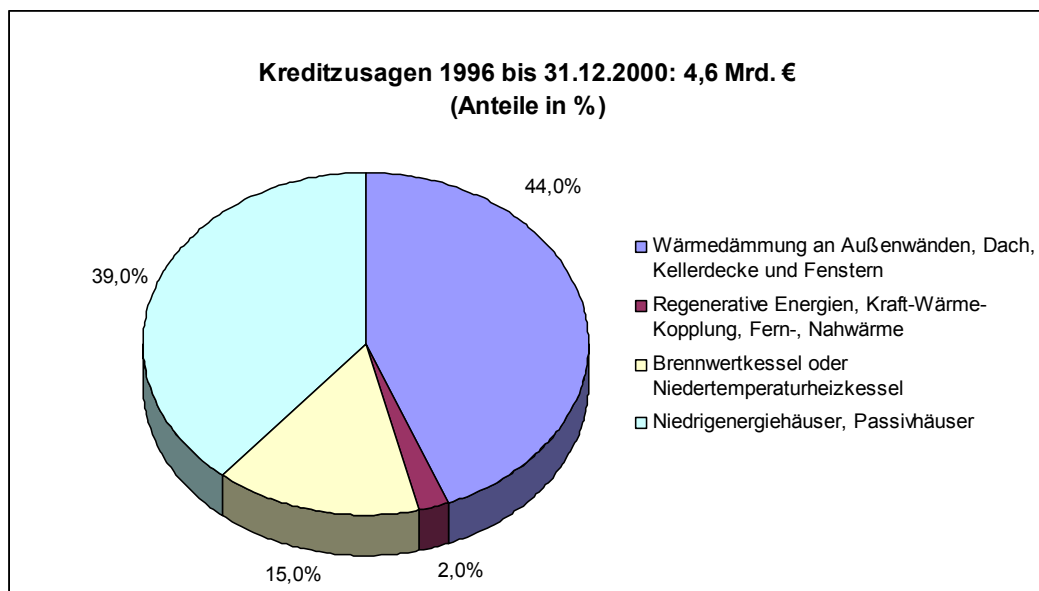
<sup>134</sup> Eine seit 1970 vom Bundeswirtschaftsministerium unterstützte Energiesparberatung durch die Verbraucherzentrale Bundesverband e.V. bzw. die Deutsche Energie Agentur (dena).

<sup>135</sup> Verordnung über die Kennzeichnung von Haushaltsgeräten mit Angaben über den Verbrauch an Energie und anderen wichtigen Ressourcen; BGBl I 1997, 2616.

### 6.2.1 Finanzielle Anreize

Während Vorschriften und Auflagen hauptsächlich bezwecken, den Energieverbrauch in Neubauten zu senken, zielen die finanziellen Anreize im wesentlichen auf eine Senkung des Energieverbrauchs im Bestand an Gebäuden ab. Seit 1996 bietet die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) zur Finanzierung entsprechender Maßnahmen das KfW-Programm zur CO<sub>2</sub>-Minderung an. Zu Beginn des Jahres 2001 hat die Bundesregierung gemeinsam mit der KfW im Rahmen des nationalen Klimaschutzprogramms zusätzlich das CO<sub>2</sub>-Gebäudesanierungsprogramm aufgelegt. Die Förderung erfolgt bei beiden Maßnahmen durch die Vergabe von zinsgünstigen Darlehen. Für Zinsverbilligung will der Bund in dem Zeitraum von 2001 bis 2005 pro Jahr ca. 205 Mill. Euro einsetzen. Das damit erzielbare Gesamtkreditvolumen beläuft sich auf ca. 5,1 Mrd. Euro.

**Abbildung II-9:** Verwendungszwecke im KfW-Programm zur CO<sub>2</sub>-Minderung



Quelle: Eigene Berechnungen aus /Kleemann et al. 2002/

Im Programm zur CO<sub>2</sub>-Minderung hat die KfW seit 1996 bis zum 31. Dezember 2000 Förderkredite in Höhe von über 4,6 Mrd. Euro gewährt. Der Bund hatte für die erste Milliarde DM der Förderkredite die Zinsverbilligung finanziert; seitdem trägt die KfW die Kosten für das Programm allein. Gefördert werden vor allem Maßnahmen, mit denen alte Gebäude auf den aktuellen Stand der Technik gebracht werden, z.B. Wärmedämmmaßnahmen, Isolierverglasung, Brennwertkessel oder Niedertemperaturkessel (vgl. Abbildung II-9). In diesen Bereichen lassen sich im Wohnungsbestand kurzfristig die größten Einsparungen im Energieverbrauch erzielen. Weiterhin werden aus diesem Programm zinsverbilligte Darlehen für die Nutzung regenerativer Energien, für Passivhäuser und Blockheizkraftwerke gewährt. Insgesamt wurden mit dem Programm nach Angaben der KfW Investitionen in 356.000 Wohnun-



gen gefördert. Insgesamt 85% des Kreditvolumens wurde auf kleinere Maßnahmen von Privathaushalten verwendet. Nach einer Studie des Forschungszentrums Jülich wurde der jährliche CO<sub>2</sub>-Ausstoß durch die bisher im KfW-Programm zur CO<sub>2</sub>-Minderung geförderten Maßnahmen um etwa 0,9 Mill. Tonnen verringert (vgl. /Kleemann et al. 2003/).

Die KfW hat seit 1990 mit dem KfW-Wohnraum-Modernisierungsprogramm in den neuen Bundesländern Modernisierungsinvestitionen im Wohnungsbestand gefördert. Etwa ein Viertel der Förderkredite aus diesem Programm entfiel auf Energiesparmaßnahmen. Der jährliche CO<sub>2</sub>-Ausstoß im Gebäudesektor wurde so nach Angaben der KfW um zusätzlich ca. 6 Mill. t reduziert.<sup>136</sup> Dies entspräche einer Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen des Haushaltsektors in Deutschland um ca. 5% im Vergleich zu dem Stand des Jahres 1990 (vgl. /Energiedaten 2003, 15/).

Neben den Förderprogrammen der Kreditanstalt für Wiederaufbau werden auch von fast allen Bundesländern – mit Ausnahme Hessens und Sachsens – im Rahmen von Förderprogrammen zinsverbilligte Kredite für Investitionen in die Verbesserung der Energieeffizienz im Wohnungsbestand angeboten. Allerdings erstrecken sich alle Förderprogramme auf Länderebene auch auf die Nutzung erneuerbarer Energien, die Erhöhung des Gebrauchswertes von Wohnraum und die Verbesserung der allgemeinen Wohnverhältnisse. Die Mehrzahl der Länderprogramme sehen eine zinsverbilligte Darlehensgewährung vor. Als eine Ausnahme ist Hamburg zu nennen, das Investitionen in Modernisierungsmaßnahmen durch die Zahlung eines Zuschusses fördert.

Auch von Kommunen und von Energieversorgungsunternehmen gibt es finanzielle Anreize zur Verringerung des Energiebedarfs von Wohngebäuden. Geförderte Maßnahmen sind z.B. die Umstellung der Heizanlage auf relativ emissionsarmes Erdgas, der Einsatz von Wärmepumpen, Solaranlagen zur Brauchwassererwärmung, Photovoltaikanlagen sowie Wohnungslüftungsanlagen. Die Förderung geschieht meist in Form von Investitionskostenzuschüssen für allgemeine Energieeffizienzverbesserung und teilweise auch in Form einmaliger Boni für die Umstellung des Heizungssystems. Auch die Übernahme von Kosten für eine Energiediagnose von Altbauten wird angeboten. Die finanziellen Anreize der Kommunen und Unternehmen für die verschiedenen Maßnahmen sind in der Regel geringer als die der KfW. Über die Gesamthöhe der gewährten Darlehen bzw. Zuschüsse auf kommunaler Ebene sind keine weiteren Informationen verfügbar.

---

<sup>136</sup> Vgl. <http://www.kfw.de/DE/Research/PDF/klimaschutzprogr.pdf>.

## 6.2.2 *Ordnungsrecht*

### 6.2.2.1 *Von der Wärmeschutzverordnung zur Energieeinsparverordnung*

Von den ordnungsrechtlichen Maßnahmen ist das Energieeinsparungsgesetz (EnEG) vom 22. Juli 1976, das am 20. Juli 1980 novelliert wurde, von herausragender Bedeutung. Das EnEG stellt Anforderungen an den Wärmeschutz, die heizungs- und raumluftechnischen Anlagen sowie an deren Betrieb; auch beinhaltet das Gesetz Sonderregelungen und Anforderungen an bestehende Gebäude. Die Bundesregierung wird durch das EnEG ermächtigt, Rechtsverordnungen zur Erreichung der gesetzlichen Vorgaben zu erlassen. Bedingung für Regelungen, die nach Maßgabe des EnEG erlassen werden, ist, daß sie „nach dem Stand der Technik erfüllbar und für Gebäude gleicher Art und Nutzung wirtschaftlich vertretbar sein“ müssen (§ 5 EnEG). Als wirtschaftlich vertretbar werden solche Maßnahmen angesehen, deren Aufwendungen innerhalb der üblichen Nutzungsdauer durch Einsparungen bei den Energieausgaben wieder hereingespielt werden können. Seit dem Inkrafttreten des Energieeinsparungsgesetzes 1976 sind in Abständen von jeweils mehreren Jahren Wärmeschutzverordnungen erschienen, die schrittweise die Anforderungen an den baulichen Wärmeschutz verschärften.

Ein wesentliches Element der neueren Energiespar- und der Klimaschutzpolitik der Bundesregierung ist die am 1. Februar 2002 in Kraft getretene Energieeinsparverordnung (EnEV). Die EnEV faßt die bisherigen Anforderungen der Wärmeschutz-Verordnung (WSVO) und der Heizungsanlagen-Verordnung (HeiAnIV) zusammen und setzt neue Standards für die Energieeinsparung bei Neubauten: Der zulässige Energiebedarf der Gebäude wird um rund 25 % gegenüber dem gegenwärtigen Anforderungsniveau gesenkt; damit ist künftig der so genannte Niedrigenergiehaus-Standard die Regel (vgl. EnEV, Begründung; I.1). Durch "Energiebedarfsausweise" wird der Energieverbrauch von Gebäuden für Bauherren, Haus- und Wohnungseigentümer sowie Mieter transparenter. Grundlage ist der gesamte Energiebedarf eines Neubaus für Heizung, Lüftung und Warmwasserbereitung. Von den Bauherren verlangt die Verordnung nur wirtschaftlich vertretbare Maßnahmen, die sich generell durch die eingesparten Energiekosten in zumutbaren Zeiträumen amortisieren und genügt somit formell § 5 des EnEG.

Die Energieeinspar-Verordnung ist in hohem Maße mit der Richtlinie der EU bezüglich des Energieverbrauchs im Gebäudesektor vom 16. Dezember 2002 kompatibel.<sup>137</sup> Den bisherigen deutschen Verordnungen (HeiAnIV, WSVO) wurde nachgesagt, daß sie den Nachteil hätten zu starr zu sein in Bezug auf technische Neuerungen in der Haustechnik oder der Wärme-

---

<sup>137</sup> Energy Performance of Buildings Directive – EPD – Directive 2002/91/EC; verabschiedet am 16.12.2002, veröffentlicht im European Journal, 4. Januar 2003. Die Richtlinie setzt eine Frist der Umsetzung der Richtlinie in Landesgesetz vor bis zum 4. Januar 2006; einzige Ausnahme stellen die Zertifizierung (Energiebedarfsausweis) sowie die Boiler- und Klimatechnikinspektionen bei fehlendem Fachpersonal dar. In diesem Fall verschiebt sich die Frist bis zum 4.01.2009.

dämmung. Neuerungen erforderten jeweils Neuregelungen der Gesetze bzw. Verordnungen. Durch die EnEV soll dieses Manko überwunden werden.

#### 6.2.2.2 Grenzwerte für den Energieverbrauch in Gebäuden

Die Energieeinsparverordnung (EnEV) ist zum 01.02.2002 in Kraft getreten. Die Verordnung hebt den Standard für den Energiebedarf gegenüber der Wärmeschutzverordnung (WSVO bzw. WSchV) an mit dem Zweck, den Energieverbrauch um 25% zu reduzieren.<sup>138</sup> Die Grenzwerte der Verordnung für den Energieverbrauch in Gebäuden (Standards) betreffen nicht nur neuerstellte bzw. zu erstellende Gebäude, sondern auch bestehende Gebäude. Bei einer jährlichen Neubaurate (Neubauten in Relation zum Gebäudebestand) von etwa einem Prozent könnte eine Verordnung, die lediglich Neubauten betrifft, nur auf sehr lange Frist einen signifikanten Effekt auf den Energieverbrauch und die Emissionen von Gebäuden haben.

Der Hauptunterschied der EnEV zu der aufgehobenen Wärmeschutzverordnung liegt darin, daß die Anlagentechnik mit in die Bewertung der Energieeffizienz eines Gebäudes einfließt und der Energieverbrauch des gesamten Gebäudes (und nicht nur von Teilen) bestimmten Effizienzkriterien genügen muß. Außerdem wird eine Primärenergiebilanz erstellt, die eine qualitative Unterscheidung der eingesetzten Energieträger ermöglicht.

Die Verordnung zur Förderung der Energieeffizienz (EnEV) definiert einen Grenzwert für den Primärenergieverbrauch (und damit implizit auch für die CO<sub>2</sub>-Emissionen) eines Gebäudes, welcher nicht überschritten werden darf. Die Energieeffizienz eines Gebäudes muß nach einer in der Vorschrift niedergelegten Methode berechnet werden, welche verschiedene Charakteristiken und technische Ausstattungen des Gebäudes zuläßt.<sup>139</sup> Die Verordnung gilt für alle Gebäude mit 30 m<sup>3</sup> oder mehr beheiztem Gebäudevolumen. Bis zu einem Volumen von 100 m<sup>3</sup> kann das Bauteilverfahren verwendet werden, d.h. es muß nur die Konformität der Wärmedurchgangskoeffizienten (U-Werte) der verwendeten Außenbauteile mit den im Anhang der Verordnung ausgewiesenen Werten nachgewiesen werden. Grundsätzlich muß bei jedem neu errichteten Gebäude eine Energiebilanzierung durchgeführt werden. Neubauten sind so auszuführen, daß der Jahresprimärenergiebedarf sowie der spezifische, auf die wärmeübertragende Umfassungsfläche bezogene Transmissionswärmeverlust die in der Verord-

---

<sup>138</sup> In der Begründung der EnEV heißt es: „Die jetzt vorgesehene Verschärfung der Anforderungen [an die Energieeffizienz von Gebäuden] ist deshalb auch Bestandteil der Initiative der Bundesregierung zur Senkung der CO<sub>2</sub>-Emissionen, durch die bis zum Jahre 2005 eine Verminderung der Emissionen gegenüber dem Stand von 1990 um 25% erreicht werden soll.“ (vgl. EnEV, Begründung, I.1)

<sup>139</sup> Dabei stützt sich die EnEV maßgeblich auf die DIN 4108-6 (Berechnung des Wärmebedarfs) und die DIN 4701-10 (Bestimmung der Anlagenkennwerte) als Hauptrechnungsgrundlage. Nicht einbezogen ist die Beleuchtung eines Wohngebäudes; hier gibt es noch Anpassungsbedarf, um der EU-Richtlinie im nationalen Gesetz Rechnung zu tragen.

nung definierten Höchstwerte (Anhang 1, Tabelle 1 EnEV) nicht überschreiten.<sup>140</sup> Für bestehende Gebäude finden nach § 8 EnEV die Regelungen für Neubauten dann Anwendung, wenn Renovierungs- oder Anbauarbeiten mindestens 20 Prozent der bestehenden Bauteilflächen betreffen.

Durch die festgelegten Energieverbrauchshöchstwerte für das gesamte Gebäude unter Einbeziehen der installierten Gebäudetechnik, ohne direkte Vorgabe von Mindeststandards für einzelne Bauteile, ermöglicht die neue Verordnung im Vergleich zu der alten WsVO eine hohe Flexibilität für Architekten und Hauseigentümer bei der Wahl einer kosteneffizienten Wärmedämmung und Haustechnik nach Maßgabe der im Gesetz vorgegebenen Grenzwerte. Die EnEV wird im folgenden auf ihre Kostenwirkung in Hinblick auf die angestrebte (wenn auch implizite) Emissionsvermeidung im Gebäudesektor geprüft (vgl. Kapitel 6.4).

## 6.3 Methodisches Konzept für die Messung der Effekte der EnEV

### 6.3.1 Gebäudeeigenschaften und Energieeffizienz

Zur Untersuchung der Auswirkungen eines Standards auf den Energieverbrauch im Gebäudesektor wird zunächst ein technisches Gebäudemodell inklusive der verwendeten Datengrundlage vorgestellt (Kapitel 6.3.2 und 6.3.3). Das vorgestellte Gebäudemodell wird dann um einen mikroökonomischen Ansatz (der individuellen Kostenminimierung) erweitert und anschließend in einen gesamtwirtschaftlichen Kontext eingegliedert (Kapitel 6.3.4 und 6.3.5).

### 6.3.2 Technisches Gebäudemodell

Um die technische Energieeffizienz eines Gebäudes zu berechnen, wird die Europäische Norm EN 832 /DIN 1992/ benutzt, und als Grundlage für die Spezifizierung des verwendeten Gebäudemodells verwendet.<sup>141</sup> Um die folgende Optimierungsrechnungen überschaubar zu halten, wird eine vereinfachte, jährliche Berechnungsmethode verwendet, wobei ausschließlich der Heizenergieverbrauch betrachtet wird.

Der jährliche Wärmebedarf eines Haushaltes bestimmt zusammen mit der Effizienz des eingesetzten Heizungssystems den Energieverbrauch über folgende Beziehung:

$$(6-1) \quad Q_{\text{Ha}} = E_{\text{Ha}} \cdot \eta_{\text{ges}}$$

- $Q_{\text{Ha}}$  - jährlicher Heizwärmebedarf
- $E_{\text{Ha}}$  - jährlicher Energieverbrauch verbunden mit Raumwärme
- $\eta_{\text{ges}}$  - Effizienz des Heizsystems

<sup>140</sup> Dies ist bei Wohngebäuden der auf die Gebäudenutzfläche bezogene jährliche Primärenergiebedarf. Bei anderen Gebäuden (Bürogebäude u.ä.) wird der auf das beheizte Gebäudevolumen bezogene jährliche Primärenergiebedarf in Ansatz gebracht.

<sup>141</sup> Die angeführte Norm wird im weiteren um einen mikroökonomischen Ansatz erweitert.

Der Energieverbrauch  $E_{\text{Ha}}$  ist die entscheidende Variable für die weitere Untersuchung.

Die Effizienz des Heizungssystems ergibt sich aus dem Produkt des Jahresnutzungsgrads des Heizkessels und der Effizienz des Wärmeverteilungssystems:

$$(6-2) \quad \eta_{\text{ges}} = \eta_a \cdot \eta_V$$

- $\eta_a$  - Jahresnutzungsgrad des Heizkessels
- $\eta_V$  - Effizienz des Wärmeverteilungssystems

Der Heizwärmebedarfs kann (vereinfacht) aus der folgenden Gleichung ermittelt werden:

$$(6-3) \quad Q_{\text{Ha}} = 24 \cdot z \cdot \dot{Q}_{\text{Geb}} - f_r (Q_{\text{Sa}} + Q_{\text{Ia}})$$

- $z$  - Anzahl der Heiztage
- $\dot{Q}_{\text{Geb}}$  - Wärmebedarf eines Gebäudes in W laut DIN 4701-2 (1983)
- $f_r$  - Korrekturterm zur Berücksichtigung der Nutzung von internen Wärmequellen und solaren Wärmegevinen
- $Q_{\text{Sa}}$  - Solare Wärmegevinen
- $Q_{\text{Ia}}$  - Gewinne von internen Wärmequellen

Der Wärmebedarf eines Gebäudes ergibt sich aus der Anzahl an Heiztagen  $z$  und dem Wärmebedarf  $\dot{Q}_{\text{Geb}}$  des Gebäudes abzüglich nutzbarer interner und solarer Wärmegevinen. Der Korrekturterm  $f_r$  faßt verschiedene, teils komplexe Aspekte der technischen Anlagen und des Benutzerverhaltens zusammen.<sup>142</sup>

Der Wärmebedarf eines Gebäudes (auch definiert als Energiefluß) wird entsprechend DIN 4701-2 (1983) ermittelt:

$$(6-4) \quad \dot{Q}_{\text{Geb}} = \dot{Q}_T + \dot{Q}_L$$

- $\dot{Q}_T$  - Transmissionsverluste der Gebäudehülle
- $\dot{Q}_L$  - Verluste durch Lüftung und Ventilation

Die Transmissionsverluste können wie folgt berechnet werden (wobei aus Vereinfachungsgründen von einer homogenen Innentemperatur ausgegangen wird):

$$(6-5) \quad \dot{Q}_T = \left( \sum_j F_j \cdot u_{N,j} \right) (\vartheta_i - \vartheta_a)$$

- $j$  - Index für die Gebäudekomponenten der Außenhülle
- $F$  - Oberfläche der Gebäudekomponente
- $u_N$  - U-Wert des Gebäudebauteils
- $\vartheta_i$  - Innentemperatur
- $\vartheta_a$  - Außentemperatur

---

<sup>142</sup> Berücksichtigt wird dieser Term in der Vorgabe der Nutzungsdaten (Tabelle II-15, S. 120).

Der U-Wert eines Gebäudeteils gibt an, in welchem Maße das Teil Wärme vom Gebäudeinneren nach außen entläßt. Je geringer der U-Wert eines Bauteils, desto höher ist seine Wärmedämmwirkung bzw. desto geringer ist der Wärmeverlust nach außen.

Die Wärmeverluste durch Be- und Entlüftung bestimmen sich im wesentlichen durch drei Faktoren. In alten Gebäuden sind es vor allem Undichtigkeiten, die die Verluste hervorrufen, während bei neueren Gebäuden ohne Klimatisierung bzw. mechanische Lüftungsanlage das Benutzerverhalten einen maßgeblichen Einfluß auf diese Größe hat. In neuen Gebäuden mit Klimaanlage oder mechanischer Lüftung werden die Verluste durch die technischen Gegebenheiten der Belüftungsanlagen bestimmt. Im allgemeinen werden die minimalen Be- und Entlüftungsverluste als eine Funktion des transportierten Luftvolumens und des Temperaturgefälles zwischen Innen- und Außenluft ausgedrückt:

$$(6-6) \quad \dot{Q}_{L\min} = \beta_{\min} \cdot V_R \cdot c \cdot \rho \cdot (\vartheta_{Li} - \vartheta_a)$$

- $\dot{Q}_{L\min}$  - Minimaler jährlicher Wärmebedarf durch Be- und Entlüftung
- $\beta_{\min}$  - Minimale Austauschrate
- $V_R$  - Raumvolumen
- $c$  - Wärmeaufnahme der Luft
- $\rho$  - Dichte der Luft mit der Temperatur der ausgeströmten Luft
- $\vartheta_{Li}$  - Temperatur der ausströmenden Luft
- $\vartheta_a$  - Außentemperatur

Bei Definition einer durchschnittlichen Wärmerückgewinnungsrate  $R$  kann die obige Gleichung auch als Funktion der Innentemperatur formuliert werden:

$$(6-7) \quad \dot{Q}_{L\min} = \beta_{\min} \cdot V_R \cdot c \cdot \rho \cdot (1 - R) \cdot (\vartheta_i - \vartheta_a)$$

Für den Fall, daß keine mechanische Lüftung vorhanden ist oder die mechanische Lüftung ohne Wärmerückgewinnung arbeitet, sinkt die Rate  $R$  auf Null. Anderenfalls kann die Wärmerückgewinnungsrate bis zu 80 Prozent erreichen.

Durch Verbinden der Gleichungen ( 6-1 ) bis ( 6-7 ) ergibt sich der jährliche Heizenergieverbrauch als:

$$(6-8) \quad \begin{aligned} E_{Ha} &= \eta_{ges}^{-1} \cdot (24 \cdot z \cdot \dot{Q}_{Geb} - f_7 (Q_{Sa} + Q_{La})) \\ &= \eta_a^{-1} \cdot \eta_V^{-1} \cdot (24 \cdot z \cdot (\dot{Q}_T + \dot{Q}_L) - f_7 (Q_{Sa} + Q_{La})) \\ &= \eta_a^{-1} \cdot \eta_V^{-1} \cdot \left( 24 \cdot z \cdot \left( \sum_j F_j \cdot u_{N,j} \right) + \beta_{\min} \cdot V_R \cdot \rho \cdot c \cdot (1 - R) \right) \cdot (\vartheta_i - \vartheta_a) - f_7 (Q_{Sa} + Q_{La}) \end{aligned}$$

Der Energiebedarf bestimmt auch die Emissionen von CO<sub>2</sub> und anderen Luftschadstoffen. Die Emissionen können aus dem Heizenergieverbrauch mit Hilfe von Emissionskoeffizienten abgeleitet werden:

$$(6-9) \quad M_{E_{Ha}} = \varepsilon_i \cdot E_{Ha}$$

$\varepsilon_i$  - Emissionsfaktor für den Energieträger i  
 $M_{E_{Ha}}$  - Emissionen verbunden mit dem Energieverbrauch  $E_{Ha}$

Grundsätzlich kann die obige Gleichung ( 6-8 ) nun für drei verschiedene Vorgehensweisen genutzt werden:

- als eine technische Gleichung (ingenieurwissenschaftlichen Ansatz)
- als Grundlage für ein Regressionsmodell (statistischer oder ökonometrischer Ansatz)
- zur Beschreibung einer Produktionsfunktion für die Innentemperatur in Abhängigkeit des Energieeinsatzes.

In früheren Forschungsarbeiten wurden die ersten beiden Ansätze bereits verfolgt (s. /Schaefer et al. 2000/). Hier wird die dritte Vorgehensweise gewählt. Dafür wird die Gleichung ( 6-8 ) umgeformt, so daß die Innentemperatur eine Funktion des Energieeinsatzes und der Gebäudecharakteristika ist:

$$(6-10) \quad \vartheta_i = \vartheta_a + \frac{\eta_a \cdot \eta_v \cdot E_{Ha} + f_7(Q_{Sa} + Q_{ta})}{24 \cdot z \cdot \left( \sum_j F_j \cdot u_{N,j} + \beta_{min} \cdot V_R \cdot \rho \cdot c \cdot (1 - R) \right)}$$

Diese Gleichung beschreibt die Produktion einer durchschnittlichen Innentemperatur während der Heizsaison als eine Funktion der Außentemperatur (durchschnittliche Außentemperatur während der Heizsaison) und der Gebäudecharakteristiken wie Anlageneffizienz und U-Werte (Wärmedurchgangskoeffizienten der Bauteile). Das Gebäudemodell wird in den folgenden Kapiteln zur Ermittlung der Auswirkungen von Standardsetzungen auf die Emissionen, die Energieverbrauchswerte sowie die Kosten der Effizienzverbesserungen eines Gebäudes verwendet. Die Berechnung der Wirkungen wird hier für Wohngebäude vorgenommen.

### 6.3.3 *Verwendete Datengrundlage*

Die im vorangegangenen Kapitel präsentierten Gleichungssysteme können in ein Computermodell integriert werden (Excel-Spreadsheet vergleichbar mit /Blesl 2000/) und mit entsprechenden Eingangsdaten verwendet werden, um den Energieverbrauch eines Gebäudes unter Berücksichtigung der Gebäudecharakteristika zu berechnen. Diese Berechnung kann prinzipiell für alle Gebäudetypen vorgenommen werden, im weiteren konzentriert sich die Analyse jedoch auf Wohngebäude, da diese für einen großen Anteil des Energieverbrauchs verantwortlich zeichnen.

Für die Berechnungen wurde ein Referenzgebäude gewählt.<sup>143</sup> Es handelt sich dabei um ein frei stehendes Einfamilienhaus mit einer Wohnfläche von 160 m<sup>2</sup>, dessen geometrische Daten sich aus der Tabelle II-14 ergeben.

**Tabelle II-14:** Geometrische Gebäudedaten

Gebäudekomponente	Fläche in m <sup>2</sup>
Außendach	101
Außenwände	155
Kellerdecke	83,4
Süd-Fensterfläche	6,02
Ost-Fensterfläche	17,4
West-Fensterfläche	-
Nord-Fensterfläche	3,6
Beheizte Grundfläche	161
Beheiztes Gebäudevolumen [m <sup>3</sup> ]	403

Quelle: /Ebel et al. 1992/

Neben den geometrischen Gebäudedaten sind weiterhin Daten zur Beschreibung der Bewohner und deren Verhalten notwendig. Für die entsprechenden internen Wärmegewinne und Lüftungsverluste werden in dem Modell entsprechend der Daten aus der Tabelle II-15 zugrundegelegt.

**Tabelle II-15:** Nutzungsdaten

Personenanzahl	P	4
Tägliche Nutzungsdauer	h/Tag	12
Durchschnittlicher Wärmebeitrag pro Person	W/P	80
Lüftungsverluste	l/h	0,8 ohne Dichtigkeitstest 0,6 mit Dichtigkeitstest
Spezifische Wärmekapazität Luft	Wh/(m <sup>3</sup> K)	0,33
Spezifische Wärmekapazität Wasser	Wh/(l K)	1,16

Weiterhin sind selbstverständlich klimatische Daten notwendig, um den Heizenergieverbrauch eines Gebäudes berechnen zu können. Die Tabelle II-16 zeigt die verwendeten Größen, wie sie auch bereits in Schaefer et al. (2000) Verwendung fanden. Es ist zu erwähnen, daß die Werte für solare Wärmegewinne nur aus den Wärmeeinstrahlungen während der Heizperiode resultieren.

<sup>143</sup> Basierend auf Daten von /Ebel et al. 1992/



**Tabelle II-16:** Klimatische Eingangsdaten

Klimavariablen	Einheit	Wert
Länge der Heizperiode	Tage/Jahr	227
Heizgradtage <sup>a</sup>	K*Tage/Jahr	3845
Horizontale solare Gewinne <sup>b</sup>	KWh/(m <sup>2</sup> a)	360
Solare Gewinne Süd <sup>b</sup>	KWh/(m <sup>2</sup> a)	370
Solare Gewinne Ost <sup>b</sup>	KWh/(m <sup>2</sup> a)	220
Solare Gewinne West <sup>b</sup>	KWh/(m <sup>2</sup> a)	230
Solare Gewinne Nord <sup>b</sup>	KWh/(m <sup>2</sup> a)	140

<sup>a</sup> /Eichhammer, Schломann 1997/; <sup>b</sup> während der Heizperiode

Verbunden mit den geometrischen, klimatischen und nutzungsbedingten Gebäudedaten sind weiterhin Kostendaten der verschiedenen Gebäudekomponenten für eine Berechnung der resultierenden Investitionskosten und später für die Berechnung der mit einer Verordnung verbundenen Energieeinsparungskosten notwendig. Die Tabelle II-17 zeigt die im berechenbaren Gebäudemodell verwendeten Kostendaten, entnommen aus Hauser (2000).

**Tabelle II-17:** Komponentenkosten

Komponente										
Außenwände	U-Wert	[W/m <sup>2</sup> K]	0,53	0,42	0,35	0,3	0,26	0,23	0,21	0,19
	Kosten	[€/m <sup>2</sup> ]	140,10	143,16	145,72	148,28	150,83	153,39	158,50	163,62
Schrägdach	U-Wert	[W/m <sup>2</sup> K]	0,27	0,24	0,21	0,2	0,19	0,18	0,17	
	Kosten	[€/m <sup>2</sup> ]	114,53	118,62	122,71	126,80	130,89	134,98	139,07	
Flachdach	U-Wert	[W/m <sup>2</sup> K]	0,57	0,44	0,36	0,31	0,27	0,23	0,21	0,19
	Kosten	[€/m <sup>2</sup> ]	127,82	129,87	131,92	134,98	139,07	143,16	148,28	153,39
Oberste Geschoßdecke	U-Wert	[W/m <sup>2</sup> K]	0,68	0,51	0,41	0,34	0,29	0,25	0,22	0,2
	Kosten	[€/m <sup>2</sup> ]	127,82	129,87	131,92	134,98	139,07	143,16	148,28	153,39
Kellerdecke	U-Wert	[W/m <sup>2</sup> K]	0,55	0,49	0,43	0,39	0,36	0,33	0,3	0,28
	Kosten	[€/m <sup>2</sup> ]	104,31	106,35	108,40	110,44	112,49	114,53	116,58	118,62
Fenster	U-Wert	[W/m <sup>2</sup> K]	1,7	1,4						
	g-Wert	[-]	0,72	0,58						
	Kosten	[€/m <sup>2</sup> ]	281,21	281,21						
Kellerinnenwände	U-Wert	[W/m <sup>2</sup> K]	0,92	0,63						
	Dämmstärke	cm	2	4						
	Zus. Kosten	[€/m <sup>2</sup> ]	0,00	2,05						
Dichtigkeitsprüfung	Einfamilienhaus	[€]	409,04							
Zusätzliche Kosten des Heizungssystems (vgl. zum NT-Kessel)	Brennwertkessel	[€]	1022,60							
Kosten des Lüftungssystems (abh. von Nutzfläche)	Abluftanlage	[€/m <sup>2</sup> ]	14,32							
	Zu/Abluftanlage	[€/m <sup>2</sup> ]	35,79							

Quelle: /Hauser 2000/

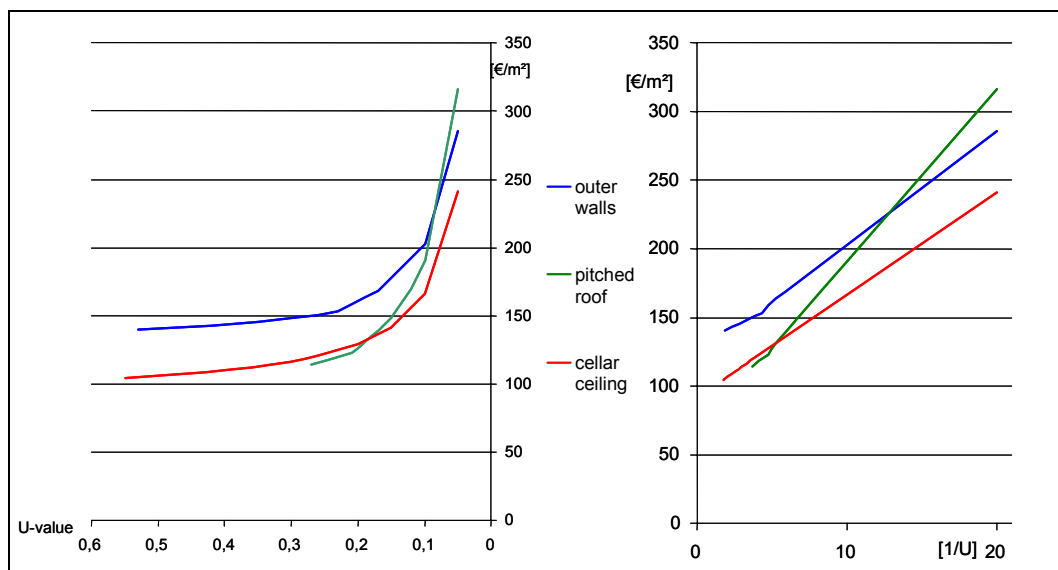
Die Gesamtkosten des Gebäudes werden aus diesen Kostendaten und der modellendogenen individuellen Wahl der Komponenten und den entsprechenden technischen Parametern (Wärmedurchgangskoeffizienten, Boilertyp etc.) berechnet. Die resultierenden Investitionskosten werden mit einem gegebenen Zinssatz (5% real) annualisiert und eine Komponentenlebenszeit von 40 (Wärmedämmung) bzw. 20 Jahren (Heizkessel) angenommen.

Die Kosten für Wärmedämmmaßnahmen in Tabelle II-17 zeigen einen deutlichen Anstieg mit abnehmendem Wärmedurchgangskoeffizienten (U-Wert) der jeweiligen Komponenten. Basierend auf den verwendeten Kostendaten ergibt sich eine im Kehrwert des U-Wertes lineare Kostenfunktion für die Wärmedämmung von folgender Form:

$$(6-11) \quad c = \kappa_I \cdot \lambda_I \cdot \left( \frac{1}{U} - \frac{1}{U_0} \right) + c_{I_0}$$

Diese Gleichung wird verwendet, um die Kosten für Wärmedurchgangskoeffizienten der Komponenten zu extrapolieren, sofern U-Werte betrachtet werden sollen, die noch unter den in Tabelle II-17 angegebenen Werten liegen (s.a. Abbildung II-10).

**Abbildung II-10:** Kostenabhängigkeit der Wärmedämmung



Quelle: Eigene Berechnungen; basierend auf /Hauser 2000/

#### 6.3.4 Individuelles Optimierungskalkül in Abwesenheit staatlicher Eingriffe

Um die Wirkung von Wärmeschutzvorschriften in Gebäuden quantitativ in Form von Emissionsvermeidung und Kostenverursachung zu ermitteln, ist das technische Gebäudemodell noch um eine ökonomische Dimension zu erweitern. Zu integrieren ist das nutzenmaximierende Verhalten der Gebäudeeigentümer, von denen angenommen wird, daß sie gleichzeitig auch das Gebäude als Bewohner nutzen.<sup>144</sup> Da sich die Analyse auf Wohngebäude konzentriert, wird im folgenden für den Eigentümer und Nutzer der Begriff Haushalt verwendet.

Individuelle Nutzenmaximierung und Kostenminimierung zur Erreichung eines vorgegebenen Nutzenniveaus<sup>145</sup> werden als äquivalent angesehen. Das Budget des Haushalts wird mit dem Ziel der Nutzenmaximierung auf verschiedene Güter aufgeteilt. Für die Modellrechnung reicht es aus, von einem Zweigüterfall auszugehen. Das eine Gut  $x$  wird als zusammengesetztes Konsumgut definiert und das zweite Gut  $\mathcal{G}_i$  als Innentemperatur des bewohnten Gebäudes. Für den Fall einer additiv separablen Nutzenfunktion läßt sich folgende Gleichung aufstellen:

$$(6-12) \quad U_t = V(\mathcal{G}_i) + W(x)$$

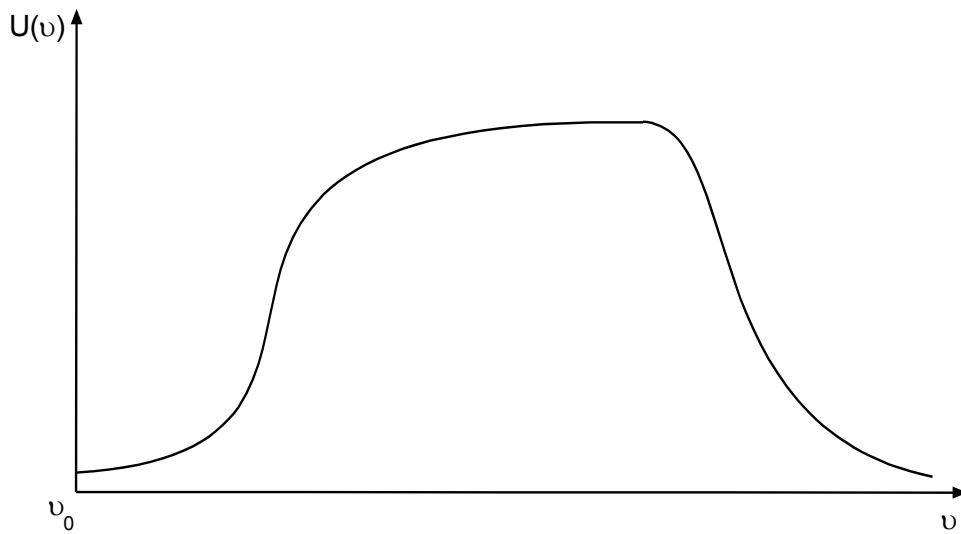
wobei  $\mathcal{G}_i$  eine Gebäudedienstleistung beschreibt, in diesem Fall die Innentemperatur, welche eine Funktion des jährlichen Energieverbrauchs  $E_{Ha}$  ist (vgl. Gleichung (6-8)).  $V(\mathcal{G}_i)$  bezeichnet entsprechend den Nutzen aus dieser Dienstleistung, während  $W(x)$  den Nutzen aus dem Konsum des aggregierten Konsumgutes angibt.

Die nähere Betrachtung der sich aus der Innentemperatur ergebenden Nutzenfunktion (Abbildung II-11) legt nahe, daß der Nutzen bei relativ geringen Temperaturen mit zunehmender Temperatur stark steigt. Der positive Nutzen steigt bis zu einem Sättigungsniveau an, daß sich bei einer bestimmten Raumtemperatur einstellt. Nach diesem Sättigungspunkt sinkt der Nutzen bei weiter steigenden Innentemperaturen.

---

<sup>144</sup> Durch die Annahme eines vollkommenen Marktes können die getrennten Optimierungsprobleme von Eigentümer und Nutzer in einem Optimierungsansatz zusammengefaßt werden. Die Annahme vollkommener Märkte ist sicher eine Vereinfachung, aber durch sie ist es relativ problemlos möglich, normative Werturteile abzuleiten. Um das wirkliche Verhalten zu beschreiben muß diese Annahme selbstverständlich überdacht werden.

<sup>145</sup> Vgl. z.B. /Varian 1994/ zur Dualität von Nutzenmaximierung und Kostenminimierung.

**Abbildung II-11:** Nutzenfunktion der Raumtemperatur

Quelle: Eigene Darstellung

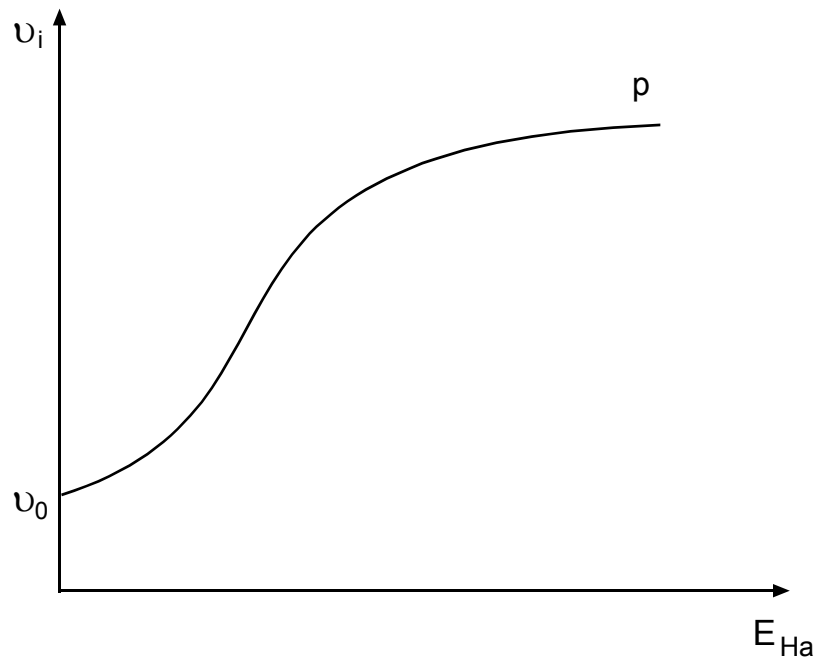
Die Nutzenfunktion  $W(x)$  ist monoton steigend und konkav und erfüllt damit die allgemeinen Standardannahmen.

Die Raumtemperatur eines Gebäudes oder einer Wohnung wird durch den Inputfaktor Energie in Abhängigkeit von den Gebäudecharakteristiken produziert. Abhängig von der Größe, Form und Oberfläche des Gebäudes, der Güte der Wärmedämmung, dem eingesetzten Heizungssystem und weiteren technischen Eigenschaften sind unterschiedliche Mengen an Heizenergie notwendig, um eine bestimmte Innentemperatur zu erzeugen. Diese Beziehung zwischen Raumtemperatur und ihren Bestimmungsfaktoren kann allgemein als Produktionsfunktion ausgedrückt werden, in welcher diese Abhängigkeit der Innentemperatur von dem Energieeinsatz und den Gebäudeeigenschaften beschrieben wird:

$$(6-13) \quad \mathcal{G}_i = f(E_{Ha}, X_1, \dots, X_k)$$

wobei  $X_1$  bis  $X_k$  die Gebäudecharakteristika beschreibt (u.a. Effizienz des Heizkessels, U-Werte der verschiedenen Bauteile etc.). Diese Gleichung beschreibt die Produktionsmöglichkeitskurve, also den maximalen Output für die Innentemperatur  $\mathcal{G}_i$  bei gegebenen Inputs der Heizenergie und der Gebäudecharakteristika  $X_1$  bis  $X_k$ .

In diesem Modell wird ein Gebäude behandelt wie ein Unternehmen, das durch die Variation von Produktionsfaktoren verschiedene Produktionsmengen, hier Raumtemperaturen, erzeugt. Die Eigenschaften der Gebäudehülle sowie des eingesetzten Heizungssystems stellen dabei kurzfristig feste Produktionsfaktoren dar, während die Menge an eingesetzter Heizenergie auch kurzfristig als Produktionsfaktor variabel ist. In der kurzen Frist wird die Innentemperatur daher lediglich durch Variationen der eingesetzten Heizenergie  $E_{Ha}$  bestimmt.

**Abbildung II-12:** Produktionsfunktion der Innentemperatur

Quelle: Eigene Grafik; vgl. auch /Scott 1980/

Die Abbildung II-12 zeigt, daß die Kurve  $p$  der Produktions- bzw. Innentemperaturfunktion von einer Temperatur  $\vartheta_0 (> 0)$  ausgeht. Die Funktion beschreibt die erzielte Innentemperatur bei variierendem Energieeinsatz unter der Annahme einer konstanten Wärmedämmung. Je schlechter Gebäude isoliert sind, um so flacher verläuft die Kurve  $p$ , da relativ hohe Energiemengen notwendig sind, um die Innentemperatur zu erhöhen. Die Steigung der Produktionsfunktion hängt im wesentlichen ab von der Wärmedämmung des Gebäudes, bzw. den Gebäudecharakteristika im allgemeinen. Eine Verbesserung der Wärmedämmung des Gebäudes beispielsweise resultiert in einer größeren Steigung der Kurve  $p$ , d.h. für einen gegebenen Energieeinsatz wird dadurch c.p. eine höhere Innentemperatur erreicht. Andere Einflußfaktoren für die Produktionsfunktion sind die Außentemperatur sowie interne und solare Wärmegewinne.

Bei der Haushaltsentscheidung über die Verwendung des verfügbaren Einkommens auf das aggregierte Konsumgut und Heizenergie bzw. Innentemperatur ist zudem die Budgetrestriktion:

$$(6-14) \quad p_i \cdot E_{Ha} + p \cdot x \leq y$$

zu berücksichtigen. In dieser Gleichung bezeichnet  $p_i$  den Preis für den Heizenergieträger  $i$  und  $p$  den Preis für das aggregierte Konsumgut  $x$ . Die Budgetrestriktion ist dabei als ein Jahresbudget zu verstehen, da die Heizenergie auf einer jährlichen Basis berechnet wird. Es handelt sich um eine kurzfristige Budgetfunktion, da sie keine Investitionskosten beinhaltet.

Das vollständige Optimierungsproblem für den Haushalt ergibt sich aus der Maximierung der Nutzenfunktion  $U_t$  (Gleichung ( 6-12 )) unter Beachtung der Nebenbedingung des Budgets sowie der Produktionsfunktion der Innentemperatur:

$$( 6-15 ) \quad \max_{\mathcal{G}, x, E_{Ha}} V(\mathcal{G}) + W(x)$$

so daß:

$$\mathcal{G}_i = f(E_{Ha}, X_1, \dots, X_K)$$

$$p_i \cdot E_{Ha} + p \cdot x \leq y$$

mit:

$$x \geq 0, \mathcal{G} \geq 0, E_{Ha} \geq 0$$

Wie aus der Gleichung ( 6-13 ) bzw. ( 6-10 ) zu ersehen ist, ist die Innentemperatur außer vom Energieeinsatz, von der Effizienz des eingesetzten Heizkessels, des Verteilungssystems, der Güte der Wärmedämmung und entsprechenden Transmissionsverlusten, den Lüftungsverlusten und der entsprechenden Wärmerückgewinnung, den internen und solaren Wärmege winnen sowie der Außentemperatur ausgedrückt durch die Heizgradtage abhängig.

In der langen Frist können diese Gebäudecharakteristika durch Investitionsentscheidungen des Haushaltes verändert werden. Das längerfristige Optimierungskalkül des Haushaltes stellt sich infolgedessen wie folgt dar:

$$( 6-16 ) \quad \max_{\mathcal{G}, x, E_{Ha}, X_1, \dots, X_K} V(\mathcal{G}) + W(x)$$

so daß:

$$\mathcal{G}_i = f(E_{Ha}, X_1, \dots, X_K)$$

$$p_i \cdot E_{Ha} + A_I(X_1, \dots, X_K) + p \cdot x \leq y$$

mit:

$$x \geq 0, \mathcal{G} \geq 0, E_{Ha} \geq 0$$

Die Budgetrestriktion im Optimierungskalkül ( 6-16 ) enthält nun mit  $A_I$  eine Annuität, welche längerfristige Gebäudeinvestitionen in das jährliche Budget einfügt. Die Höhe der Annuität ist abhängig von den gewählten technischen Parametern zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung und demnach eine Funktion der Gebäudecharakteristika  $X_I$  bis  $X_K$ .

Zur Vereinfachung der theoretischen Analyse wird zunächst davon ausgegangen, daß die Investition in die Dicke der Wärmedämmung  $s_I$  die einzige Gebäudecharakteristik ist, welche durch eine Investition des Haushaltes verändert werden kann. Weiter wird angenommen, daß die für die Wärmedämmung relevante Gebäudeoberfläche homogen ist. Demnach wird also nicht unterschieden zwischen Wänden, Fenstern, Dach etc. und die Produktionsfunktion für die Innentemperatur kann wie folgt geschrieben werden:

$$(6-17) \quad \mathcal{G}_i = f(E_{Ha}, s_I)$$

Der U-Wert der Außenhülle des Gebäudes und damit auch die Transmissionsverluste sind umgekehrt proportional zur Dicke der Wärmedämmung  $s_I$  zuzüglich zweier Konstanten, für den Wärmeübergang an der Innen- und der Außenseite der Wand:

$$(6-18) \quad \dot{Q}_T = u_N \cdot F \cdot (\mathcal{G}_i - \mathcal{G}_a) \text{ mit } u_N = \frac{1}{\frac{s_I}{\lambda_I} + \alpha_i + \alpha_a} \Rightarrow \dot{Q}_T = \frac{1}{\frac{s_I}{\lambda_I} + \alpha_i + \alpha_a} \cdot F \cdot (\mathcal{G}_i - \mathcal{G}_a)$$

$$\Rightarrow \dot{Q}_T = \frac{1}{b \cdot s_I + k_0}$$

wobei:

$\dot{Q}_T$ : Transmissionsverluste

$u_N$ : U-Wert des Gebäudeteils (Außenwand)

$F$ : Oberfläche des Gebäudeteils mit Kontakt zur Außenluft

$\mathcal{G}_i$ : Innentemperatur

$\mathcal{G}_a$ : Außentemperatur

$\lambda_I$ : Wärmeleitfähigkeit

$\alpha_i$ : Wärmeübergangskoeffizient an der Innenwand

$\alpha_a$ : Wärmeübergangskoeffizient an der Außenwand

$b; k_0$ : Konstante

Gemäß Gleichung (6-8) gilt für den jährlichen Heizenergiebedarf:

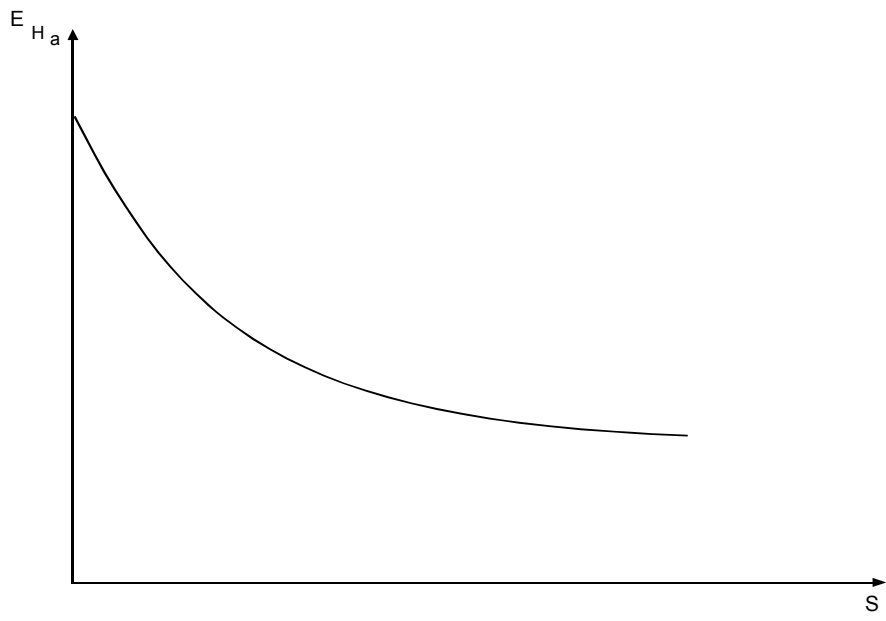
$$(6-8) \quad E_{Ha} = \eta_a^{-1} \cdot \eta_v^{-1} \cdot (24 \cdot z \cdot (\dot{Q}_T + \dot{Q}_L) - f_7 (Q_{Sa} + Q_{Ia}))$$

unter Berücksichtigung von (6-18) wird diese Gleichung zu:

$$(6-19) \quad E_{Ha} = \eta_a^{-1} \cdot \eta_v^{-1} \cdot (24 \cdot z \cdot (\frac{1}{b \cdot s_I + k_0} + \dot{Q}_L) \cdot (\frac{\mathcal{G}_i - \mathcal{G}_a}{\mathcal{G}_{i0} - \mathcal{G}_a}) - f_7 (Q_{Sa} + Q_{Ia}))$$

$\mathcal{G}_{i0}$ : Referenzwert für die Innentemperatur

Für gegebene Werte bezüglich der Effizienz des Heizkessels und Verteilungssystems, der Heizgradtage, der Be- und Entlüftung sowie der solaren und internen Wärmegewinne ergibt sich aus obiger Gleichung (6-19) ein Einfluß der Wärmedämmung auf den Energieverbrauch wie in Abbildung II-13 dargestellt.

**Abbildung II-13:** Einfluß der Wärmedämmung auf den jährlichen Heizenergieverbrauch

Der Verlauf der Kurve stimmt mit der intuitiven Überlegung überein, daß eine Verbesserung der Wärmedämmung c.p. einen Rückgang des Energieverbrauches zur Folge hat. Bei einer relativ geringen Wärmedämmung bewirkt bereits eine leichte Verbesserung der Isolierung eine relativ hohe Energieeinsparung, während sich dieser Einfluß mit zunehmender Dicke der Wärmedämmung verringert.<sup>146</sup> Formal bedeutet dies, daß der marginale Energieverbrauch in Bezug auf Investitionen in Wärmedämmung sich aus dem partiellen Differential der Gleichung ( 6-19 ) ergibt:<sup>147</sup>

$$( 6-20 ) \quad \frac{\partial E_{Ha}}{\partial s_I} = -\eta_a^{-1} \cdot \eta_v^{-1} \cdot 24 \cdot z \cdot \frac{c}{[b \cdot s_I + k_0]^2} \cdot \frac{\vartheta_i - \vartheta_a}{\vartheta_{i0} - \vartheta_a}$$

Aus dieser Gleichung ist erkennbar, daß die marginale Verringerung des Heizenergieverbrauchs proportional zum inversen Quadrat der Güte der Wärmedämmung ist. Je höher die Investitionen in Wärmedämmung, desto geringer der Heizenergieverbrauch. Die Effizienzgewinne durch die Wärmedämmung sind jedoch abnehmend mit zunehmender Dicke der Isolierung. Entsprechend steigen die zusätzlichen Ausgaben für eine Erhöhung der Energieeffizienz des Gebäudes.

<sup>146</sup> So ist es bei Altbauten üblich, zunächst eine zusätzliche Isolierung vor der Außenmauer anzubringen. Die Dicke dieser zusätzlichen Isolierung erreicht bei einem bestimmten Maß die optimale Stärke. Zusätzliche Lagen Isolierstoffe erzielen wohl noch Energieeinsparungen, jedoch mit deutlich abnehmender Wirkung.

<sup>147</sup> Hierbei werden Interdependenzen zwischen der Güte der Wärmedämmung und solaren bzw. internen Wärmegewinnen vernachlässigt.



Für den Haushalt bestimmen sich die Heizenergiekosten aus dem Heizenergieverbrauch und dem Preis für den entsprechend verwendeten Energieträger  $p_i$ :

$$(6-21) \quad C_{Ha} = p_i \cdot E_{Ha}$$

Unter Berücksichtigung von Gleichung (6-19) ergibt sich:

$$(6-21)' \quad C_{Ha} = p_i \cdot [\eta_a^{-1} \cdot \eta_v^{-1} \cdot (24 \cdot z \cdot (\frac{1}{b \cdot s_I + k_0} + \dot{Q}_L) \cdot \frac{\mathcal{G}_i - \mathcal{G}_a}{\mathcal{G}_{i0} - \mathcal{G}_a} - f_\tau(Q_{Sa} + Q_{La}))]$$

Die obige Gleichung beschreibt den Effekt der Dicke der Wärmedämmung auf die Heizenergiekosten. Allerdings ist eine Verbesserung der Wärmedämmung auch mit Kosten verbunden. Sie ergeben sich aus:

$$(6-22) \quad C_{s_I} = \kappa_I \cdot F \cdot s_I + \kappa_{I0} \cdot \delta_I$$

$$\delta_I \in \{0,1\}$$

Dabei bezeichnet  $\kappa_I$  den Preis für den Wärmedämmstoff  $s_I$  und  $F$  die zu isolierende Gebäudeoberfläche<sup>148</sup>. Im zweite Term der Gleichung beziffert  $\kappa_{I0}$  die fixen Kosten der Installation der Wärmedämmung, während die Binärvariable  $\delta_I$  nur bei einer positiven Investitionsentscheidung von Null verschieden ist. Die Investitionskosten müssen entsprechend auf Jahresbasis umgerechnet werden um sie in die Jahresbudgetgleichung einzufügen. Die Annuität der Investitionskosten für Wärmedämmung ergibt sich dann als:

$$(6-23) \quad A_I(s_I) = a \cdot C_{s_I}$$

Der Annuitätsfaktor  $a$  ergibt sich dabei aus der Lebensdauer  $l$  des Isoliermaterials sowie dem Marktzins  $r$ . Die relevanten Kosten bestehen aus den Ausgaben für das Material sowie für die Installation. Mit der Annuität für die Wärmedämmung ergibt sich die Jahresbudgetgleichung des Haushaltes wie folgt:

$$(6-24) \quad p_i \cdot E_{Ha} + A_I(s_I) + p \cdot x \leq y$$

Der Haushalt ist bestrebt, seinen Nutzen auch langfristig unter den Nebenbedingungen der Budgetrestriktion und der Produktionsfunktion zu maximieren. Die Entscheidungsvariablen bei der Optimierung sind die Innentemperatur  $\mathcal{G}_i$  und der damit verbundenen Heizenergieverbrauch  $E_{Ha}$ , die Art und Güte der Wärmedämmung  $s_I$  sowie die Konsummenge des aggregierten Gutes  $x$ .

Durch das Ersetzen von Gleichung (6-13) mit der äquivalenten Gleichung (6-19) und Substituieren in Gleichung (6-24) kann der jährliche Heizenergiebedarf  $E_{Ha}$  aus dem Optimierungs-

<sup>148</sup> Auch hier wird vereinfachend von einer homogenen Gebäudeoberfläche ausgegangen.

kalkül eliminiert werden. Definiert man weiterhin das aggregierte Konsumgut als Numeraire mit einem Preis von  $p_x=1$ , ergibt sich das reduzierte Optimierungskalkül als:

$$(6-25) \quad \max_{\mathcal{G}, x, E_{Ha}, s_I} V(\mathcal{G}) + W(x)$$

so daß:

$$(6-26) \quad p_i \cdot [\eta_a^{-1} \cdot \eta_v^{-1} \cdot (24 \cdot z \cdot (\frac{1}{b \cdot s_I + k_0} + \dot{Q}_L)) \cdot \frac{\mathcal{G}_i - \mathcal{G}_a}{\mathcal{G}_{i0} - \mathcal{G}_a} - f_\tau(Q_{Sa} + Q_{La})] + A_{s_I} + x \leq y$$

Durch Lösen dieses Optimierungskalküls mit Hilfe des Lagrange-Ansatzes erhält man als notwendige Bedingung für ein Optimum:

$$(6-27) \quad 0 = -\lambda \cdot p_i \cdot [\eta_a^{-1} \cdot \eta_v^{-1} \cdot (24 \cdot z \cdot \frac{c}{(b \cdot s_I + k_0)^2}) \cdot \frac{\mathcal{G}_i - \mathcal{G}_a}{\mathcal{G}_{i0} - \mathcal{G}_a}] + \lambda \cdot \frac{\partial A_{s_I}}{\partial s_I}$$

wobei

$$(6-28) \quad \frac{\partial A_{s_I}}{\partial s_I} = a \cdot \kappa_I \cdot F$$

Das optimale Niveau an Isolierung ist für den Haushalt erreicht, wenn der Grenznutzen der Wärmedämmung in Form von Einsparungen an Energiekosten den Grenzkosten für die zunehmende Wärmedämmung entspricht. Der erste Teil der Gleichung (6-27) quantifiziert die Änderungen der Heizenergiekosten aufgrund der verbesserten Wärmedämmung, während der zweite Term die Änderung in den annuitätischen Investitionskosten für diese verbesserte Wärmedämmung angibt. Der Haushalt wird nicht mehr in zusätzliche Wärmedämmung investieren, wenn die zusätzlichen Investitionskosten genau den zusätzlichen Einsparungen bei den Heizenergiekosten entsprechen.

Als Bedingung erster Ordnung für die optimale Konsummenge des aggregierten Gutes ergibt sich:

$$(6-29) \quad \frac{\partial W(x)}{\partial x} = \lambda$$

Dementsprechend bezeichnet der Lagrangeoperator  $\lambda$  den Grenznutzen des aggregierten Konsumgutes. Dieser geht bei der Wahl der Wärmedämmung nach Gleichung (6-27) ein.

Bezüglich der optimalen Innentemperatur ergibt sich aus der Optimierung folgende Bedingung erster Ordnung:

$$(6-30) \quad \frac{\partial V(\mathcal{G}_i)}{\partial \mathcal{G}_i} = \lambda \cdot p_i \cdot [\eta_a^{-1} \cdot \eta_v^{-1} \cdot (24 \cdot z \cdot (\frac{1}{b \cdot s_I + k_0} + \dot{Q}_L)) \cdot \frac{1}{\mathcal{G}_{i0} - \mathcal{G}_a}]$$

Entsprechend dieser Gleichung ergibt sich die optimale Innentemperatur als eine Funktion sowohl des Heizenergiepreises, der Effizienz des Boilers und des Verteilungssystems, den jährlichen Heizgradtagen, der Wärmedämmung und der Außentemperatur, als auch den anderen Charakteristika des Gebäudes wie Be- und Entlüftungsverluste, interne und solare Wärmegewinne (vgl. a. /Scott 1980/). Der Grenznutzen der Innentemperatur entspricht im Nutzenmaximum den Grenzkosten für ihre Bereitstellung.

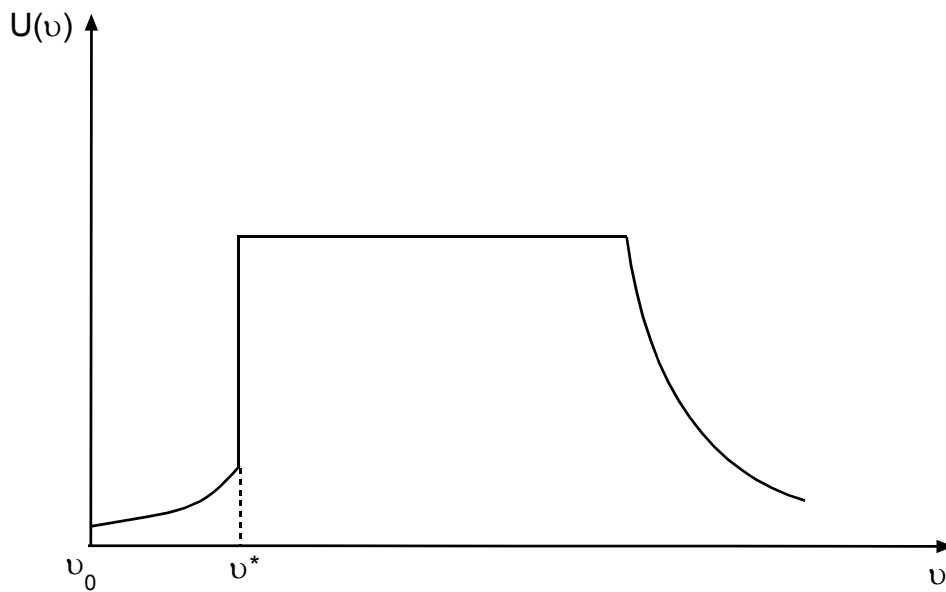
In den drei Gleichungen ( 6-27 ), ( 6-29 ) und ( 6-30 ) sind drei Variablen ( $s_I$ ,  $\lambda$  und  $\mathcal{G}_i$ ) enthalten, die in ihrem Wert bei der individuellen Nutzenmaximierung des Haushaltes bestimmt werden. Da die Nutzenfunktion  $V(\mathcal{G}_i)$  nicht direkt beobachtbar ist, müssen einige vereinfachenden Annahmen getroffen werden. Entsprechend Abbildung II-11 (s. S. 124) wird angenommen, daß der Nutzen aus der Innentemperatur des Haushaltes bei relativ kleinen Erhöhungen der Raumtemperatur relativ zur Referenztemperatur stark ansteigt. Der für die Nutzenmaximierung relevante Teil der Funktion beschränkt sich auf den Abschnitt mit einer positiven Steigung der Kurve. Solange der Haushalt noch einen zusätzlichen Nutzen aus einer erhöhten Raumtemperatur ziehen kann, wird er zumindest erwägen, dies auch zu tun. Der hintere Teil der Funktion, in dem der Nutzen bei weiter zunehmenden Innentemperatur abnimmt, ist demnach für das Optimierungskalkül nicht interessant. Geht man von einer Nutzenfunktion von der in Abbildung II-14 gezeigten Form aus, so ist leicht ersichtlich, daß der Haushalt sich für eine Innentemperatur mit dem Niveau  $\mathcal{G}_i^{*149}$  entscheidet. Mit der Wahl dieser Temperatur erreicht der Haushalt den höchsten Nutzen zu den geringsten Kosten.

Bei dieser nutzenmaximalen Innentemperatur  $\mathcal{G}_i^*$  kann die entsprechend optimale Wärmedämmung ermittelt werden gemäß der modifizierten Gleichung ( 6-26 ):

$$( 6-31 ) \quad p_i \cdot [\eta_a^{-1} \cdot \eta_v^{-1} \cdot (24 \cdot z \cdot \frac{c}{(b \cdot s_I + k_0)^2}) \cdot \frac{\mathcal{G}_i^* - \mathcal{G}_a}{\mathcal{G}_{i0} - \mathcal{G}_a}] = a \cdot \kappa_I \cdot F$$

---

<sup>149</sup> Dies mögen 20° oder 18° Celsius sein.

**Abbildung II-14:** Extreme Form der Nutzenfunktion

Durch Lösen der Gleichung ( 6-31 ) nach  $s_I$  erhält man eine Gleichung für das Niveau der optimalen Wärmedämmung  $s_I$  bei einer gegebenen Innentemperatur  $\mathcal{G}_i^*$  :

$$( 6-32 ) \quad s_I = \frac{1}{c} \cdot \sqrt{\left[ \frac{p_i \cdot \eta_a^{-1} \cdot \eta_v^{-1} \cdot 24 \cdot z \cdot b}{a \cdot \kappa_I \cdot F} \cdot \frac{\mathcal{G}_i - \mathcal{G}_a}{\mathcal{G}_{i0} - \mathcal{G}_a} \right]} - k_0$$

Wie bereits erwähnt, wird ein Haushalt solange in Wärmedämmung investieren, bis die Einsparungen bei den jährlichen Heizenergiekosten den zusätzlichen Kosten für weitere Effizienzverbesserungen entsprechen. Aus dieser Gleichheitsbedingung kann das optimale Niveau der Wärmedämmung für eine gegebene Innentemperatur abgeleitet werden, ebenso wie alle anderen Gebäudecharakteristika und -kosten. Wie aus Gleichung (6-32) ersichtlich, erhält man eine nichtlineare Funktion.

Bisher wurde bei der Analyse aus Vereinfachungsgründen eine homogene Gebäudehülle unterstellt. Für den Fall, daß mehrere Gebäudecharakteristiken bzw. -komponenten der Optimierung unterliegen, ändert sich das Vorgehen nicht. Das Optimierungskalkül ist weiterhin definiert über die Gleichungen (6-12), (6-13) und (6-15) und ist für die zu verbessernden Gebäudecharakteristika  $X_I$  bis  $X_n$  zu lösen. Da es sich um ein nichtlineares Optimierungsproblem handelt (s. Gleichung ( 6-32 )), ist eine Lösung nur auf numerischem Wege zu erreichen. Für einige der Gebäudecharakteristiken sind lediglich diskrete Werte möglich. So besteht beispielsweise bei Gasheizungen grundsätzlich die Wahl zwischen einem konventionellen Kessel und einem Brennwertkessel. Diese Art Gebäudecharakteristika werden durch ganzzahlige Variablen repräsentiert, wodurch die Optimierung zu einem gemischt-ganzzahligen, nicht-linearen Optimierungsproblem wird. Dieses benötigt für eine Lösung spezifische numerische Routinen.

### 6.3.5 Individuelles Nutzenkalkül bei Anwesenheit staatlicher Eingriffe

Die politische Begründung für die Förderung der Energieeffizienz kann auf die These verweisen, wonach die individuelle Nutzenmaximierung der Haushalte nicht zu einem optimalen Niveau an Wärmedämmung führt, weil die Haushalte keine nicht-monetären Nutzengewinne in Form vermiedener oder verringerter CO<sub>2</sub>-Emissionen aus dem Minderverbrauch von Brennstoffen in ihrem Kalkül berücksichtigen. Diese wäre anders, wenn es CO<sub>2</sub>-Zertifikate oder Steuern auf CO<sub>2</sub>-Emissionen gäbe. Da dies nicht der Fall ist, liegt das sozial optimale Niveau der Wärmedämmung über dem privat optimalen Niveau. Indem man die nicht-monetären Nutzengewinne in die individuelle Nutzenmaximierung aufnimmt, läßt sich eine Übereinstimmung von individuellen und gesellschaftlichen Nutzen herstellen; die nicht-monetären Nutzengewinne aus einer Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen könnten durch die Einführung eines Schattenpreises für emittierte CO<sub>2</sub>-Mengen in das Optimierungskalkül integriert werden. Dieser Schattenpreis repräsentiert die vermiedenen Grenzschäden der Emissionen oder aber die Grenz-Opportunitätskosten der CO<sub>2</sub>-Vermeidung in anderen Sektoren.

Das gesamtwirtschaftliche Optimierungskalkül für ein einzelnes Gebäude entspricht der individuellen Nutzenmaximierung mit leichten Modifikationen:

$$(6-33) \quad \max_{\mathcal{G}, x, E_{Ha}, X_1, \dots, X_K} V(\mathcal{G}) + W(x)$$

so daß:

$$(6-34) \quad \mathcal{G}_i = f(E_{Ha}, X_1, \dots, X_K)$$

$$(6-35) \quad (p_i + p_{CO_2} \cdot \varepsilon_i) \cdot E_{Ha} + A_I(X_1, \dots, X_K) + x \leq y$$

$$x \geq 0, \mathcal{G} \geq 0, E_{Ha} \geq 0$$

Der einzige Unterschied zwischen dem gesamtwirtschaftlichen und individuellen Optimierungskalkül ist, daß die Gleichung (6-35) zusätzlich zum Heizenergiepreis  $p_i$  noch den Schattenpreis für CO<sub>2</sub> ( $p_{CO_2}$ ), gewichtet mit dem Emissionsfaktor  $\varepsilon_i$  des verwendeten Energieträgers, enthält.

Eine weiterer Unterschied zwischen der individuellen und der sozialen Nutzenmaximierung bezieht sich auf die Annuität  $A_I$  der Investitionskosten, welche von der Wahl der Diskontrate und der Lebensdauer des Investitionsgutes abhängig ist. Für das individuelle Optimierungskalkül mag der von den Banken angebotene Kreditzins als eine erste Näherung für die Diskontrate ausreichend sein. Es erscheint unwahrscheinlich, daß die soziale Diskontrate höher als die individuelle ist. Vielmehr ist es plausibler anzunehmen, daß sie niedriger ausfällt. Dies liegt darin begründet, daß Risiken, die auf individueller Ebene eine Rolle spielen, auf gesamtwirtschaftlicher Ebene weniger oder gar nicht relevant sind. Die Wahl einer adäquaten gesellschaftlichen Diskontrate war in den letzten Jahren der Gegenstand einer regen Diskussion (vgl. /Pearce 1998/). Es wurde gar argumentiert, daß bei der Behandlung von Umweltprob-

lemen bzw. -externalitäten eine gesellschaftliche Diskontrate von Null angenommen werden sollte. In der folgenden numerischen Anwendung wird durchgehend von einer Diskontrate von 5% p.a. ausgegangen. Dies entspricht in etwa dem in Deutschland üblichen Kreditzins.

Für das vereinfachte Optimierungskalkül, in dem lediglich die Güte der Wärmedämmung als Entscheidungsvariable relevant ist (vgl. Teil II, Kapitel 6.3.4), erhält man folgende modifizierte Optimalitätsbedingung:

$$(6-36) \quad 0 = -\lambda \cdot (p_i + p_{CO_2} \cdot \varepsilon_i) \cdot [\eta_a^{-1} \cdot \eta_v^{-1} \cdot (24 \cdot z \cdot \frac{c}{(b \cdot s_I + k_0)^2}) \cdot \frac{g_i^* - g_a}{g_{i0} - g_a}] + \lambda \cdot a \cdot \kappa_I \cdot F$$

Im Vergleich mit der Optimalitätsbedingung aus der individuellen Nutzenmaximierung (Gleichung (6-27)) wird ersichtlich, daß das gesellschaftlich optimale Niveau der Wärmedämmung höher ist. Der zweite Term der Gleichung (6-36) bleibt unverändert, während der Zähler des ersten Terms größer ist  $[(p_i + p_{CO_2} \cdot \varepsilon_i) > p_i]$ . Bei gleichen zusätzlichen Investitionskosten für die Wärmedämmung ergeben sich aus gesellschaftlicher Sicht höhere Kostensparnisse als in der Betrachtung der individuellen Nutzenmaximierung. Daher ist für die Erfüllung der gesellschaftlichen Optimalitätsbedingung der Gleichheit von Grenzkosten und Grenznutzen ein höheres Niveau der Wärmedämmung notwendig als für den Fall der individuellen Optimalitätsbedingung.

Es wäre die Aufgabe der Politik, dafür zu sorgen, daß die nicht-monetären Nutzengewinne aus den reduzierten Emissionen in das Nutzenkalkül der Haushalte eingehen. In einer idealen „first-best“ Welt, also mit vollkommen informierten Haushalten, bei Abwesenheit von Transaktionskosten und Unsicherheit, könnte diese Aufgabe durch die Einführung einer CO<sub>2</sub>-Steuer oder von handelbaren CO<sub>2</sub>-Zertifikaten erfüllt werden. Tatsächlich aber sind die Hauseigentümer nicht vollkommen informiert, existieren Transaktionskosten und gibt es keine CO<sub>2</sub>-Steuer und (noch) keine handelbaren CO<sub>2</sub>-Zertifikate.<sup>150</sup> Unter diesen Status-quo-Bedingungen können Standards durchaus in Betracht gezogen werden, um die Angleichung des individuellen Nutzenkalküls an das soziale Wohlfahrtsoptimum zu erreichen.

Im folgenden werden zunächst die Mengewirkungen und die daraus resultierenden Vermeidungskosten der Energieeinsparverordnung quantifiziert. Daran anschließend wird eine Verschärfung eines Standards auf den Energieverbrauch in Gebäuden näher untersucht. Um die Verbindung zwischen Energieeffizienzstandards und CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten auszuloten wird das in den vorigen beiden Kapiteln entwickelte Modell im folgenden angewandt. Da der Heizenergieverbrauch eines Gebäudes auch von der Wärmedämmung (der Qualität von strukturellen Bauteilen bzw. deren U-Werte) abhängt, ist das Kostenminimierungsproblem interdependent. Die Verwendung von Gebäudekomponenten mit relativ schlechten Wärmedämmei-

<sup>150</sup> Auf EU-Ebene ist zwar beschlossen, handelbare CO<sub>2</sub>-Zertifikate einzuführen, aber private Haushalte werden (zunächst) keine Zertifikate erhalten und vom Handel ausgeschlossen bleiben.

genschaften resultiert notwendigerweise in einem höheren Energieverbrauch des Gebäudes als bei der Verwendung von qualitativ höherwertigen Bauteilen, die jedoch auch höhere Kosten implizieren. Solange keine Verordnungen bezüglich der Energieeffizienz zu beachten sind, ergibt sich ein unrestringiertes gemischt-ganzzahliges nichtlineare Optimierungskalkül.

#### **6.4 Ergebnisse der Messung der Effekte der EnEV**

Die Bundesregierung hat mit Blick auf den relativ hohen Anteil des Gebäudesektors an den gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen der Bundesrepublik (rund 15%) im nationalen Klimaschutzprogramm das Ziel aufgestellt, durch Erhöhung der Energieeffizienz im Bereich der privaten Haushalte und der Gebäude den Energiebedarf von Neubauten gegenüber dem bisherigen Stand um rund 25% zu reduzieren. Von den Energieeffizienzgewinnen erhofft sich die Bundesregierung CO<sub>2</sub>-Einsparungen in Höhe von 18 bis 25 Millionen Tonnen bis zum Jahr 2005. Hierzu soll allein im Gebäudebereich 13-20 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> beigesteuert werden; vor allem in den Bereichen Warmwasserbereitstellung und Heizenergie.

Im folgenden werden zunächst die durch das EnEV induzierten Emissionseinsparungen für ein Musterhaus ermittelt, und diese werden dann den durch die EnEV verursachten Nettomehrkosten gegenübergestellt. Abschließend sollen die Wirkungen der EnEV und ihre Vorteilhaftigkeit bewertet werden.

##### **6.4.1 Substitutionseffekt**

Die EnEV – ebenso wie zuvor die WSVO – gibt Energieverbrauchshöchstwerten für Gebäude vor. Während die WSVO Grenzwerte für den Wärmedurchgang der Umfassungsfläche und die Lüftungswärmeverluste (§ 1 WSVO) vorgab, bestimmt die EnEV lediglich, daß Gebäudebauten so auszuführen sind, daß der auf ein Gebäude bezogene Primärenergiebedarf sowie der spezifische Transmissionsverlust bestimmte Höchstwerte nicht überschreitet (§ 3 EnEV, sowie Anhang 1 der Verordnung). Neben den vorgegebenen Verbrauchshöchstwerten legen die Verordnungen auch die zu verwendenden Berechnungsmethoden für die Ermittlung der Verbrauchswerte sowie der Transmissionsverluste in Abhängigkeit von den geometrischen Gegebenheiten der Gebäude fest.

Sowohl in der EnEV als auch vorher in der WSVO werden Höchstwerte für den Energieverbrauchs für Gebäude in Abhängigkeit von der jeweiligen Gebäudegeometrie vorgegeben. So ist das Verhältnis der beheizten Grundfläche zu dem Gebäudevolumen eine zentrale Kenngröße für die Bestimmung der zulässigen Energieverbrauchsgrenzwerte. Die Tabelle II-18 zeigt einen Vergleich der Kenngrößenvorgabe aus den beiden Verordnungen; dabei ist zu beachten, daß die EnEV den Höchstwert auf den Primärenergieverbrauch (inklusive der Bereitstellung von Warmwasser) und die WSVO auf den Heizenergieverbrauch zuzüglich der

Transmissionsverluste definiert. Diese Vergleichsergebnisse werden im folgenden für die Ermittlung der Mengeneffekte des EnEV-Standards in einem Beispielgebäude verwendet.

**Tabelle II-18:** Vergleich der Anforderungen aus EnEV und WSVO

Verhältnis $A/V^{1)}$	EnEV	WSVO	
	Primärenergie	Heizwärme	Transmissionsverluste
	[kWh/m <sup>2</sup> ]	[kWh/m <sup>2</sup> ]	
$\leq 0,2$	$66,00 + 2600/(100 + A_N)$	54,0	6,20
0,3	$73,53 + 2600/(100 + A_N)$	59,4	7,80
0,4	$81,06 + 2600/(100 + A_N)$	64,8	9,40
0,5	$88,58 + 2600/(100 + A_N)$	70,2	11,00
0,6	$96,11 + 2600/(100 + A_N)$	75,6	12,60
0,7	$103,64 + 2600/(100 + A_N)$	81,1	14,20
0,8	$111,17 + 2600/(100 + A_N)$	86,5	15,80
0,9	$118,70 + 2600/(100 + A_N)$	91,9	17,40
1,0	$126,23 + 2600/(100 + A_N)$	97,3	( $\geq 1$ ) 19,00
$\geq 1,05$	$130,00 + 2600/(100 + A_N)$	100,0	-

<sup>1)</sup> Zwischenwerte gem. EnEV Anhang 1, 1.2 bzw. WSVO Anlage 1 Fußnote 1-2

$A_N$ : Gebäudenutzfläche

A: wärmeübertragende Umfassungsfläche

V: eingeschlossenes Bauwerksvolumen

Quelle: /EnEV 2001/; /WSVO 1994/; eigene Aufstellung

Die wesentlichen geometrischen Daten des Gebäudes – ein freistehendes Einfamilienhaus – sind das beheizte Volumen, die Hüllfläche, das Verhältnis dieser beiden Größen, sowie die Nutzfläche. Die Werte sind in Tabelle II-19 angegeben.

**Tabelle II-19:** Verwendetes Beispielgebäude

Beheiztes Volumen V	Hüllfläche A	A/V-Verhältnis	Nutzfläche $A_N$
459,0 m <sup>3</sup>	389,4 m <sup>2</sup>	0,85 m <sup>-1</sup>	146,9 m <sup>2</sup>

Quelle: /Hauser 2000/

Aus den Vorgaben der EnEV und der WSVO ergeben sich für das gewählte Beispielgebäude nach den zugrunde gelegten Berechnungsverfahren (Vorschriften bzgl. Transmissionswärmeverlusten etc.) und nach der energetischen Optimierung zur Erfüllung der Höchstwerte ein jährlicher Heizenergiebedarf von 124,4 kWh/m<sup>2</sup> (WSVO) bzw. 85,5 kWh/m<sup>2</sup> (EnEV). Hierbei wurden zur Herstellung einer Vergleichbarkeit der Verbrauchskennwerte der Heizenergiebe-



darf des Gebäudes nach EnEV aus den Vorgaben für den Primärenergiebedarf ermittelt, sowie des Energiebedarf zur Brauchwasserbereitstellung vernachlässigt. Bei den genannten Werten handelt es sich um tatsächliche Verbrauchswerte, die für das Beispielgebäude ermittelt wurden (vgl. /Hauser 2000/).

Die Verschärfung des Standards der EnEV gegenüber der WSVO bewirkt eine Reduktion des Heizenergieverbrauchs in Höhe von 38,9 kWh/m<sup>2</sup>. Dies entspricht einer Verringerung um 31 Prozent und liegt damit in der Zielvorgabe der Bundesregierung aus dem Klimaschutzprogramm und noch über der Zielsetzung der EnEV (25 %). Die Reduzierung des Energieverbrauchs durch die Vorgaben der EnEV (im Vergleich zu der WSVO) bewirkt auch eine Verringerung der mit dem Heizen verbundenen Emissionen. Diese vermiedenen Emissionen sind abhängig von dem im Gebäude verwendeten Energieträger. Unter der Annahme, daß es sich um ein mit Erdgas beheiztes Gebäude handelt, ergibt sich rechnerisch eine jährliche Emissionsreduktion von 7,8 kg CO<sub>2</sub>/m<sup>2</sup> pro Jahr.<sup>151</sup> Insgesamt werden in dem Gebäude durch diese Effizienzverbesserung damit bei einer beheizten Nutzfläche von 146,9 m<sup>2</sup> beinahe 1146 kg CO<sub>2</sub> weniger emittiert.<sup>152</sup>

Ist ein anderes Heizungssystem mit einem anderen fossilen Energieträger installiert, so ergibt sich entsprechend eine andere (höhere) Emissionsvermeidung. Denn der Emissionskoeffizient von Gas ist relativ zu anderen fossilen Energieträgern der kleinste. Daher sind die angegebenen vermiedenen jährlichen Emissionen als ein Mindestwert zu verstehen.

Zur Ermittlung der Emissionsvermeidungskosten wird im folgenden untersucht, welche Mehrkosten die verbesserte Wärmedämmung des Gebäudes zur Folge hat.

#### **6.4.2 Kosteneffekt**

Bei der Ermittlung der Mehrkosten, die durch die Verpflichtung zur Einhaltung der Energieverbrauchshöchstwerte beim Neubau oder bei einem Erweiterungsbau von Gebäuden entstehen, ist zu beachten, daß den höheren Kosten aus den Investitionen in Wärmedämmung sowie Effizienzverbesserungen der Heiztechnik Einsparungen bei den laufenden Ausgaben der Energiebeschaffung gegenüberstehen. Zur Ermittlung der Einsparungen wird für die Bewertung des verringerten Energieverbrauchs ein Preis für Gas in Höhe von 4,2 Cent/kWh angesetzt. Die Einsparungen aus einem um 38,9 kWh verringerten Heizenergiebedarf je Quadratmeter belaufen sich damit auf ca. 1,6 €/m<sup>2</sup>/a. Auf die beheizte Grundfläche des betrachteten Gebäu-

---

<sup>151</sup> Bei der Zugrundelegung eines Emissionskoeffizienten von 200,52 g/kWh für den Energieträger Gas. Andere mögliche Energieträger weisen höhere Emissionskoeffizienten auf und es ergäbe sich eine höhere Emissionsverminderung.

<sup>152</sup> Berechnet auf den Primärenergieverbrauch (Einbeziehung von Umwandlungsverlusten) steigt die Menge der vermiedenen Emissionen noch an.

des (146,9 m<sup>2</sup>) bezogen verringern sich die jährlichen Heizenergiekosten demnach insgesamt um ca. 235 Euro.

Den Einsparungen aus dem verringerten Heizenergieverbrauch stehen die Kapitalkosten – Abschreibungen und Zinskosten – gegenüber, die durch die höheren Investitionsausgaben für Wärmedämmung und eine effizientere Heiztechnik entstehen. Diese jährlichen Kapitalkosten sind abhängig von den Anschaffungsausgaben, der Lebensdauer der Wärmedämmung bzw. der Anlagen und der Diskontrate. Hauser (2000) hat Investitionsausgaben für die Verbesserung der Wärmedurchgangskoeffizienten des hier verwendeten Beispielgebäudes in Höhe von rund 2455 Euro ermittelt. Zusätzliche Ausgaben entstehen durch eine Dichtigkeitsprüfung, die nach der Energieeinsparverordnung (§5 EnEV) für Neubauten vorgeschrieben ist, sie betragen rund 410 Euro. Die gesamten Mehrausgaben belaufen sich damit auf rund 2865 Euro. Für die Nutzungsdauer von baulichen Komponenten kann ein Wert von 50 Jahren angenommen werden.<sup>153</sup> Für technische Installationen schwanken die Angaben über die Nutzungsdauer zwischen 15 bis 40 Jahren je nach Anlage oder Anlagenteil. Für die Investitionen in die Verbesserung der Energieeffizienz der Gebäude wird daher im folgenden eine durchschnittliche Nutzungsdauer von 40 Jahren zugrunde gelegt. Bei einem angenommenen Zinssatz von 5 % p.a. ergibt sich eine Annuität der Investitionen in Höhe von 167 €. <sup>154</sup>

Zieht man hiervon den Einspareffekt im Energieverbrauch ab, so ergeben sich die Netto-Mehrkosten bzw. Erträge aus der Verbesserung der Energieeffizienz des betrachteten Beispielgebäudes. Die Netto-Mehrkosten betragen rund - 68 €, d.h. es ergeben sich Netto-Erträge von + 68 €. Dieser Effekt wurde aus dem Vergleich der schärferen Energieverbrauchshöchstwerte der EnEV mit den Höchstwerten gemäß der alten WSVO ermittelt. Die neuen Vorschriften für Wärmedämmung und Anlageneffizienz erweisen sich also als privatwirtschaftlich lohnend.

### 6.4.3 Vermeidungskosten

Die Kosten der Emissionsreduktion in dem Gebäude ergeben sich aus der eingesparten Menge an CO<sub>2</sub> und den damit verbundenen Mehrkosten. In dem vorliegenden Fall des Standards der EnEV ergeben sich allerdings insgesamt Netto-Erträge. Die Energieeinsparung, die durch die EnEV im Vergleich zur alten WSVO für Neubauten vorgegeben wird, hat demnach negative Emissionsvermeidungskosten zur Folge. Diese belaufen sich auf ca. – 60 €/t CO<sub>2</sub> für das betrachtete Beispielgebäude.

---

<sup>153</sup> Vgl. VDI 2067 Blatt 1: Berechnung der Kosten von Wärmeversorgungsanlagen - Betriebstechnische und wirtschaftliche Grundlagen (Dez. 1983)

<sup>154</sup> Bei einer Variation der angenommenen Lebensdauer der Wärmedämmung bzw. Anlagen ergeben sich entsprechend höhere oder geringere jährliche Mehrkosten. Erst bei einer geringen Lebensdauer der Installationen von 20 Jahren, verbunden mit einem Zinssatz von 6%, ergeben sich jährliche Mehrkosten, die über den Einsparungen liegen (250 Euro).

Dieses Ergebnis ist interpretationsbedürftig. Ein ökonomisch rational handelnder Haushalt würde ein Niveau der Wärmedämmung bzw. Energieeffizienz des Gebäudes anstreben, das höher ist, als es die EnEV vorschreibt. Er würde ein Niveau anstreben, bei dem sich die jährlichen Mehrkosten des Gebäudes und der aus der höheren Energieeffizienz resultierende Rückgang der Energieausgaben die Waage halten. Die Verschärfung des Standards der WSVO durch die Bestimmungen der EnEV wäre also in einem First-best-Kontext redundant gewesen, da die Investoren freiwillig – aufgrund ihres Nutzenmaximierungskalküls – eine Energieeffizienz des Gebäudes anstreben würden, die höher ist als die von der EnEV geforderte.<sup>155</sup>

#### **6.4.4 Bewertung der EnEV**

Die ermittelten negativen Emissionsvermeidungskosten für das betrachtete Beispielgebäude sagen aus, daß – im Fall des Beispielgebäudes – die Investitionen in die von der EnEV vorgeschriebenen Gebäudeeigenschaften und die damit einhergehende Emissionsvermeidung eine positive Rendite abwerfen. Dieser Befund legt zwei Interpretationen nahe. Die EnEV ist redundant. Wenn Investoren sich nutzenmaximierend verhalten, geben sie sogar noch mehr Geld für Investitionen in die Energieeffizienz der Gebäude aus, als es der Verordnungsgeber verlangt. Oder die EnEV ist wirksam, wenn die Investoren (Haushalte) über den Zusammenhang von Wärmedämmung und Energieverbrauch nicht (ausreichend) informiert sind, in der Verarbeitung von neuen Informationen träge sind oder Kosten der Anpassung an neue Preisrelationen scheuen. Trifft die zweite Interpretation zu, fungiert die EnEV durch die Vorgabe von Verbrauchshöchstwerten als ein Instrument zum Abbau bzw. Überwindung von Informationshemmnissen, Trägheit und Anpassungsrigiditäten. Die Tatsache, daß die EnEV auch vorschreibt, einen Ausweis über den Energie- und Wärmebedarf, sowie Energieverbrauchskennwerte bei der Erstellung auszustellen (§ 13 EnEV), spricht dafür, daß der Gesetzgeber dieser Interpretation zuneigt. Der sogenannte Energiebedarfsausweis ist nicht nur für Neubauten obligatorisch, sondern auch für Gebäude, die wesentlich geändert werden. Das Ziel eines solchen Ausweises kann darin bestehen, die Eigentümer über den ermittelten Energieverbrauch des neuen (bzw. geänderten) Gebäudes zu informieren und somit aufzuzeigen, daß die ergriffenen Wärmeschutzmaßnahmen mit einer Einsparung im Bereich des Energieverbrauchs verbunden ist.

Die Energieeinsparverordnung für Gebäude (EnEV) geht auf das Energieeinspargesetz (EnEG) vom Juli 1976 zurück. Dieses Gesetz ermächtigt die Bundesregierung, durch Rechtsverordnungen Anforderungen an den Wärmeschutz von Gebäuden und ihren Bauteilen festzusetzen (§1 EnEG). An neue Rechtsverordnungen stellt das EnEG die Anforderung, daß die

---

<sup>155</sup> Dieser Befund ist robust gegen Variationen der Eigenschaften des Beispielsgebäudes. Für ein Gebäude mit ähnlichen geometrischen Eigenschaften, mit einem Oberflächen-Volumen-Verhältnis von 0,91 und einer beheizten Nutzfläche von 161 m<sup>2</sup> wurde ein Primärenergieverbrauch von 130 kWh/m<sup>2</sup>/a ermittelt. Dieser entspricht den Vorgaben der EnEV.

nach der neuen Verordnung zu ergreifenden Maßnahmen (der energetischen Effizienzverbesserung im Gebäude) „[...] generell zu einer wesentlichen Verminderung der Energieverluste beitragen und die Aufwendungen durch die eintretenden Einsparungen innerhalb angemessener Fristen erwirtschaftet werden können“ (§ 4 EnEG, Abs. 2). Dieser Hinweis im EnEG weist bereits darauf hin, daß die EnEV für Neubauten keine Investitionen induzieren kann, deren Kosten nicht durch Einsparungen im Verbrauch aufgewogen werden. Dem Prinzip der Wirtschaftlichkeit scheint durch das EnEG und die auf dieser Grundlage erlassenen Verordnungen Rechnung zu tragen, wie oben gezeigt wurde. Allerdings gilt das Untersuchungsergebnis streng genommen nur für das Beispielsgebäude mit seiner betrachteten Gebäudegeometrie.<sup>156</sup> Für offenere Bauweisen erweist sich die EnEV durchaus als restringierend. Bei einer großen Außenfläche in Kombination mit einem geringen Volumen können die Grenzwerte der Verordnung unter Umständen nicht eingehalten werden. Neben der informatorischen Wirkung kann der EnEV also auch eine Wirkung in Bezug auf die Wahl der Gebäudegeometrie zugeschrieben werden. Im Bereich der Neubauten kann sich durch die EnEV eine Anpassung von Architekten und Bauträgern hin zu kompakteren Bauformen ergeben.<sup>157</sup>

Im nächsten Abschnitt wird untersucht, wie sich eine Verschärfung der Vorschriften auf den Energieverbrauch und die Emissionen auswirkt. Unter dem Gesichtspunkt des Kriteriums der Allokationseffizienz der Emissionsvermeidung, wonach die Vermeidungskosten in allen Sektoren einer Wirtschaft gleich hoch sein müssen, besteht ein Spielraum für eine Verschärfung der Gebäudestandards.<sup>158</sup> Im folgenden wird daher unter Anwendung des vorgestellten Optimierungsmodells untersucht, wie ein solcher Standard im Gebäudesektor spezifiziert werden könnte.

---

<sup>156</sup> Die Gebäudegeometrie ist einer der wesentlichen Einflußfaktoren auf den für das Gebäude vorgeschriebenen Energieverbrauchhöchstwert. Bei ungünstigeren Gebäudegeometrien (z.B. Erker oder ähnliches) vermindert sich die Energieeffizienz des Gebäudes. Es ist anzunehmen, daß die EnEV zu einer Vereinheitlichung des Gebäudedesigns hin zu kompakteren (und damit energieeffizienteren) Bauformen führt.

Andere Gutachten haben den Befund des Wirtschaftlichkeitsaspektes weitgehend bestätigt (vgl. /Hauser 2000/, der auch weitere Gebäudetypologien untersucht).

<sup>157</sup> So wird z.B. ein Gebäudetyp mit unvorteilhafter Geometrie die Anforderungen der EnEV nur unter hohen Kosten erreichen. Diese Gebäudetypen werden daher im Bereich der Neubauten keine Verwendung mehr finden.

<sup>158</sup> Auch wenn das Prinzip der Wirtschaftlichkeit des EnEG die Auferlegung von Mehrkosten nicht gestattet.

## 6.5 Optionen für eine Erhöhung der Emissionsvermeidung in Gebäuden

Die bisher durchgeführte Analyse der Kostenwirkung der EnEV hat gezeigt, daß die Erfüllung des vorgegebenen Standards mit negativen Vermeidungskosten möglich ist. Daher wird in diesem Kapitel untersucht, welche Alternativen denkbar sind und welche Kosten durch eine Anpassung der Vorschrift entstehen würden. Im folgenden wird dabei zunächst eine Verschärfung des Standards der EnEV untersucht, gefolgt von der Einführung einer Höchstgrenze auf die Gesamtemissionen des Gebäudes und der Untersuchung einer Einführung von Steuern auf die Emissionen eines Gebäudes. Das Kapitel schließt mit einer Bewertung der Handlungsoptionen.

### 6.5.1 Verschärfung der Standards der EnEV

In diesem Kapitel werden die Auswirkungen zunehmend schärferer Grenzwerte für den Energieverbrauch in Gebäuden betrachtet. Weiterhin wird auf wesentliche Einflußfaktoren für Energieverbrauch und Emissionen eingegangen: die Gebäudegeometrie und die verwendeten Energieträger. Das Ziel ist es dabei, die Wirkungen verschärfter Standards auf die Emissionsvermeidung und die daraus resultierenden Kosten bzw. Grenzvermeidungskosten zu spezifizieren.

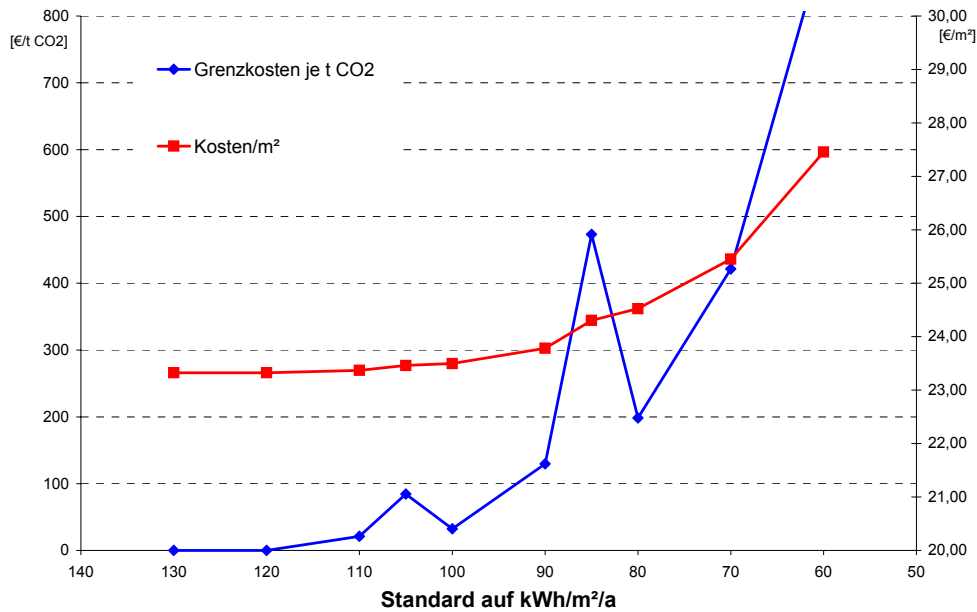
Die Daten über Kosten und Wärmedämmeigenschaften der Gebäudekomponenten werden dazu genutzt, um herauszufinden, wie für das betrachtete Gebäude die Erfüllung des Standards zu minimalen Kosten ermöglicht werden kann. Da die Energieeffizienz des Gebäudes in dieser Betrachtungsweise durch den Standard vorgegeben ist, ist sie nicht weiter als eine der Entscheidungsvariablen des Haushaltes zu verstehen, sondern wird zu einer Nebenbedingung des Optimierungskalküls.

Tabelle II-20 zeigt auf, wie sich die Investitionsausgaben und die Heizenergiekosten bei einer Variation des Standards verändern. Die Gesamtkosten steigen mit jeder Verschärfung des Standards über das einzelwirtschaftlich optimale Niveau hinaus; die Einsparungen bei den Heizkosten werden hier überkompensiert durch die steigenden Kapitalkosten für die Effizienzverbesserungen.

**Tabelle II-20:** Ergebnisse des Optimierungsmodells

<b>Energieeffizienzstandard</b> [kWh/m <sup>2</sup> ]	120	110	100	90	80	70
Investitionsausgaben [€]	54501	55445	56116	56629	62245	70121
Energiekosten [€]	579	531	483	435	386	338
Energieverbrauch [kWh/m <sup>2</sup> ]	119,9	110	100	90	80	70
Gesamtkosten (Annuität) [€]	3755	3763	3783	3829	3948	4098

Quelle: eigene Berechnungen

**Abbildung II-15:** Durch gesetzliche Regulierung induzierte Kosten

Quelle: Eigene Berechnungen

Die Gesamtkostenkurve ist in Abbildung II-15 dargestellt, sie verläuft monoton steigend. Die Grenzkosten (Zusatzkosten pro eingesparte kWh/m<sup>2</sup> oder äquivalent pro t CO<sub>2</sub>) steigen jedoch nicht kontinuierlich an bei einer Verschärfung des Standards, sondern weisen zwei signifikante Ausschläge auf bei einer Verschärfung des Standards von 110 auf 100 kWh/m<sup>2</sup>/a und von 90 auf 80 kWh/m<sup>2</sup>/a. Danach sinken die Grenzkosten jeweils wieder ab. Dieser nicht-monotone Anstieg der Grenzkostenkurve kann auf die Veränderung einer der binären Entscheidungsvariablen zurückgeführt werden. Bei näherer Betrachtung der Modellergebnisse zeigt sich, daß die Investition für eine Installation eines Brennwertkessels bei einem Standard von ca. 105 und die Installation einer mechanischen Lüftung bei einem Standard von ca. 80 kWh/m<sup>2</sup>/a für den Haushalt lohnend wird. Diese Installationen sind jeweils mit relativ hohen Kosten verbunden, allerdings sinkt auch der Heizenergiebedarf nicht unerheblich, ebenso wie die Notwendigkeit für eine verbesserte Wärmedämmung. Diese Tatsache führt zu der Abnahme der Grenzkosten im weiteren Verlauf der Kurve. Nach der Installation einer mechanischen Lüftung erzielt eine zusätzliche Verbesserung der Wärmedämmung wiederum erhöhte Energieeinsparungen.

### 6.5.1.1 Einfluß der Gebäudegeometrie

Investoren können auf die Vorgaben des Ordnungsgebers reagieren, zumeist mit dem Ziel nachteilige ökonomischen Konsequenzen zu vermeiden oder abzumildern. Ein wichtige Determinante des Energieverbrauchs ist die Gebäudegeometrie. Anpassungen in den geometrischen Abmessungen der verschiedenen Gebäudetypen (Einfamilienhaus, Mehrfamilienhaus etc.) sind möglich. Natürlicherweise hat eine kompakte Bauweise Vorteile in Bezug auf die

Energieeffizienz gegenüber mit einer offenen (verwinkelten) Gestaltung, die mit mehr Außenflächen und somit höheren Transmissionsverlusten einhergeht.

Im folgenden wird die Abhängigkeit der Energieeffizienz eines Gebäudes von der Gebäudeform und -geometrie – wiederum unter Zuhilfenahme des berechenbaren Gebäudemodells – aufgezeigt. Für die Untersuchung werden drei Gebäudetypen aus der IWU Studie für Deutschland (/Ebel et al. 1992/) verwendet, um die Unterschiede in der Energieeffizienz bei unterschiedlicher Gebäudegeometrie zu ermitteln. Bei allen Gebäuden handelt es sich um Einfamilienhäuser, die in den Jahren von 1970 bis 1990 gebaut wurden. Die für die Untersuchung verwendeten geometrischen Daten finden sich in der folgenden Tabelle II-21.

**Tabelle II-21:** Geometrische Eingangsdaten

		Typ G	Typ F	Typ H
Außendach	m <sup>2</sup>	100,80	183,13	123,20
Decke des höchsten Stocks	m <sup>2</sup>	83,40	78,32	75,33
Außenwände	m <sup>2</sup>	155,00	170,55	213,30
erdberü. Bauteile, Kellerdecke	m <sup>2</sup>	83,40	78,32	75,33
Südfenster	m <sup>2</sup>	6,02	16,64	12,73
Ostfenster	m <sup>2</sup>	17,38	10,00	14,84
Westfenster	m <sup>2</sup>	n/a	n/a	n/a
Nordfenster	m <sup>2</sup>	3,60	7,57	2,10
Wohnfläche ( $A_N$ )	m <sup>2</sup>	161,00	158,00	136,00
Netto-Heizvolumen ( $V$ )	m <sup>3</sup>	402,50	514,00	511,00
Außenfläche ( $A$ )	m <sup>2</sup>	366,20	466,21	441,50
A/V-Relation		0,91	0,91	0,86
Netto beheizte $A/A_N$ -Relation		2,28	2,95	3,24

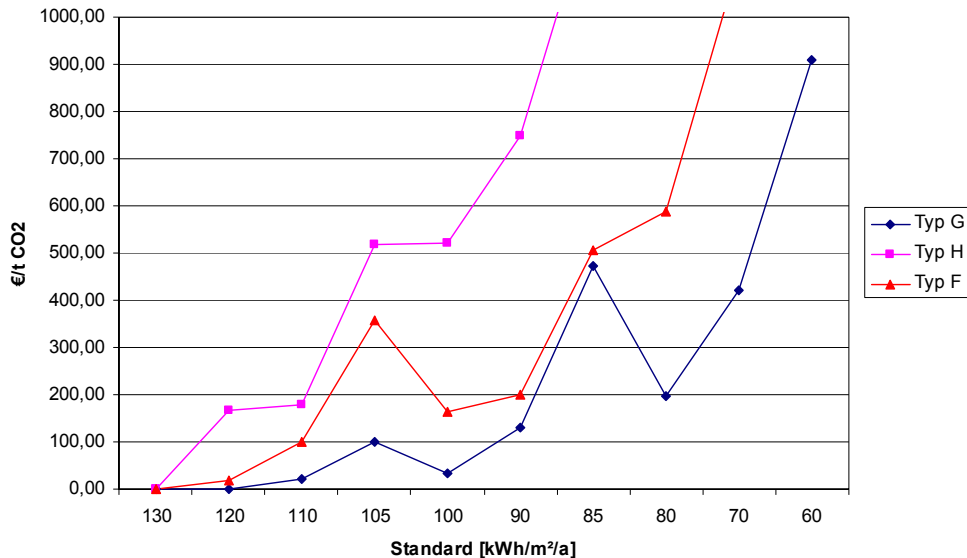
Quelle: /Ebel et al. 1992/, eigene Berechnungen

Die Daten des Gebäudetyps G wurde in den bisherigen Untersuchungen als Referenzgebäude im Gebäudemodell verwendet. Die wesentlichen Unterschiede der neu betrachteten Gebäudetypen zum bislang betrachteten Referenzgebäudes bestehen in den Flächen der Außendächer, der Außenwände sowie der Fensterflächen und Fensterorientierungen. Die Oberflächen-Volumen-Verhältnisse der Gebäudetypen G und F sind identisch, während das Verhältnis des Gebäudes vom Typ H hiervon abweicht. Wesentliche Unterschiede ergeben sich bei dem Verhältnis der Gebäudeaußenfläche zu der Grundfläche ( $A_N$ ). Hier hat der Gebäudetyp G einen weitaus geringeren Wert als die Gebäudetypen F und H.

Mit den geometrischen Daten für die Gebäudetypen werden unter Nutzung des berechenbaren Gebäudemodells die Grenzkosten der Emissionsvermeidung für die verschiedenen Gebäude-

typen ermittelt. Abbildung II-16 zeigt, daß die unterschiedliche Gebäudegeometrie einen wesentlichen Einfluß auf die Grenzkostenkurvenverläufe hat. Während die Grenzkostenkurven der Gebäudetypen F und G sich teilweise nur wenig unterscheiden, ergibt sich ein vergleichsweise großer Unterschied zum Grenzkostenverlauf bei dem Gebäudety H (vgl. Abbildung II-16).

**Abbildung II-16:** Grenzvermeidungskostenkurven verschiedener Gebäudetypen



Quelle: Eigene Berechnungen

Ein wesentlicher Faktor für die beobachteten Unterschiede der Grenzkosten ist, daß das Verhältnis der Außenfläche zur beheizten Gebäudefläche beim Gebäudety G weitaus kleiner ist als das der anderen betrachteten Gebäudetypen. Auch ist der Anteil der Fenster an der gesamten Außenfläche für den Typ G am kleinsten. Gerade die Gesamtfläche der Außenwände hat eine große Wirkung auf die auftretenden Transmissionsverluste. Je höher die Transmissionsverluste eines Gebäudes ausfallen, desto mehr muß in zusätzliche Wärmedämmmaßnahmen bzw. Energieeffizienzverbesserungen investiert werden, um vorgegebene Effizienzstandards einzuhalten.

Ein allgemeingültiger Standard auf den Energieverbrauch pro Quadratmeter ( $\text{kWh}/\text{m}^2$ ) schafft einen starken Anreiz für eine kompaktere Bauweise. Da aber nach den Gesetzen der Geometrie mit einer Vergrößerung eines Körpers die Außenfläche in einem geringeren Maß als das Volumen wächst, ergibt sich als Konsequenz eines allgemeingültigen Standards, daß seine Einhaltung zu weitaus höheren Vermeidungskosten für Einfamilienhäuser führen, als für Mehrfamilienhäuser. Diesem Gesichtspunkt wird in der EnEV dadurch Rechnung getragen, daß das Oberflächen-Volumen-Verhältnis als Geometriefaktor bei der Bestimmung der Grenzwerte berücksichtigt wird; die Grenzwerte werden als eine Funktion dieses Verhältnis-



ses bestimmt. Damit wird zugleich der Anreiz für eine kompakte Bauweise (bei gegebener Wohnfläche bzw. Volumen) abgemildert.

Die Emissionsvermeidungskosten der Standards nach Gebäudetypen sind in Tabelle II-22 zusammengestellt. Die Rechnungen wurden für einen Standard von 110 kWh/m<sup>2</sup>/a durchgeführt. Die ermittelten CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten für den Gebäudetyp G belaufen sich hier auf ca. 21 €/t CO<sub>2</sub>, für den Gebäudetyp F auf 99 €/t CO<sub>2</sub> und für den Gebäudetyp H auf 178 €/t CO<sub>2</sub>. Das Ergebnis zeigt, daß für Gebäude mit einer ungünstigen Gebäudegeometrie (hinsichtlich der Transmissionsverluste) bei der Anwendung eines uniformen Standards wesentlich höhere Grenzvermeidungskosten resultieren.

**Tabelle II-22:** Auswirkungen der Gebäudegeometrie auf die Erreichung von Energieeffizienzstandards

Gebäudetyp	Typ G	Typ F	Typ H
Optimaler Energieverbrauch ohne zusätzliche Auflagen [kWh/m <sup>2</sup> /a]	120	143	152
CO <sub>2</sub> -Grenzvermeidungskosten bei einem Standard von 110 kWh/m <sup>2</sup> /a [€/t]	21	99	178

Quelle: Eigene Berechnungen für Einfamilienhäuser

Bei der Vielzahl an Gebäudetypen im Wohnungsbestand und auch bei den Neubauten dürfte es bei der Ausgestaltung eines Standards wichtig sein, die Abhängigkeit der Kosten von der Gebäudegeometrie zu beachten. Beispielsweise könnte in der Berechnungsformel zur Ermittlung des Energiebedarfs eines Gebäudes die Gebäudegeometrie berücksichtigt werden, wie dies auch in der EnEV der Fall ist. In der weiteren Betrachtung wird nur ein Gebäudetyp (Typ G) berücksichtigt.

#### 6.5.1.2 Einfluß des Energieträgers

Das Ziel der Einsparung bzw. Reduzierung von Klimagasen kann im Gebäudesektor auch (zumindest teilweise) durch einen Wechsel der eingesetzten Energieträger hin zu weniger kohlenstoffintensiven Energieträgern wie Erdgas, Biogas oder Biomasse (in Form von Holz) erreicht werden. Daraus ergibt sich die Frage, wie in Gebäudestandards die Kostenwirkung verschiedener Energieträger berücksichtigt werden könnte. Um die Auswirkungen eines Standards bei Nutzung verschiedener Energieträger zu untersuchen, muß die Analyse differenziert nach Energieträgern durchgeführt werden. Daher werden spezifische Energiepreise und spezifische Emissionskoeffizienten verwendet (vgl. Tabelle II-23). Die Auswirkungen dieser Modifikationen werden zunächst in einem theoretischen Rahmen analysiert. Daran anschließend wird erneut das berechenbare Gebäudemodell zur Anwendung gebracht um die Kostenwir-

kungen eines verschärften Standards in Abhängigkeit des verwendeten Energieträgers zu untersuchen.

**Tabelle II-23:** Emissionsintensitäten und Preise der berücksichtigten Energieträger<sup>159</sup>

	g CO <sub>2</sub> /kWh	Anteile in Neubauten	Energiepreis in €/kWh
Gas	200,52	74 %	0,04
Leichtes Heizöl	265,50	19 %	0,03
Elektrizität	387,36	1 %	0,07
Durchschnitt (Aggregat)	220,41	-	0,03

Quelle: vgl. /Borsch, Wagner 1992, EC 1998/; /Statistisches Jahrbuch 2001/; eigene Berechnungen

Die Vorgabe eines Energieeffizienzstandards durch die Definition eines Höchstwerts für den Energieverbrauch pro Quadrat- oder Kubikmeter im Gebäude führt zu einem Maximierungsproblem der Haushalte in der bekannten Form:

$$(6-37) \quad \max_{g, x, E_{Ha}, s_I} V(g) + W(x)$$

so daß:

$$(6-38) \quad p_i \cdot [\eta_a^{-1} \cdot \eta_v^{-1} \cdot (24 \cdot z \cdot (\frac{1}{b \cdot s_I + k_0} + \dot{Q}_L) \cdot \frac{g - \bar{g}_a}{g_0 - \bar{g}_a} - f_\tau(Q_{Sa} + Q_{La}))] + A_{s_I} + x \leq y$$

In der Gleichung (6-38) muß der Term:

$$E_{Ha} = [\eta_a^{-1} \cdot \eta_v^{-1} \cdot (24 \cdot z \cdot (\frac{1}{b \cdot s_I + k_0} + \dot{Q}_L) \cdot \frac{g - \bar{g}_a}{g_0 - \bar{g}_a} - f_\tau(Q_{Sa} + Q_{La}))]$$

die Anforderungen des Energieeffizienzstandards erfüllen, d.h. den Energieverbrauchsgrenzwert ( $EP_{\max}$ ) nicht übersteigen. Durch den Energieeffizienzstandard ergibt sich demnach eine weitere Nebenbedingung der Form:

$$(6-39) \quad EP_{\max} \stackrel{!}{\geq} [\eta_a^{-1} \cdot \eta_v^{-1} \cdot (24 \cdot z \cdot (\frac{1}{b \cdot s_I + k_0} + \dot{Q}_L) \cdot \frac{g - \bar{g}_a}{g_0 - \bar{g}_a} - f_\tau(Q_{Sa} + Q_{La}))] = E_{Ha}$$

Die Entscheidungsvariablen des Haushaltes reduzieren sich demnach bei der Anwendung eines Energieeffizienzstandards auf die Wahl einer Kombination von Niveau der Wärmedäm-

<sup>159</sup> Die Emissionskoeffizienten der Energieträger sind geringer in der Wärmebereitstellung für Gebäude als in der Stromerzeugung, da die Umwandlung mit weniger Verlusten möglich ist. Zudem können elektrisch beheizte Gebäude über Nachtspeicheröfen auf den preisgünstigeren Nachtstromtarif aus der Grundlast zurückgreifen. Diese Grundlast wird in erster Linie aus der Kernkraft und Braunkohlekraftwerken gedeckt.

mung, Effizienz des Heizungssystems sowie der Raumtemperatur. Diese gewählte Kombination muß dann geeignet sein, den gesetzten Standard zu erfüllen. Eine erste Anwendung des Gebäudemodells bei einer schrittweisen Verschärfung eines Energieeffizienzstandards findet sich bereits in dem Unterkapitel 6.5.1. Die resultierenden Gesamtkosten der Anwendung eines Standards ergeben sich aus der Tabelle II-20; verwendet wurden der durchschnittliche Emissionskoeffizient sowie der durchschnittliche Energiepreis (vgl. Tabelle II-23). Die jährlichen Kapitalkosten der Investitionen steigen bei einer Verschärfung des Standards, während der Energieeinsatz und damit die Energiekosten des Haushaltes sich verringern. Mit dem verringerten Energieeinsatz steigt auch die Menge der vermiedenen CO<sub>2</sub>-Emissionen.<sup>160</sup> Die Grenzkosten der CO<sub>2</sub>-Vermeidung sowie die gesamt eingesparten CO<sub>2</sub>-Mengen ergeben sich aus der Anwendung des Gebäudemodells wie in Tabelle II-24 dargestellt.

**Tabelle II-24:** Ergebnisse des Optimierungsmodells (Gebäudetyp G)

<b>Energieeffizienzstandard [kWh/m<sup>2</sup>]</b>	<b>120</b>	<b>110</b>	<b>100</b>	<b>90</b>	<b>80</b>	<b>70</b>
Investitionskosten [€]	54501	55445	56629	58246	61119	64513
Energiekosten [€] <sup>1)</sup>	579	531	483	435	386	338
Energieverbrauch [kWh/m <sup>2</sup> ]	120	110	100	90	80	70
Gesamtkosten (Annuität) [€]	3755	3763	3783	3829	3948	4098
Grenzkosten der CO <sub>2</sub> -Vermeidung [€]	0	21	32	130	198	421
CO <sub>2</sub> -Gesamtemissionen [t] <sup>2)</sup>	4,26	3,90	3,55	3,19	2,84	2,48

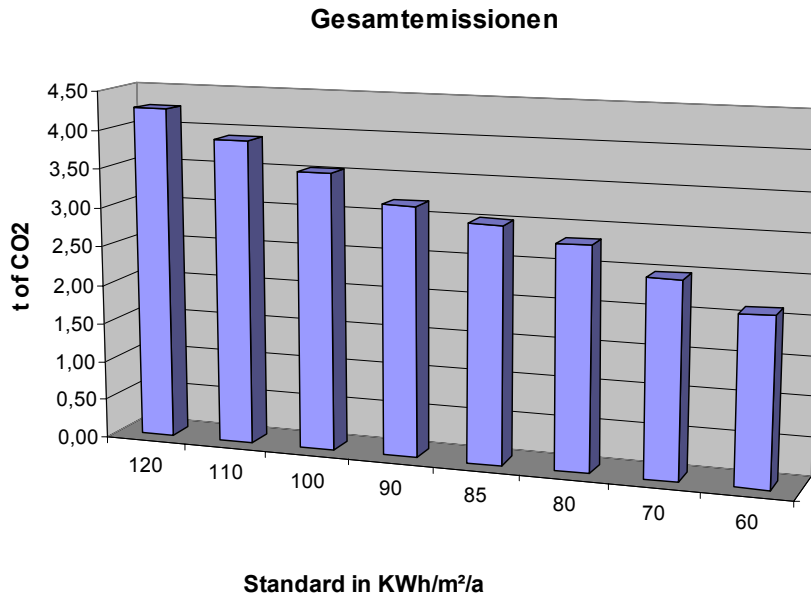
<sup>1)</sup> bei Verwendung eines durchschnittlichen Energiepreises

<sup>2)</sup> bei Verwendung des durchschnittlichen Emissionskoeffizienten

Quelle: Eigene Berechnungen

Die Verschärfung des Standards ergibt – bei Einhaltung des Standards durch den Haushalt – eine Verringerung des Energieverbrauches und somit auch eine Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen des Gebäudes. Aus der Abbildung II-17 geht hervor, daß die CO<sub>2</sub>-Einsparpotentiale in Gebäuden signifikant sind und durch eine Verschärfung eines Energieeffizienzstandards erschlossen werden können.

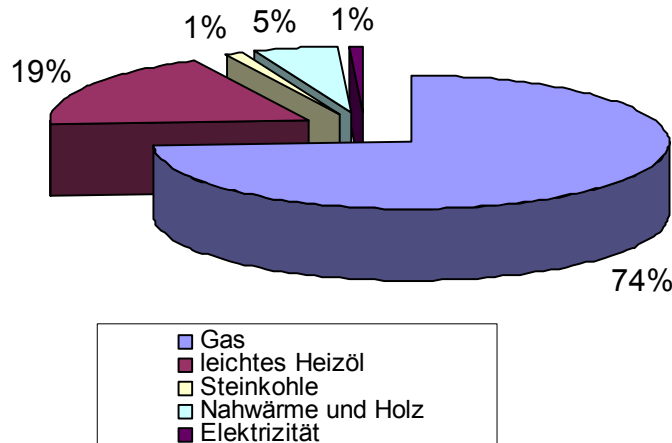
<sup>160</sup> Unter Verwendung eines durchschnittlichen Emissionskoeffizienten von 220,41 g CO<sub>2</sub>/kWh.

**Abbildung II-17:** Gesamtemissionen des Modell-Einfamilienhaus bei variierendem Standard

Quelle: Eigene Berechnungen

Die Ergebnisse zeigen die Kosten und die CO<sub>2</sub>-Einsparungen auf, die durch das Setzen eines Standards entstehen. Über die Effizienz eines Standards kann man aus diesen Ergebnissen jedoch keine Aussage machen; vielmehr ist hierfür notwendig, daß die Grenzkosten der Emissionsvermeidung im Gebäudesektor mit den Grenzkosten der Vermeidung in anderen Sektoren der Wirtschaft übereinstimmen (vgl. /Feess 1995/).

Bisher wurde davon ausgegangen, daß die in dem Modellgebäude genutzte Energie aus einem Energiemix mit einem durchschnittlichen Energiepreis bereitgestellt wurde. Tatsächlich aber kommen im Gebäudesektor eine Vielzahl unterschiedlicher Energieträger zum Einsatz (vgl. Abbildung II-18), die sich nicht nur in den Emissionsintensitäten sondern auch in den Preisen unterscheiden. Während der Preis für Gas eng mit dem Preis für leichtes Heizöl korreliert ist, sind die Preise für Holz, Kohle, Nahwärme und andere Energieträger weniger voneinander und von Gas und Heizöl abhängig. Zu untersuchen ist, inwiefern sich die Vielzahl an verfügbaren Energieträgern auf die Wirksamkeit eines Energieeffizienzstandards auswirkt. Wenn sich ein solcher Einfluß bestätigen läßt so ist zu klären, wie dies bei der Formulierung des Standards berücksichtigt werden kann.

**Abbildung II-18:** Anteile verschiedener Energieträger in Neubauten (Wohngebäude)

Quelle: Daten für Deutschland in 2000; Statistisches Bundesamt (2001)

Für die Berücksichtigung von differierenden Energiepreisen ist die Gleichung (6-21)' zu modifizieren:

$$(6-40) \quad C_{Ha} = p_i \cdot E_{Ha} = p_i \cdot [\eta_a^{-1} \cdot \eta_v^{-1} \cdot (24 \cdot z \cdot (\frac{1}{b \cdot s_I + k_0} + \dot{Q}_L) \cdot \frac{\vartheta - \bar{\vartheta}_a}{\vartheta_0 - \bar{\vartheta}_a} - f_\tau(Q_{Sa} + Q_{La}))]$$

Dabei bezeichnet  $p_i$  den Preis eines Energieträgers  $i$ . Das Optimierungskalkül eines Haushaltes ändert sich dann zu:

$$(6-12) \quad \max_{\vartheta, x, E_{Ha}, s_I} V(\vartheta) + W(x)$$

so daß

$$(6-41) \quad p_i \cdot [\eta_a^{-1} \cdot \eta_v^{-1} \cdot (24 \cdot z \cdot (\frac{1}{b \cdot s_I + k_0} + \dot{Q}_L) \cdot \frac{\vartheta - \bar{\vartheta}_a}{\vartheta_0 - \bar{\vartheta}_a} - f_\tau(Q_{Sa} + Q_{La}))] + A_{s_I} + x \leq y$$

Die Gleichung (6-41) indiziert bereits, daß für unterschiedliche Energieträger die Wahl für das optimale Niveau der Wärmedämmung wesentlich von den Preisen der jeweilig verwendeten Energieträgern abhängig ist. Die Optimalitätsbedingung verändert sich zu:

$$(6-42) \quad p_i \cdot [\eta_a^{-1} \cdot \eta_v^{-1} \cdot (24 \cdot z \cdot \frac{c}{(b \cdot s_I + k_0)^2}) \cdot \frac{\vartheta - \bar{\vartheta}_a}{\vartheta_0 - \bar{\vartheta}_a}] = \frac{\partial A_{s_I}}{\partial s_I}$$

Die Grenzkosten der Wärmedämmung  $\frac{\partial A_{s_I}}{\partial s_I}$  müssen den zusätzlich möglichen Ersparnissen bei der Heizenergie entsprechen. Ein höherer Energiepreis wird daher automatisch auch mit einer entsprechend besseren (und damit kostspieligeren) Wärmedämmung einhergehen und

somit einen geringeren Energieverbrauch zur Folge haben, als dies für einen Haushalt der Fall ist, welcher einen relativ günstigeren Energieträger einsetzt.<sup>161</sup>

Da das optimale Niveau der Wärmedämmung für jeden Haushalt somit auch von dem eingesetzten Energieträger abhängig ist, erscheint die Berücksichtigung der Art des eingesetzten Energieträgers bei einem Energieeffizienzstandard notwendig. Das entwickelte Optimierungsmodell wird daher auf verschiedene Energieträger und -preise angewendet, um quantitative Aussagen treffen zu können. Dabei werden drei Energieträger ausgewählt. Diese sind leichtes Heizöl, Gas und Elektrizität.<sup>162</sup> Zusätzlich zu den drei spezifischen Energieträgern wird auch weiterhin das Energieträgeraggregat betrachtet mit einem durchschnittlichen Energiepreis und einem durchschnittlichen Emissionskoeffizienten. Die Energieträger Gas und leichtes Heizöl unterscheiden sich nur wenig in ihren Preisen während der Emissionskoeffizient von Heizöl ca. 30% höher ist. Hingegen zeichnet sich Elektrizität sowohl durch einen relativ höheren Preis als auch einen höheren Emissionskoeffizienten aus (basierend auf dem Bundesdeutschen Energiemix der Elektrizitätsbereitstellung). Mit Hilfe des berechenbaren Gebäudemodells werden die Kosten für das jeweilig nutzenmaximale Niveau der Wärmedämmung in den mit verschiedenen Energieträgern beheizten Gebäuden ermittelt. Dies geschieht zunächst für den Fall, daß keine Beschränkungen auf dem Energieverbrauch liegen. Daran anschließend werden die Auswirkungen der Einführung eines Energieeffizienzstandards auf die Kosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen für unterschiedlich geheizten Gebäude untersucht.

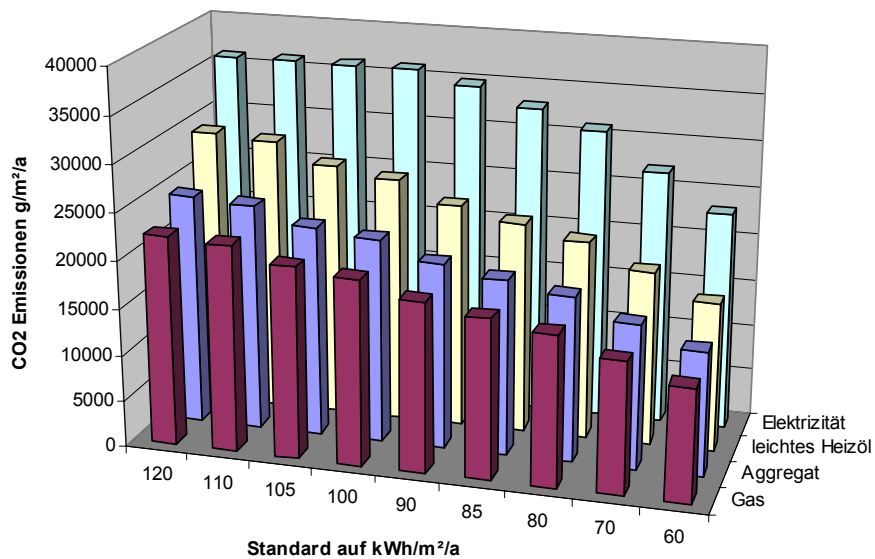
Bei gleich hohem Grenzwert zeigt sich, daß erwartungsgemäß die Emissionseinsparungen sowie die entsprechenden Kosten aufgrund der unterschiedlichen Emissionskoeffizienten und Energiepreise streuen (vgl. Tabelle II-23). Betrachtet man die Modellergebnisse für die Emissionen pro Quadratmeter nach Energieträgern, so zeigt sich, daß der Standard eine signifikante Wirkung auf die energieträgerspezifischen Emissionen eines Gebäudes ausübt (vgl. Abbildung II-19).

---

<sup>161</sup> Unter der Voraussetzung, daß die Haushaltseinkommen gleich sind.

<sup>162</sup> Bei Elektrizität wird nur die elektrische Direktheizung betrachtet, nicht der Einsatz elektrischer Wärmepumpen (vgl. z.B. /Leven et al. 2001/).

**Abbildung II-19:** Energieträgerspezifische Emissionen pro Quadratmeter bei Anwendung eines Standards



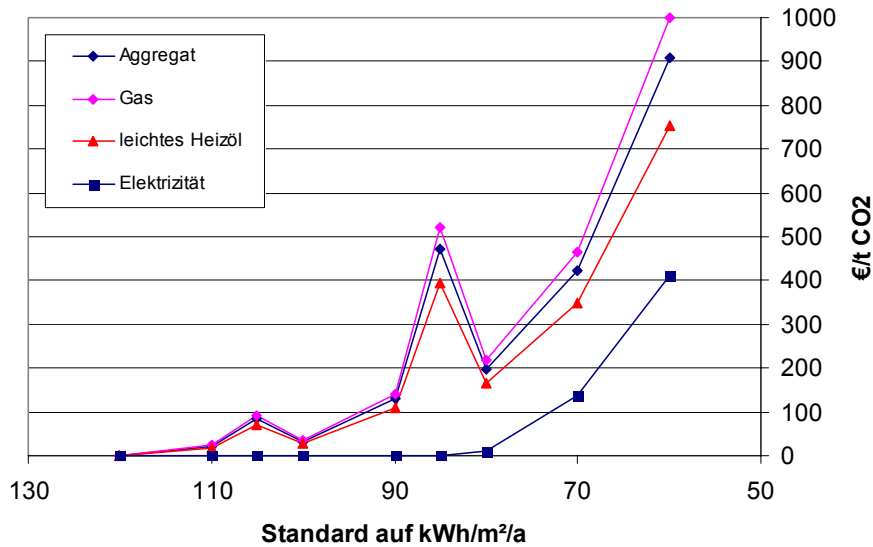
Quelle: Eigene Berechnungen

Die Emissionen pro Quadratmeter zeigen sich in ihrer absoluten Höhe recht unterschiedlich für die Energieträger. Mit Verschärfung des Energieeffizienzstandards gehen die Emissionen bei leichtem Heizöl, Gas und dem Durchschnitt aller Energieträger weitgehend proportional zurück. Lediglich für ein elektrisch geheiztes Gebäude ergibt sich erst ab einem Energieeffizienzstandard von 90 kWh/m²/a eine Reduktion der Emissionen. Dies liegt darin begründet, daß aufgrund des vergleichsweise hohen Energiepreises das nutzenmaximale Niveau der Wärmedämmung bereits bei Abwesenheit eines Standards recht hoch (und damit der Energieverbrauch relativ gering) ist.

Betrachtet man die sich aus dem Modell ergebenden Grenzkostenverläufe der CO<sub>2</sub>-Vermeidung für die jeweiligen Energieträger (vgl. Abbildung II-20), so erkennt man, daß die Kurvenverläufe für die Energieträger Gas, leichtes Heizöl und den Durchschnitt recht ähnlich verlaufen. Dagegen ergibt sich für den Energieträger Elektrizität ein deutlich abweichender Verlauf der Grenzkosten. Die Ähnlichkeit der Grenzkostenverläufe der drei Energieträger (Gas, Durchschnitt und leichtes Heizöl) resultiert aus den beinahe identischen Preisen der Brennstoffbereitstellung. Dagegen ist der Preis für Elektrizität vergleichsweise recht hoch und der für den Haushalt nutzenmaximale (optimale) Energieverbrauch pro Quadratmeter eines elektrisch beheizten Gebäudes ist mit 93 kWh/m²/a bereits ohne eine bestehende Auflage geringer als der durch andere Energieträger versorgten Gebäude. Demnach bewirkt auch eine Verschärfung der Auflage von 120 bis 95 kWh/m²/a keine Kosteneffekte für elektrisch beheizte Gebäude. Auch zeigt die Grenzkostenkurve für elektrisch beheizte Gebäude keinen signifikanten Knick wie bei den anderen Grenzkostenkurven, da eine mechanische Lüftung

bereits ohne eine bestehende Auflage kosteneffizient ist und somit von dem Haushalt aus individuellen Nutzenaspekten gewählt wird.

**Abbildung II-20:** Energieträgerspezifische Grenzkostenkurven bei Anwendung einer Auflage



Quelle: Eigene Berechnungen

Der Verlauf der Grenzkostenkurven zeigt, daß eine staatliche Begrenzung des Energieverbrauches in Neubauten nur dann mit (beinahe) gleichen Grenzkosten der Vermeidung für verschieden beheizte Gebäude verbunden sind, wenn die eingesetzten Energieträger ähnliche Preise und Emissionskoeffizienten aufweisen. Auch die eingesparten Emissionsmengen sind nur dann in vergleichbarer Größenordnung erreichbar, wenn die Emissionskoeffizienten der eingesetzten Energieträger nur geringe Variationen aufweisen. Aus der Abbildung II-20 geht jedoch hervor, daß die Grenzkostenkurven des Gebäudes abhängig von dem verwendeten Energieträger auch wesentliche Unterschiede aufweisen können. Wird nun durch eine gesetzliche Norm der Energiebedarf pro Quadratmeter und Jahr auf eine maximal erlaubte Menge reglementiert, so ergeben sich – je nach verwendetem Energieträger in den Gebäuden – unterschiedliche Grenzkosten für die Eigentümer. Damit aber wird eine der grundlegenden Forderungen an eine effiziente staatliche Regelung nicht erfüllt. Beachtet die Rechtsvorschrift den Umstand der divergierenden Grenzkosten, so muß die zu erfüllende Auflage auch in Abhängigkeit des verwendeten Energieträgers formuliert sein.



### 6.5.2 Höchstwerte für CO<sub>2</sub>-Emissionen

Das eigentliche Ziel einer gesetzlichen Regulierung im Gebäudesektor ist die CO<sub>2</sub>-Einsparung. Daher liegt es nahe zu untersuchen, wie sich eine gesetzliche Auflage auf die Kosten eines Gebäudes auswirkt, welche nicht den Energieverbrauch reglementiert, sondern vielmehr die CO<sub>2</sub>-Emissionen des Gebäudes begrenzt. Im folgenden wird eine solche Auflage zunächst formal dargestellt und danach werden wiederum mit Hilfe des berechenbaren Gebäudemodells die Kostenwirkungen aufgezeigt. Dabei werden wiederum verschiedene Energieträger berücksichtigt.

Für jeden Haushalt ergibt sich der Energieverbrauch aus der bereits bekannten Gleichung:

$$(6-43) \quad E_{Ha} = [\eta_a^{-1} \cdot \eta_v^{-1} \cdot (24 \cdot z \cdot (\frac{1}{b \cdot s_I + k_0} + \dot{Q}_L) \cdot \frac{g - \bar{g}_a}{g_0 - \bar{g}_a} - f_\tau(Q_{Sa} + Q_{La}))]$$

Bei einem durch die obige Gleichung berechenbaren Gebäudeenergieverbrauch ist zu klären, durch welchen Energieträger der Verbrauch gedeckt wird. Wie bereits erwähnt zeichnen sich die unterschiedlichen Energieträger durch teilweise signifikant unterschiedliche Emissionskoeffizienten (CO<sub>2</sub> und andere Verbrennungsgase) aus. Um die mit dem Energieverbrauch  $E_{Ha}$  verbundenen Gesamtemissionen  $M_{E_{Ha}}$  bei der Verwendung eines bestimmten Energieträgers  $i$  formal auszudrücken, wird ein Emissionsfaktor  $\varepsilon_i$  eingeführt:

$$(6-44) \quad M_{E_{Ha}} = \varepsilon_i \cdot E_{Ha}$$

Eine Auflage auf die gesamt zulässigen Emissionen eines bestimmten Schadstoffes (CO<sub>2</sub>) durch den Energieverbrauch kann entweder wie oben beschrieben speziell den Energieträger berücksichtigen, oder aber direkt eine Obergrenze für die erlaubten Gesamtemissionen des Schadstoffes einführen. Der zweite Ansatz setzt statt einer Restriktion auf den Energieverbrauch eine Emissionsobergrenze, die im Optimierungskalkül des Haushalts zu berücksichtigen ist:

$$(6-45) \quad E_{Ha} = [\eta_a^{-1} \cdot \eta_v^{-1} \cdot (24 \cdot z \cdot (\frac{1}{b \cdot s_I + k_0} + \dot{Q}_L) \cdot \frac{g - \bar{g}_a}{g_0 - \bar{g}_a} - f_\tau(Q_{Sa} + Q_{La}))]$$

$$(6-46) \quad M_{E_{Ha}} = \varepsilon_i \cdot E_{Ha} \leq \bar{M}_{E_{Ha}} = \varepsilon_i \cdot \bar{E}_{Ha}$$

$$M_{E_{Ha}} = \varepsilon_i \cdot [\eta_a^{-1} \cdot \eta_v^{-1} \cdot (24 \cdot z \cdot (\frac{1}{b \cdot s_I + k_0} + \dot{Q}_L) \cdot \frac{v - \bar{v}_a}{v_0 - \bar{v}_a} - f_\tau(Q_{Sa} + Q_{La}))]$$

Der höchst zulässige Energieverbrauch ergibt sich dann für ein mit dem Energieträger  $i$  versorgten Gebäude als:

$$(6-47) \quad EP_{\max, E_{Ha}, \varepsilon_i} = \bar{E}_{Ha}$$

Somit wird durch die Vorgabe einer energieträgerspezifischen Energieverbrauchsobergrenze implizit auch eine Beschränkung bezüglich der Gesamtemissionen gesetzt. Entsprechend ist es möglich, daß der zu erfüllende Standard auf den Energieverbrauch für Haushalte, die einen relativ emissionsarmen Energieträger nutzen, geringer ausfallen kann. Betrachtet man das gesamtwirtschaftlich optimale Niveau der Wärmedämmung, so erkennt man, daß mit emissionsintensiven Energieträgern versorgte Gebäude durch Energieeinsparungen einen relativ hohen Beitrag zur gesamtwirtschaftlichen Nutzenmehrung bei geringeren Kosten leisten können als andere Gebäude. Eine kosteneffiziente Emissionsminderung erfordert demnach, daß bei der Setzung eines Energieeffizienzstandards für ein mit einem bestimmten Energieträger versorgtem Gebäude sowohl der Emissionskoeffizient als auch der Preis des jeweilig verwendeten Energieträgers beachtet wird.

Eine rechtliche Regelung auf die Gesamtemissionen eines Gebäudes hätte – nach den bisherigen Erfahrungen – unterschiedliche Kosten für Bauten zur Folge, je nachdem, welche Energieträger eingesetzt werden. Die eingesparten Emissionsmengen der jeweiligen Gebäude wären nicht gleich. Ein Standard auf die Gesamtemissionen eines Gebäudes führt zu einem veränderten Nutzenkalkül der Haushalte:

$$(6-12) \quad \max_{\mathcal{G}, x, \bar{E}_{Ha}, S_I} V(\mathcal{G}) + W(x)$$

so daß

$$(6-48) \quad p_i \cdot [\eta_a^{-1} \cdot \eta_v^{-1} \cdot (24 \cdot z \cdot (\frac{1}{c \cdot S_I + k_0} + \dot{Q}_L) \cdot \frac{\mathcal{G} - \bar{\mathcal{G}}_a}{\mathcal{G}_0 - \bar{\mathcal{G}}_a} - f_\tau(Q_{Sa} + Q_{La}))] + A_{S_I} + x \leq y$$

sowie

$$(6-49) \quad E_{H_{ai}} \leq \bar{E}_{H_a} \Leftrightarrow M_{E_{Ha}} \leq \bar{M}_{E_{Ha}}$$

Jeder Haushalt ist nur insoweit frei in seinen Entscheidungen bezüglich der Wärmedämmung bzw. Energieeffizienz seines Hauses, wie die gesamt zulässigen Gesamtemissionen nicht überschritten werden. Bei der individuellen Nutzenmaximierung ist neben der Berücksichtigung der Budgetrestriktion auch die Emissionsobergrenze für das Gebäude durch den Haushalt einzuhalten. Durch die unterschiedlichen Emissionsintensitäten der Energieträger wird das Niveau der Energieeffizienz erwartungsgemäß höher ausfallen müssen für Gebäude, die mit emissionsintensiven Brennstoffen versorgt werden.

Die Gesamtkosten, resultierend aus dem durch die Auflage realisierten Energieverbrauchskosten und Kosten der Energieeffizienzmaßnahmen ( $S_{I, \varepsilon_i}^{EP \max}$ ), ergeben sich dann als:

$$(6-50) \quad C_{H_a}^{EP \max} = p_i \cdot [\eta_a^{-1} \cdot \eta_v^{-1} \cdot (24 \cdot z \cdot (\frac{1}{b \cdot S_{I, \varepsilon_i}^{EP \max} + k_0} + \dot{Q}_L) \cdot \frac{v - \bar{v}_a}{v_0 - \bar{v}_a} - f_\tau(Q_{Sa} + Q_{La}))] + A_{S_{I, \varepsilon_i}^{EP \max}}$$

mit:

$$(6-51) \quad A_{S_I} = a \cdot \kappa_I \cdot N \cdot s_{I,\varepsilon_i}^{EP_{\max}} + \kappa_{I0} \cdot \delta_I$$

für:

$$M_{E_{Ha}, S_{I,\varepsilon_i}} \leq \bar{M}_{E_{Ha}}$$

Die Gleichung ( 6-50 ) weist sowohl die Heizenergiekosten, als auch die Investitionskosten in Energieeffizienzmaßnahmen aus, die für den Haushalt aus der Auflage auf die gesamt zulässigen Emissionen des jeweiligen Gebäudes erwachsen. Für unterschiedliche Energieträger ergeben sich aus einer Obergrenze für Emissionen verschiedene Niveaus der Wärmedämmung und somit auch der Annuität  $A_{S_I}$  der für Energieeffizienzmaßnahmen getätigten Investitionen. Mit steigender Annuität der Investitionskosten verringern sich die Ausgaben für Heizenergie aufgrund der verbesserten Energieeffizienz des Gebäudes. Aus der individuellen Nutzenmaximierung ergibt sich das optimale Niveau der Wärmedämmung für den Fall, in dem die Grenzkosten der Energieeffizienzverbesserung den Grenzersparnissen bei den Heizkosten entsprechen. Bei dem gesamtwirtschaftlichen Nutzenoptimum werden auch die externen Kosten berücksichtigt und das optimale Niveau der Energieeffizienz der Gebäude fällt entsprechend höher aus.

Diese theoretischen Ergebnisse gelten für Grenzwerte für den Energieverbrauch eines Gebäudes und für Grenzwerte für die CO<sub>2</sub>-Emissionen gleichermaßen. Bei Abwesenheit solcher rechtlichen Regelung ergeben sich bei nutzenmaximierendem Verhalten der Haushalte identische Niveaus der Energieeffizienz der Gebäude, unabhängig von dem verwendeten Energieträger, soweit deren Preise nicht divergieren.<sup>163</sup> Für Haushalte, die sich für einen Energieträger mit einer relativ geringen Emissionsintensität entschieden haben ergeben sich nach der Einführung einer rechtlichen Regelung bezüglich der CO<sub>2</sub>-Emissionsmengen auch geringere Grenzkosten der Vermeidung im Vergleich zu Haushalten, die ihren Energieverbrauch mit Energieträgern decken, welche einen hohen Emissionskoeffizienten aufweisen. Demnach werden auch die Niveaus der Energieeffizienz für Gebäude, in denen verschiedene Energieträger eingesetzt werden, differieren, wenn der Standard unterschiedliche Grenzwerte für die maximal zulässigen Gesamtemissionen vorsieht. Emissionsstandards würden zu höheren Belastungen bei Haushalten mit kohlenstoffreichen Energieträgern führen. Damit wird ein recht hoher Anreiz zu einem Energieträgerwechsel gegeben. Dieser Wechsel kann durch Verfügbarkeiten (z.B. Anschluß an das Erdgasnetz) begrenzt werden.

Da sich die Emissionskoeffizienten der Energieträger um bis zu 180g CO<sub>2</sub>/kWh unterscheiden (vgl. Abbildung II-23), sowie auch wesentliche Abweichungen in den Preisen zu verzeichnen

---

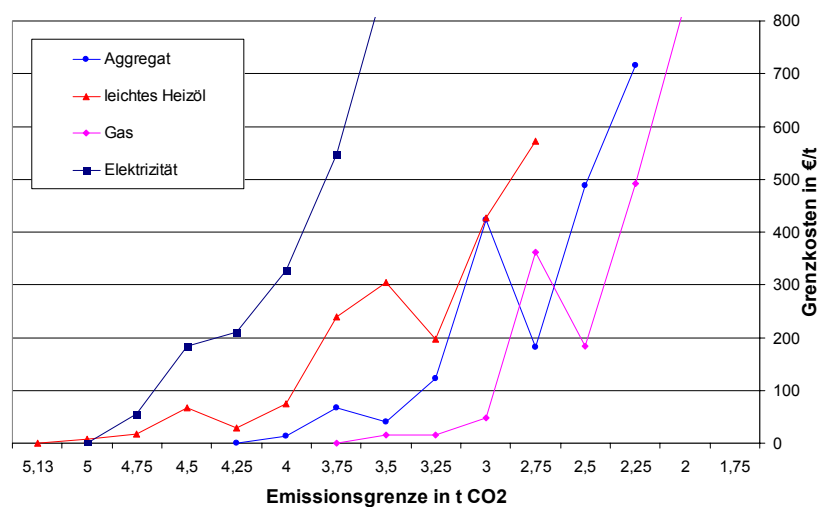
<sup>163</sup>Betrachtet man den Fall differierender Energiepreise, so ergibt sich aus der individuellen Nutzenmaximierung eine relativ geringere Energieeffizienz für Haushalte, die billigere Energieträger verwenden.

sind, ergeben sich aus der Formulierung eines Standards in Form einer Obergrenze des Energieverbrauchs pro Quadratmeter relativ hohe Differenzen in den Emissionen (vgl. Abbildung II-19).

Um die energieträgerspezifischen Kosten einer Höchstgrenze für die Gesamtemissionen eines Gebäudes zu quantifizieren werden in dem berechenbaren Gebäudemodell die Energieträger mit ihren spezifischen Preisen und Emissionsintensitäten eingeführt. Als Startpunkt für die Simulationsläufe des Modells werden die kosteneffizienten Niveaus der Energieeffizienz für einen maximal erlaubten Energieverbrauch von 120 kWh/m<sup>2</sup>/a gewählt. Ausgehend von den mit diesem Energieverbrauch verbundenen Gesamtemissionen der Gebäude, wird das durch den Standard vorgegebene Niveau der erlaubten Gesamtemissionen schrittweise um jeweils 0,25t CO<sub>2</sub> pro Jahr vermindert. Da die mit der jeweilig kostenoptimalen Energieeffizienz eines Gebäudes verbundenen Ausgangsemissionen je nach Energieträger differieren, wird ein für alle Gebäude gleicher Standard anfänglich unter Umständen nicht alle Gebäude betreffen. Für ein Gebäude, welches durch einen Energieträger mit relativ geringem Emissionskoeffizienten versorgt wird, wie z.B. Erdgas, zeigt ein allgemeiner Standard für alle Gebäude zunächst keine Kostenwirkungen, da die Anfangsemissionen bereits recht gering sind.

Für einen CO<sub>2</sub>-Emissions-Standard ergibt sich ein anderes Bild der Grenzvermeidungskosten als bei einem Energieverbrauchsstandards. Auch in diesem Fall ergeben sich unterschiedliche Kurvenverläufe für die durch einen Standard auf die Gesamtemissionen induzierten energieträgerspezifischen Grenzvermeidungskosten (vgl. Abbildung II-21).

**Abbildung II-21:** Energieträgerspezifische Grenzvermeidungskosten aufgrund eines CO<sub>2</sub>-Standards



Quelle: Eigene Berechnungen

Aufgrund des, im Vergleich zu Gas oder dem Durchschnitt, höheren Emissionskoeffizienten der Energieträger Heizöl und Elektrizität ergeben sich durch eine uniforme Anwendung eines Standards auf alle Gebäude bereits hohe Unterschiede in den Kosten bei noch relativ schwachen Anforderungen an die CO<sub>2</sub>-Gesamtemissionen. Auffallend ist dabei der steile Anstieg der Grenzkostenkurve des Energieträgers Elektrizität bei einer Verschärfung des Standards. Dies ist zurückzuführen auf den hohen Emissionskoeffizienten des Energieträgers in Verbindung mit der Tatsache, daß der Energieverbrauch des elektrisch beheizten Gebäudes bereits ohne einen bestehenden Standard relativ niedrig ist. Die Kosten für eine zusätzliche Emissionsvermeidung wird für elektrisch beheizte Gebäude prohibitiv hoch für – im Vergleich mit anderen Energieträgern – relativ geringe Anforderungen aus dem Emissionsstandard.

Auch hier deuten die stark unterschiedlichen Verläufe der Grenzvermeidungskostenkurven darauf hin, daß ein undifferenzierter Standard auf alle Gebäude, ohne Berücksichtigung der verwendeten Energieträger, nicht zu einer gesamtwirtschaftlich kostenminimalen Emissionsvermeidung führen wird. Eine solche effiziente Vermeidungsstrategie erfordert eine Gleichheit der Grenzvermeidungskosten nicht nur in dem betrachteten Gebäudesektor, sondern darüber hinaus über alle Sektoren der Wirtschaft hinweg. Um diese Gleichheit der Grenzvermeidungskosten zunächst für den Gebäudesektor zu gewährleisten, wird sich das nächste Kapitel mit der Frage beschäftigen, wie sich die Einführung einer Emissionssteuer auf CO<sub>2</sub> im Gebäudemarkt auswirkt, bzw. ob entsprechende Standards definiert werden können.

### 6.5.3 Einführung einer Emissionssteuer

Untersucht wird im folgenden eine Einführung eines Einheitspreises oder einer Steuer für bzw. auf Emissionen. Die Bemessungsgrundlage für die Steuer bildet die emittierte Menge CO<sub>2</sub>. Anstatt nun eine Obergrenze für die gesamt erlaubte Menge des Schadstoffes zu definieren, wie im vorigen Abschnitt behandelt, wählt der Haushalt das Niveau des Energieverbrauchs und somit der Emissionsmenge durch die Minimierung der Gesamtkosten unter Einbeziehung der Emissionssteuer.<sup>164</sup> Die Kostenfunktion des Haushaltes beinhaltet dann einen weiteren Term, der die Kosten einer Steuer auf CO<sub>2</sub>-Emissionen beinhaltet. Die Budgetrestriktion des Haushaltes ändert sich zu:

$$(6-52) \quad p_i \cdot [\eta_a^{-1} \cdot \eta_v^{-1} \cdot (24 \cdot z \cdot (\frac{1}{b \cdot s_I + k_0} + \dot{Q}_L)) \cdot \frac{g - \bar{g}_a}{g_0 - \bar{g}_a} - f_\tau(Q_{sa} + Q_{la})] + A_{S_I} + EC + x \leq y$$

mit

$$(6-53) \quad EC = M_{E_{Ha}}^i \cdot t_M$$

<sup>164</sup> Alternativ könnte der Gesetzgeber – bei vollständiger Informiertheit – die Standards so setzen, daß sich für alle Haushalte gleiche Grenzvermeidungskosten ergeben.

In der obigen Gleichung bezeichnet  $EC$  die Gesamtkosten der Emissionen. Der Faktor  $M_{E_{Ha}}^i$  steht für die Emissionen bei einem gegebenen Energieverbrauch von  $E_{Ha}$  unter Nutzung des Energieträgers  $i$ . Der Multiplikator  $t_M$  steht entsprechend für die Emissionssteuer.

Die Emissionssteuer wirkt für den Haushalt als Anreiz, seine Emissionen genau solange zu verringern, wie die Grenzkosten der Emissionsvermeidung unter der zu entrichtenden Emissionssteuer liegt. Entsprechend wird der Haushalt eher die Emissionssteuer entrichten, solange die Grenzkosten der Emissionsvermeidung höher als die eingeführte Emissionssteuer liegen. Bei der Betrachtung der Abbildung II-21 zeigt sich, daß die Grenzvermeidungskosten abhängig von dem eingesetzten Energieträger variieren. Während die Grenzvermeidungskostenkurve des Energieträgers Elektrizität bereits bei kleinen Mengen der Emissionsvermeidung stark ansteigt, weisen die Grenzkostenkurven der anderen betrachteten Energieträgern (leichtes Heizöl, Gas und einem Durchschnitt) anfänglich einen relativ moderaten Anstieg auf. Dies deutet darauf hin, daß die absoluten CO<sub>2</sub>-Einsparungen bei elektrisch versorgten (beheizten) Gebäuden bei einer generellen Emissionssteuer geringer ausfallen werden, als bei z.B. durch Gas oder leichtes Heizöl versorgte Gebäude. Dennoch ergibt sich ein Anreiz zum Umstieg auf CO<sub>2</sub>-ärmere Energieträger, da so die Kostenbelastung durch die CO<sub>2</sub>-Steuer reduziert werden kann.

Für die Anwendung des Gebäudemodells wird entsprechend ein Preis je emittierter Tonne CO<sub>2</sub> eingeführt. Die Emissionen für ein Gebäude werden wieder entsprechend dem Emissionskoeffizienten des verwendeten Energieträgers sowie des Energieverbrauches pro m<sup>2</sup> berechnet. Die resultierenden Emissionen werden mit der gegebenen Emissionssteuer gewichtet und gehen in das Kostenminimierungsproblem des Haushaltes ein. Für eine Emissionssteuer von 50 €/tCO<sub>2</sub> ergibt sich das in der Tabelle II-25 angegebene Bild:

**Tabelle II-25:** Auswirkungen einer Emissionssteuer

	Gas	Leichtes Heizöl	Elektrizität
Energiepreis [€/kWh]	0,04	0,03	0,07
Emissionskosten [€/t CO <sub>2</sub> ]	50	50	50
Ges. Investitionskosten [€]	57339	56772	61649
Energiekosten [€]	609	477	873
Emissionskosten [€]	168	211	242
Energieverbrauch [kWh/m <sup>2</sup> /a]	95	98,7	78
Annuität [€]	4118	3996	4708

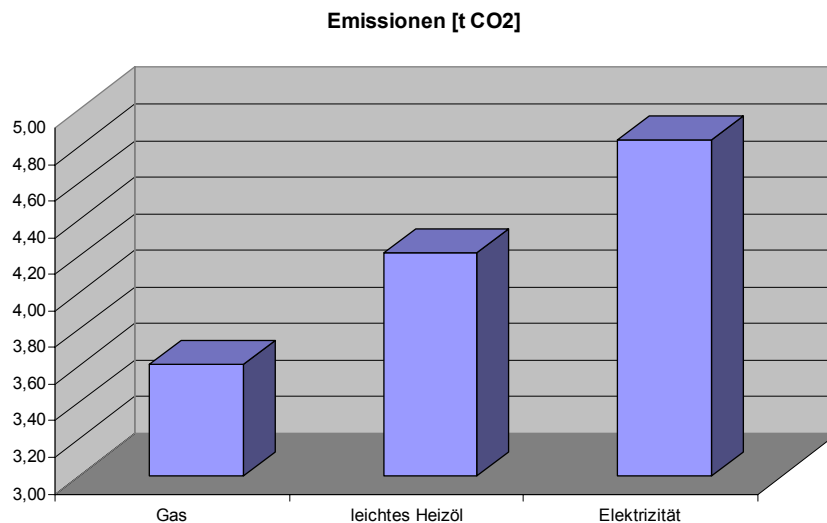
Quelle: Eigene Berechnungen

Die Tabelle zeigt, daß der Energieverbrauch in Gebäuden, die mit relativ emissionsintensiven Energieträgern (Elektrizität) versorgt werden, bereits sehr niedrig ist aufgrund des hohen E-

nergiepreises. Die Emissionskosten sind trotz des vergleichsweise geringeren Energieverbrauchs sehr hoch; dies ist ebenfalls auf den hohen Emissionskoeffizienten des Energieträgers Elektrizität zurück zu führen. Für die anderen Energieträger ergeben sich nur wenig voneinander abweichende Ergebnisse bezüglich der Kostenwirkung einer Emissionsbepreisung. Dies ist darauf zurückzuführen, daß diese Energieträger (Gas, leichtes Heizöl und der Durchschnitt aller verwendeten Energieträger) sich nur geringfügig in ihren Preisen und Emissionskoeffizienten unterscheiden.

Die Gesamtemissionen der mit den unterschiedlichen Energieträgern versorgten Gebäude ergeben sind nochmals in Abbildung II-22 dargestellt. Die Emissionen des elektrisch beheizten Gebäudes erweisen sich als vergleichsweise hoch im Vergleich zu dem mit Gas oder einem rechnerischen Durchschnitt aller Energieträger versorgten Modellgebäude. Die Emissionen eines mit leichtem Heizöl beheizten Gebäudes sind ebenfalls relativ hoch, was zum einen an dem relativ hohen Verbrauch trotz der Steuer von 50 € pro Tonne CO<sub>2</sub> und dem Emissionskoeffizienten liegt.

**Abbildung II-22:** Energieträgerspezifische CO<sub>2</sub>-Emissionen



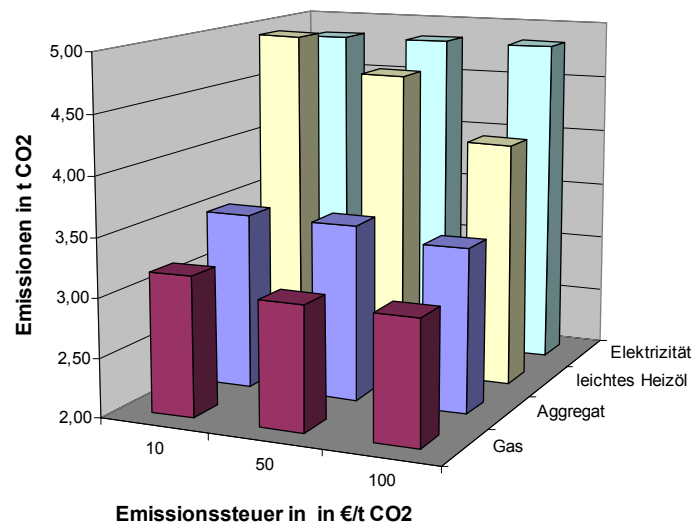
Quelle: Eigene Berechnungen

Die durch die Einführung einer Emissionssteuer von 50 € pro Tonne CO<sub>2</sub> induzierten zusätzlichen Kosten bestehen zum einen aus der zu entrichtenden Steuer für die entstandenen Emissionen und zum anderen aus den zusätzlichen Investitionen in die Energieeffizienz des Gebäudes. Demgegenüber stehen Einsparungen bei den Energiekosten durch die aus den Zusatzinvestitionen resultierenden Minderungen im Energieverbrauch. Insgesamt steigen die Gesamtkosten in unterschiedlichem Ausmaß, je nach verwendetem Energieträger.

Im folgenden wird die Emissionssteuer in drei Schritten von 10 über 50 bis 100 € je Tonne CO<sub>2</sub> variiert. Auffallend ist, daß die Gesamtemissionen für die Energieträger leichtes Heizöl

und Elektrizität bei einer Energiesteuer von 10 € pro Tonne CO<sub>2</sub> noch beinahe gleich sind und bei einer Erhöhung der Steuer auf 100 € pro Tonne CO<sub>2</sub> die Emissionsreduktion des mit leichtem Heizöl versorgten Gebäude deutlich höher ausfällt als für des mit Elektrizität versorgten Gebäudes. Für das mit Elektrizität beheizte Gebäude verringern sich die Gesamtemissionen auch bei einer relativ hohen Emissionssteuer von 100 € kaum (vgl. Abbildung II-23). Da die Grenzkosten der Vermeidung für Gebäude, die mit Elektrizität beheizt werden, stark ansteigen (vgl. Abbildung II-21), muß eine noch weit höhere Emissionssteuer eingeführt werden, um dem Eigentümer des Gebäudes einen größeren Anreiz zu geben, weiteres Kapital in eine Verbesserung der Energieeffizienz des Gebäudes zu investieren. Allerdings ergibt sich ein Anreiz zum Wechsel des Energieträgers.

**Abbildung II-23:** Auswirkungen einer schrittweisen Anhebung der Emissionssteuer



Quelle: Eigene Berechnungen

Die Einführung einer generellen Emissionssteuer auf einen Schadstoff impliziert gleiche Grenzkosten für alle Unternehmen und Haushalte, die dieser Steuer unterliegen (vgl. /Feess 1995/). Im Falle des Gebäudemarktes ergeben sich somit ebenfalls bei der Anwendung einer Emissionssteuer, daß die Grenzkosten der Emissionsvermeidung für alle Gebäude gleich sein werden – unabhängig von dem jeweils verwendeten Energieträger. Hierdurch kann die CO<sub>2</sub>-Vermeidung auf kosteneffiziente Weise erreicht werden. Nur mit dem Wissen um die Verläufe der Grenzkostenkurven der Vermeidung und unter Voraussetzung vollständiger Informiertheit auf Seiten der Verbraucher (bzgl. Vermeidungsmaßnahmen und Preisentwicklungen) wäre es einer Verwaltungsbehörde allerdings möglich, ein gegebenes Reduktionsziel auf kosteneffiziente Weise zu erreichen.



#### **6.5.4 Bewertung der Handlungsoptionen**

Die Konzipierung und Ausgestaltung eines Energieeffizienzstandards sollte unerwünschte Auswirkungen auf die Sektoren vermeiden und Rücksicht auf Besonderheiten nehmen. Im Gebäudesektor muß jede Verordnung, die auf Energieeinsparungen und damit auch direkt auf Emissionsminderung zielt, die Vielfalt der Gebäude angemessen berücksichtigen. Dabei sind nicht nur die technischen Details eines Gebäudes, sondern auch die Unterscheidung zwischen Neu- und Altbauten, unterschiedliche Energieträger, klimatische Bedingungen, technische Neuerungen und geometrische Eigenschaften der Gebäude relevant.

Die Untersuchungen haben gezeigt, daß unterschiedliche Spezifizierungen des Standards in dem Gebäudesektor wesentliche Unterschiede in den Auswirkungen zur Folge haben.

Ein genereller Standard, der den Endenergieverbrauch (oder den Primärenergieverbrauch) als Bezugsgröße definiert, führt zu teils stark voneinander abweichenden Grenzvermeidungskosten für Gebäude, die durch unterschiedliche Energieträger versorgt werden. Er erweist sich somit als ineffizient für eine CO<sub>2</sub>-Minderung. Die Gründe hierfür liegen in Unterschieden bei den Emissionskoeffizienten und Energiepreisen. Während die Preisunterschiede bei den Energieträgern Gas und leichtem Heizöl lediglich geringfügige Unterschiede aufweisen, zeigt sich doch eine wesentliche Differenz zwischen dem Preis für Elektrizität im Vergleich mit den Preisen der anderen untersuchten Energieträgern.

Ein genereller Standard auf spezifische Energiekennwerte wie z.B. den Energieverbrauch pro Quadratmeter, welcher unabhängig von dem verwendeten Energieträger gesetzt wird, hätte kaum Auswirkungen auf Gebäude, die elektrisch beheizt werden, da der Elektrizitätsverbrauch aufgrund des relativ hohen Energiepreises bereits vergleichsweise niedrig ausfällt. Daher ist es empfehlenswert, einen Standard auf den Endenergieverbrauch so auszugestalten, daß neben technischen Eigenschaften des jeweiligen Gebäudes auch die Unterschiede in den Energiepreisen und in den Emissionskoeffizienten Berücksichtigung finden.

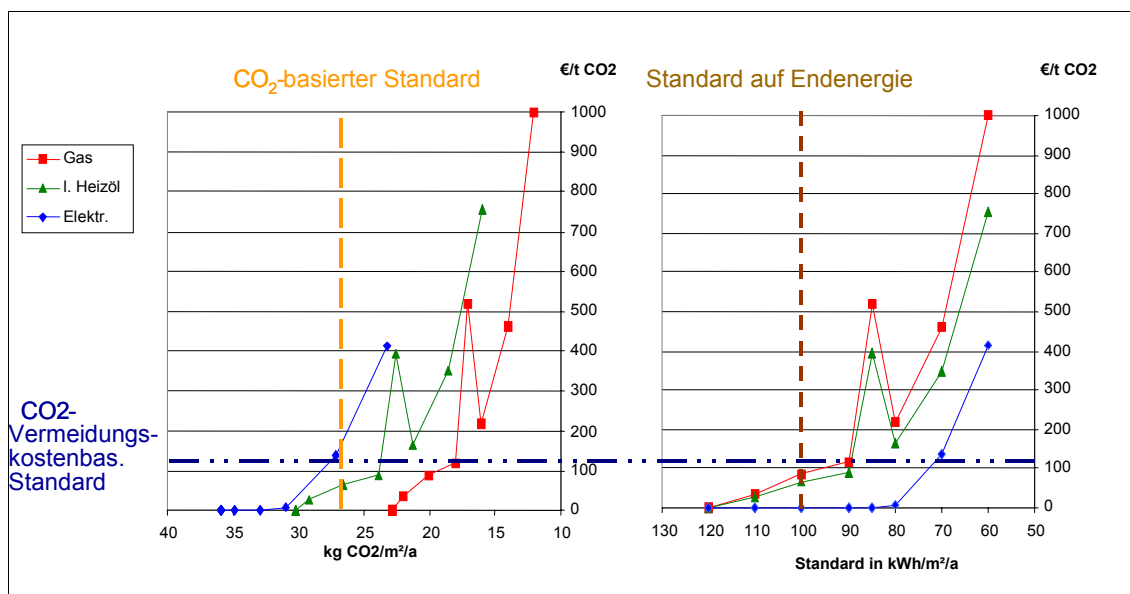
Vorteilhafter erscheint zunächst die Einführung eines Standards auf die maximal zulässigen Gesamtemissionen eines Gebäudes. Da die Gesamtemissionen eines Gebäudes über die Emissionskoeffizienten direkt mit dem Energieverbrauch verbunden sind, wirkt eine Begrenzung der CO<sub>2</sub>-Emissionen wie eine implizite Beschränkung des Energieverbrauchs. Dieser Standard entfaltet seine größte Kostenwirkung bei Gebäuden, die mit relativ emissionsintensiven Energieträgern beheizt werden, wie z.B. elektrischer Direktheizung, während die Kostenwirkung bei relativ emissionsarm beheizten Gebäude (beispielsweise Erdgas) geringer ausfallen.

Sowohl ein Standard auf den Energieverbrauch als auch auf maximal erlaubte CO<sub>2</sub>-Emissionen ist ohne Berücksichtigung der in den Gebäuden zur Anwendung kommenden Energieträger ineffizient. Um die Zielsetzung der Emissionsminderung kosteneffizient zu erreichen muß das Kriterium der Allokationseffizienz erfüllt sein. Bei Nichtbeachtung dieses Kriteriums können die Kosten für die Hauseigentümer über das ökonomisch notwendige Maß hinausgehen. Werden die Eigenheiten der unterschiedlichen Energieträger in der Regulierung

nicht beachtet, so werden die Grenzkosten der Emissionsvermeidung im Gebäudesektor voneinander abweichen (vgl. Abbildung II-20 bzw. Abbildung II-21) und damit das Kriterium der Allokationseffizienz verletzt. Diese Ergebnisse legen nahe, daß die Politik bei der Ausgestaltung einer entsprechenden Regelung für den Gebäudesektor – neben anderen Eigenarten – auch den jeweils verwendeten Energieträger berücksichtigen muß. An den jeweils verwendeten Energieträger angepaßte Standards können die Gleichheit der Grenzvermeidungskosten zumindest näherungsweise gewährleisten.

Abbildung II-24 zeigt graphisch die verschiedenen Möglichkeiten der Standardsetzung im Gebäudebereich mit der jeweiligen Wirkung auf die Grenzkosten der Haushalte.

**Abbildung II-24: Möglichkeiten der Standardsetzung**



Quelle: Eigene Berechnungen

Während der exemplarisch dargestellte CO<sub>2</sub>-basierte Standard für den betrachteten Gebäudetyp keinerlei Auswirkungen bei einer Gasheizung hat, ergeben sich für elektrisch beheizte Gebäude Grenzvermeidungskosten von über 100 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub> und für mit leichtem Heizöl beheizte Gebäude Grenzkosten von ca. 50 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub>. Diese Divergenz in den Grenzvermeidungskosten lassen bei einem einheitlichen CO<sub>2</sub>-basierten Standard, ebenso wie auch bei einem einheitlichen Standard auf die Endenergie darauf schließen, daß die Erreichung des Minderungszieles nicht dem Kriterium der statischen Allokationseffizienz genügt. Da bei einem CO<sub>2</sub>-basierten Standard die Energieträger mit relativ hohen CO<sub>2</sub>-Intensitäten auch höhere Kosten zu tragen haben, ergibt sich bei der Anwendung des Standards ein hoher Anreiz zum Umsteigen auf einen anderen, weniger emissionsintensiven Energieträger. Dieser Umstieg ist zwar prinzipiell erwünscht und kann dazu führen, daß gerade bei Neubauten mehr relativ emissionsärmere Energieträger für die Deckung des Heizbedarfes zum Einsatz kommen. Jedoch setzt dies voraus, daß ein solcher Umstieg auch technisch möglich ist. Insbesondere in abgelegenen Wohngebieten ohne vorhandene Gasversorgung ist dies nicht immer

gegeben. Außerdem könnte aus gesamtwirtschaftlicher Sicht mit dem gleichen Mitteleinsatz an anderer Stelle eine höhere Emissionsminderung erzielt werden.

Bei einem endenergiebasierten Standard entstehen solchen Hauseigentümern, die den Energieträger Elektrizität nutzen, erst bei einem relativ scharfem Standard zusätzliche Kosten, während ein gleich gearteter Standard für andere Energieträger bereits bei geringeren Anforderungen relativ hohe Kosten impliziert. Bei einem maximal erlaubten jährlichen Endenergieverbrauch von 100 kWh/m<sup>2</sup> entstehen für die mit den Energieträgern Gas und leichtem Heizöl versorgten Gebäude Vermeidungsgrenzkosten zwischen 60 und 90 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub> während der Standard in dieser Höhe noch keinerlei Kostenwirkung für den Energieträger Elektrizität ergibt. Die Wirkung des Standards in Bezug auf das Minderungsziel ist durch diese Tatsache abgeschwächt, da der emissionsintensive Energieträger nicht zur Minderung beiträgt. Ebenfalls ist, wie auch bei einem CO<sub>2</sub>-mengenbasierten Standard das Kriterium der statischen Effizienz durch die Differenz der Grenzvermeidungskosten für die unterschiedlichen Energieträger nicht erfüllt.

Alternativ zu den Standards auf Energieverbrauch oder CO<sub>2</sub>-Emissionen besteht die Möglichkeit einer Einführung einer allgemeinen Emissionssteuer, wodurch unabhängig von dem jeweiligen Energieträger gleiche Grenzvermeidungskosten für alle Gebäudetypen impliziert werden.

## 6.6 Fazit

Die Untersuchung der Energieeinspar-Verordnung als ein Instrument zur Einsparung von klimarelevanten Emissionen im Gebäudesektor hat gezeigt, daß die Verschärfung der Energieverbrauchshöchstwerte im Vergleich zu der alten Wärmeschutzverordnung nicht zu Mehrkosten für Investoren führt. Aufgrund der Entwicklung von effizienteren Dämmstoffen, verbesserten Heizkesseln sowie Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung ergibt bereits eine einzelwirtschaftliche Kostenminimierung einen Energieeffizienzstandard mit Verbrauchswerten des Gebäudes, die unter denen der Energieeinsparverordnung liegen. Betrachtet man die neue Verordnung als ein Instrument zur Überwindung von Informationsdefiziten bzw. der Beschleunigung von Anpassungsprozessen, so kann man von einer hohen Effizienz der Verordnung sprechen. Durch die Vorgabe von Energieverbrauchshöchstwerten entstehen bei der Gebäudeerstellung keine Mehrkosten. Im Gegenteil ergeben sich im Vergleich zu der alten WSVO bei Einhaltung der Höchstwerte der EnEV sogar jährliche Einsparungen trotz höherer Investitionsausgaben durch geringere Energieausgaben. Die Emissionsvermeidung bei Neubauten ist demnach zu negativen Grenzvermeidungskosten möglich.

Die negativen Grenzvermeidungskosten ergeben sich jedoch nur bei einer Gebäudegeometrie, die relativ energieeffizient (kompakte Bauweise) ist. Für offene Bauweisen ergeben sich durchaus positive Vermeidungskosten. Daraus läßt sich schließen, daß die EnEV in ihrer jet-

zigen Form einen Wechsel von offenen Bauweisen hin zu kompakten und damit energieeffizienten Gebäudegeometrien bei Neubauten unterstützt bzw. erfordert.

Aufgrund des Phänomens negativer Vermeidungskosten bei bestimmten Gebäudegeometrien der EnEV bietet es sich an, einen Standard mit erhöhten Ansprüchen an die Energieeffizienz zu erwägen. Der Standard kann Höchstwerte auf den End- oder Primärenergieverbrauch je m<sup>2</sup> eines Gebäudes oder Höchstwerte für die Emissionen zum Gegenstand haben. Diese Standards könnten gegebenenfalls auch nach Energieträgern differenziert werden. Alternativ zu diesen Standards bietet sich die Einführung einer Emissionssteuer im Gebäudesektor an. Die Analyse der vier Optionen hat ergeben, daß bei Standards für Energieverbrauch und für gesamt zulässige Emissionen eines Gebäudes die resultierenden Grenzkosten insbesondere von der Gebäudegeometrie sowie dem eingesetzten Energieträger abhängig sind. Eine Standardsetzung nach dem Kriterium der Allokationseffizienz müßte eine Vielzahl an einzelnen Einflußfaktoren beachten, um die Gleichheit der Grenzkosten der Vermeidung für alle Quellen herbeizuführen. Eine Gleichheit der Grenzvermeidungskosten herzustellen, erfordert aber ein hohes Maß an Informiertheit bei dem staatlichen Entscheidungsträger. Angesichts der langen Tradition von Gebäudevorschriften und Standards ist es dennoch nicht verwunderlich, daß in Deutschland im Gebäudemarkt wiederum Standards bevorzugt werden, um die Emissionsminderungspotentiale im Gebäudebestand und bei Neubauten zu erschließen.

Ob dem Staat im nötigen Umfang die Informationen für eine allokationseffiziente Standardsetzung zur Verfügung stehen, sei dahin gestellt. Selbst wenn er über diese Informationen verfügte und sie auch nutzte, wäre die Allokationseffizienz nicht gesichert. Zusätzlich wäre erforderlich, daß die Vermeidungskosten über alle Sektoren gleich sind. Hier kommen weitere Unwägbarkeiten in Bezug auf eine Standardsetzung hinzu. Demgegenüber ermöglichte die Erhebung einer CO<sub>2</sub>-Steuer die Erzielung der geforderten Gleichheit der Vermeidungskosten, auch innerhalb des Gebäudesektors unabhängig von den eingesetzten Energieträgern oder der spezifischen Gebäudegeometrie.

## 7 Zur relativen Effizienz der Programme zur Förderung erneuerbarer Energien und zur Energieeinsparung im Gebäudebestand

Gemäß dem nationalen Klimaschutzprogramm der Bundesregierung aus dem Jahr 2000 sollten vom Jahr 2000 an bis zum Jahr 2005 durch ein Bündel von 64 Maßnahmen Emissionen in Höhe von 70 Mill. Tonnen CO<sub>2</sub> vermieden werden. Zur Erreichung dieses Ziels waren unter anderem auch die beiden hier untersuchten Programme zur Förderung erneuerbarer Energien und zur Energieeinsparung im Gebäudebestand vorgesehen. Durch sie sollten die Treibhausgasemissionen um jeweils 10 Mill. Tonnen CO<sub>2</sub> bzw. 4 Mill. Tonnen CO<sub>2</sub> vermindert werden; dies macht 20 Prozent des Gesamtziel von 70 Mill. Tonnen aus. Was die Höhe der Kosten der Emissionsvermeidung durch die beiden untersuchten Programme anbetrifft, so gab es hierzu von der Bundesregierung oder von anderen Quelle keine Angaben. Eigene Berechnungen haben ergeben, daß die Vermeidung von CO<sub>2</sub>-Emissionen durch die staatlich geförderte Nutzung der erneuerbarer Energien recht hohe und steigende Grenzkosten verursacht. Die geförderte Energieeinsparung im Gebäudebestand verursacht dagegen abnehmende Grenzerträge.<sup>165</sup> Die Kalkulationen für das Jahr 2003 ergaben im einzelnen:

- Grenzkosten der Emissionsvermeidung durch Nutzung der erneuerbarer Energien in Höhe von rund 95 Euro je Tonne CO<sub>2</sub> sowie
- Grenzerträge der Emissionsvermeidung durch die Maßnahmen zur Energieeinsparung in Neubauten mit einer ermittelten Höhe von ca. 60 Euro je Tonne CO<sub>2</sub>.<sup>166</sup> Das bedeutet, daß die Kosten der Energiesparmaßnahmen geringer als die Einsparungen bei den Ausgaben der privaten Haushalte für Energie sind.

Die Förderung der Energieeinsparung bei Neubauten ist somit effizienter in Bezug auf die Emissionsvermeidung als die Förderung der Nutzung der erneuerbaren Energien. Dieser Befund legt den Schluß nahe, daß es aus gesamtwirtschaftlicher Sicht vorteilhaft wäre, das Programm zur Energieeinsparung im Gebäudebestand zu forcieren, so lange, bis die Erträge der privaten Haushalte die Kosten für die Energiesparmaßnahmen unterschreiten, und die Vermeidungskosten nicht höher als bei der nächstbesten Alternative sind, die zur Erreichung des Emissionsminderungsziel benötigt werden. Ob dann das Programm zur Förderung erneuerbarer Energien zu diesen Alternativen gehören würde, ist nicht sicher. Es könnten auch andere Maßnahmen des nationalen Klimaschutzprogramms vorzuziehen sein oder auch statt dessen internationale Vermeidungsinstrumente, wenn diese effizienter in Hinblick auf die Emissionsvermeidung als jedes der 64 nationalen Maßnahmen sind.

---

<sup>165</sup> Die ermittelten Kosten lassen keinen Rückschluß auf die Vorteilhaftigkeit der beiden untersuchten Maßnahmen in Bezug auf andere politische Ziele, z.B. Nachhaltigkeit oder Versorgungssicherheit zu.

<sup>166</sup> Die Einsparungen sind abhängig von der jeweiligen Gebäudegeometrie. Die ermittelten 60 Euro beziehen sich auf das betrachtete Beispielgebäude stellen somit nur einen Richtwert dar und die Einsparungen werden nicht für alle Gebäude in dieser Höhe möglich sein. Bei Gebäude mit ungünstigen Geometrieigenschaften können durchaus auch Nettomehrkosten auftreten. Diese werden dann aber durch effizienterer Gebäudedesigns verdrängt.

Wenn es über die Effizienz der übrigen 62 Maßnahmen zur Verminderung von Treibhausgasemissionen, die das Nationale Klimaschutzprogramm 2000 der Bundesregierung Deutschland anführt, Transparenz gäbe, wäre zwar viel gewonnen. Aber dieses Wissen reichte noch nicht, um eine Rangfolge der kostengünstigsten klimapolitischen Instrumente Deutschlands für die zweite Hälfte des ersten Jahrzehnt des 21. Jahrhunderts festzulegen, die auch den Anforderungen der Klimakonvention genügen würde. Dazu müßte zunächst der Kreis der nationalen Instrumentenoptionen – und nur solche sind im deutschen Klimaschutzprogramm vorgesehen – erweitert werden um internationale Instrumente. Hinzu kommt, daß in Kürze den vorhandenen Instrumenten ein weiteres Instrument der Emissionsvermeidung hinzugefügt werden soll. Es handelt sich um das Instrument des EU-weit handelbaren CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikats.

Durch dieses Instrument sollen Treibhausgase aus deutschen Quellen in Höhe von 40 Mill. Tonnen CO<sub>2</sub> reduziert werden. Ein diesbezüglicher Beschluß der Bundesregierung wurde anläßlich eines sogenannten Energiegipfels im Bundeskanzleramt am 30. September 2003 gefaßt – im Konsens zwischen Regierung und Unternehmensvertretern.<sup>167</sup> Die Zertifikate sollen ab 2005 nach Maßgabe einer Richtlinie der Gemeinschaft EU-weit gehandelt werden können. Die Selbstverpflichtung der Wirtschaft zur Reduktion des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes bis 2010 um 45 Millionen Tonnen soll bei der Festlegung der Zertifikatsmenge und ihrer Verteilung berücksichtigt werden. Welche Konsequenzen die Einführung der CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate sonst noch nach sich ziehen werden, z.B. in Bezug auf die hier untersuchten Programme oder die anderen Vermeidungsmaßnahmen wurde nicht bekannt. Es wurde erklärt, daß „... der Emissionshandel umgesetzt und die Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen erhalten werden müsse“<sup>168</sup>.

Die Einführung eines „First-best“ Instrumentes in Form EU-weit handelbarer CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate stellt einen Markstein in der deutschen Klimapolitik dar. Hinsichtlich der Auswirkungen drängen sich zwei Fragen auf: Erfüllt das neue Instrument das Konventionsgebot der größtmöglichen Wirtschaftlichkeit bei der Vermeidung von Treibhausgasen oder ist es nur kostengünstiger als die existierenden Instrumente – und wird es diese über kurz oder lang verdrängen? Und ist es auch kostengünstiger als die zur Auswahl stehenden internationalen Instrumente? Diese Fragen können nur zu einem Teil beantwortet werden. Zu der Effizienz des Instruments des EU-weit handelbaren CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikats sowie der hier untersuchten Instrumente in Relation zu den weltwirtschaftlichen Vermeidungsoptionen lassen sich Aussagen treffen, da es bereits Anhaltspunkte für die Preise von CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikaten und für Vermeidungskosten von Maßnahmen im Bereich der „flexiblen Mechanismen“ gibt.

---

<sup>167</sup> Vgl. „Energierunde klärt Grundsatzstreit um Emissionshandel“ in FAZ.Net, vom 26.09.03

<sup>168</sup> Ebenda.

## 7.1 Vermeidungskosten internationaler Instrumente

Im folgenden werden zunächst die erwarteten Zertifikatskosten eines internationalen Handels mit Emissionsrechten – in Abhängigkeit der teilnehmenden Staaten – diskutiert und in einem weiteren Schritt werden die erwarteten CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten aus CDM- und JI-Projekten untersucht.

### 7.1.1 Internationaler Zertifikatshandel

Noch steht die Etablierung weltweit handelbarer Emissionsrechte nach Maßgabe der Verpflichtungen der Annex I Staaten des Kyoto-Protokolls aus. Jedoch sind die Aussichten, daß ein solches Handelssystem nach einem Inkrafttreten des Kyoto-Vertrages zustande kommt, gestiegen nachdem die Europäische Gemeinschaft noch vor dem Inkrafttreten beschlossen hat, zur Erreichung ihres Reduktionsziels – zusätzlich zu den vorhandenen Maßnahmen – ein Zertifikatshandelssystem zu etablieren. Die nationalen Allokationspläne über die Zuteilung zertifizierten Emissionsrechte innerhalb der Mitgliedstaaten sind bis Ende März 2004 zu erstellen um ab Januar 2005 den EU-weiten Handel einzusetzen (vgl. /Rat 2003/).

Im folgenden werden daher zunächst die erwarteten Vermeidungskosten aus einem europa-weiten Zertifikatshandel betrachtet und daran anschließen die Vermeidungskosten, die bei einem internationalen Zertifikatshandel (zwischen den Annex 1 - Staaten) erwartet werden.

#### 7.1.1.1 EU-Zertifikatshandel

In der Begründung für einen europäischen Zertifikatshandel heißt es, daß durch den Handel mit Emissionsrechten auf kostenminimale Weise das in der Kyoto-Verpflichtung definierte Emissionsreduktionsziel von 8 % (europaweit) erreicht werden soll. In der Begründung des Entwurfs des deutschen Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes (TEHG) (Begründung A. Allgemeiner Teil, 1.) wird dargelegt, daß die Kommission der EU davon ausgeht, daß sich durch den Emissionshandel die EU-weiten Kosten zur Verringerung von Treibhausgasemissionen um 25-30 % reduzieren lassen. Bezüglich der zu erwartenden absoluten Kosten eines Zertifikats bzw. der Emissionsvermeidung werden keine Angaben gemacht.<sup>169</sup>

Zu den möglichen Vermeidungskosten eines EU-weiten Zertifikatshandels gibt es Schätzungen, aber auch schon erste Preisnotierungen. Erste Schätzungen wurden auf Initiative des „Energy Modeling Forums“ von über 10 Institutionen mit Hilfe allgemeiner Gleichgewichts-

---

<sup>169</sup> In der Begründung des TEHG finden sich im Allgemeinen Teil unter Abschnitt 5 a.-c. Hinweise auf Kosten der Minderung sowohl in Unternehmen als auch für den Staat. In Abschnitt 5 a heißt es, daß aus dem Emissionshandel eine Kostenentlastung von 500 Mill. € pro Jahr im Vergleich zu einer Emissionsverminderung ohne den Einsatz dieses Instruments zu erwarten ist. Die Höhe der Gesamtkosten, die durch den Zertifikatshandel verringert werden soll, wird jedoch nicht genannt.

delle durchgeführt. Obwohl die Grundannahmen der Modellierungen vorgegeben waren, wiesen die Schätzergebnisse für die Zertifikatspreise eine hohe Streuung auf (vgl. /Grubb 2000/).

Die Preise in einem Szenarium mit der Möglichkeit eines weltweiten Handels waren am niedrigsten. Für einen Handel, der auf die EU beschränkt ist ermittelten die Schätzmodelle sehr hohe Zertifikatspreise von bis zu 270 \$<sub>98</sub> (317 €<sub>98</sub>)/t CO<sub>2</sub> und mehr (vgl. /Grubb 2003/).<sup>170</sup> Deutlich niedrigere Preise und zugleich eine geringere Bandbreite der Modellergebnisse besteht wiederum für ein Szenario, in dem ein weltweiter Zertifikatshandel erlaubt ist. Die Bandbreite beträgt hier zwischen 3 \$<sub>98</sub> (3,5 €<sub>98</sub>) und 27 \$<sub>98</sub> (32 €) je Tonne (vgl. /Grubb 2003/). Gemeinsam ist diesen Studien, daß die Autoren mögliche Auswirkungen der Nutzung von CO<sub>2</sub>-Senken, des CDM oder des JI auf die Zertifikatspreise nicht in ihre Preiskalkulationen einbeziehen. Würden diese Optionen berücksichtigt, so ergäben sich vermutlich niedrigere Kosten.<sup>171</sup>

Zhang (2001) ermittelt mit einer aktualisierten Schätzungen bezüglich des Zertifikatspreises bei einem EU-internen Handelssystem einen Preis von 9,1 \$<sub>98</sub> (10,7 €<sub>98</sub>)/t CO<sub>2</sub> (vgl. /Zhang 2001/). Eine weitere Studie, welche sich auf die Schätzung der Vermeidungskosten durch einen EU-weiten Zertifikatshandel beschränkt, kommt zu dem Ergebnis, daß im Jahr 2010 die Emissionsvermeidungskosten, abhängig von der Ausgestaltung des Handelssystems, bei ca. 20 €<sub>99</sub>/t CO<sub>2</sub>-Äquivalent liegen (vgl. /Blok et al. 2001/).<sup>172</sup>

Nun hat sich in Europa bereits Anfang 2003 ein privat organisierter Handelsplatz etabliert, an dem CO<sub>2</sub>-Emissionsrechte gehandelt werden können. Das europäische Emissionshandelssystem soll zwar erst Anfang 2005 starten, einige Unternehmen handeln jedoch bereits mit CO<sub>2</sub>-Emissionsrechten in Form von Termingeschäften. Einlösbar sind die Optionen zum Dezember 2005. Obwohl die gehandelten Mengen noch relativ gering sind, können diese Marktpreise doch einen Hinweis geben, welchen Wert Unternehmen Emissionsrechten in einem europäischen Handelssystem beimessen. Die ersten Notierungen lagen bei 6 € je Tonne CO<sub>2</sub> und stiegen im Laufe des Jahres 2003 auf über 12 € je Tonne CO<sub>2</sub> am Jahresende. Das Handelsvolumen hat zugenommen; der letzte berichtete Handel fand am 26. Januar über Rechte im Umfang von 25.000 Tonnen statt. Im ersten Quartal des Jahres 2004 liegt der Preis zwischen 13 und 13,75 € pro Tonne (vgl. Abbildung II-25).

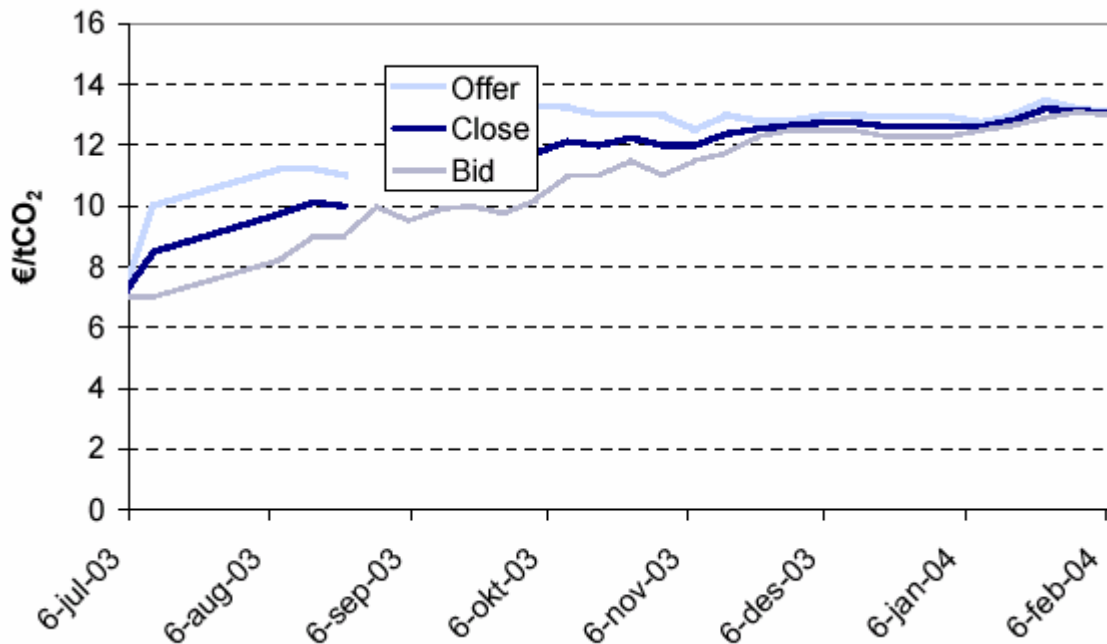
---

<sup>170</sup> Bei einem Devisenkurs von 0,85 \$/€ (Dezember 1998).

<sup>171</sup> Neuere Studien berücksichtigen diese Optionen und zusätzlich auch einen aktuelleren Ratifizierungsstatus des Kyoto-Protokolls (vgl. z.B. /Varilek, Marenzi 2001/ sowie Kapitel II-7.1.1.2).

<sup>172</sup> In einem Szenario, in dem die Reduktionsziele der EU durch die Mitgliedsstaaten auf nationaler Ebene (ohne einen Zertifikatshandel) erreicht werden müssen projiziert die Studie Vermeidungskosten von 42 €<sub>99</sub>/t CO<sub>2</sub>-Äquivalent (vgl. /Blok et al. 2001/)



**Abbildung II-25:** Termingeschäftspreise für CO<sub>2</sub>

Quelle: Carbon Market Europe February 13, 2004 ([www.pointcarbon.com](http://www.pointcarbon.com))

Tabelle II-26 zeigt den Stand vom Februar 2004 mit den Geld- und Briefkursen je Tonne CO<sub>2</sub> für die Jahre 2005 bis 2007. Die beobachteten Preise lassen erwarten, daß die (Kassa- oder Spot-) Preise für ein Emissionszertifikat in den Jahren von 2005 bis 2007 bei etwa 13-14 €/t CO<sub>2</sub> liegen werden. Hierbei ist nicht berücksichtigt, daß mögliche Maßnahmen nach CDM und JI in Drittländern auf die Emissionsvermeidungsanstrengungen von Unternehmen angerechnet werden. Geschähe dies, so könnte der Zertifikatspreis für gehandelte CO<sub>2</sub>-Mengen niedriger liegen (vgl. Kapitel 7.1.2).

**Tabelle II-26:** Geld- und Briefkurse für CO<sub>2</sub> in der EU

	Geldkurs		Briefkurs		Abschluß		Letzter Handel
	Menge	Preis	Menge	Preis	Preis	Änderung	Preis
EU 2005	10.000 t	13,00 €	10.000 t	13,20 €	13,10 €	- 0,05 €	13,05 €
EU 2006	10.000 t	13,30 €	10.000 t	13,80 €	13,55 €	+ 0,05 €	13,60 €
EU 2007	10.000 t	13,00 €	10.000 t	14,50 €	13,75 €	+ 0,10 €	14,10 €
UK 2003	5.000 t	1,50 £	20.000 t	1,90 £	1,70 £	-	1,90 £

Angegebene Preise für Emissionsrechte in t CO<sub>2</sub>. Letzter Handel für Termin 2005 am 4. Februar 2004; letzter Handel für Termin 2006 am 26. Januar 2004, letzter Handel für Termin 2007 am 3. Februar 2004. Handel in UK sofort, letzter Handel am 22. Januar 2004 mit einer Menge von 18.000 t.

Quelle: Carbon market Europe, Feb. 13 2004 ([www.pointcarbon.com](http://www.pointcarbon.com))

Neben der Terminbörse wurden in zwei Mitgliedsstaaten der EU bereits Handelssysteme für CO<sub>2</sub> installiert, und zwar in Dänemark und in Großbritannien. Nach dem Start des Systems in

Großbritannien im Jahr 2002 stieg der Preis für eine Tonne CO<sub>2</sub>-Äquivalent zunächst steil an, fiel dann jedoch ab November 2002 kräftig und schwankt seitdem auf dem niedrigen Niveau nur noch wenig. Derzeit liegen die Handelspreise zwischen 1,50 und 1,90 £ je Tonne CO<sub>2</sub>; dies entspricht rund 2,2 € bis 2,8 € je Tonne (vgl. Tabelle II-26).<sup>173</sup>

In Dänemark hat sich im Zertifikatshandel im Zeitraum von 2001 bis 2002 eine sinkende Preistendenz gezeigt. Die Preise für eine Tonne CO<sub>2</sub>-Äquivalent schwankten in diesem Zeitraum zwischen 0,40 und 4,50 US\$ (0,35 - 4 €)<sup>174</sup>.

Zusammenfassend läßt sich feststellen, daß die jeweils unteren Preisbänder der Preissimulationen mit den Preisnotizen an Handelsplätzen besser vereinbar sind als die hohen Schätzergebnisse. Ähnlich waren die Erfahrungen mit den Modellprognosen der Preise von Emissionsrechten für SO<sub>2</sub> in den USA. Nach Einführung des SO<sub>2</sub>-Emissionshandels zeigte es sich, daß die Zertifikatspreise der Modellsimulationen die tatsächlichen Vermeidungskosten überzeichnet hatten (vgl. auch /Enquete 2002: 451/). Es ist offensichtlich, daß die Anreize zur Erschließung kostengünstiger Vermeidungspotentiale signifikant stärker gewirkt haben, als es in den ex-ante Schätzungen antizipiert werden konnte. Analog hierzu ist für den Handel mit Emissionsrechten in der EU ab dem Jahr 2005 zu vermuten, daß die Zertifikatspreise niedriger sind als die Preise in den zitierten Modellschätzungen.

#### *7.1.1.2 Kyoto-Zertifikatshandel*

Bei der dritten Konferenz der Vertragsstaaten in Kyoto (COP 3) wurde das Kyoto-Protokoll verabschiedet. Vertraglich vereinbart wurde dabei, daß die im Annex I des Protokolls aufgeführten Staaten ihre Treibhausgasemissionen in der Zeit von 2008 bis 2012 um durchschnittlich 5 % im Vergleich zu den Emissionen des Jahre 1990 reduzieren müssen. Diese Verpflichtungen werden bindend, wenn das Kyoto-Protokoll von 55 Staaten ratifiziert wird und zusätzlich diese Staaten für mehr als 55 % der globalen Treibhausgasemissionen des Jahres 1990 verantwortlich sind.

Bis zum November 2003 haben 186 Staaten, verantwortlich für ca. 44,2 % der gesamten Emissionen im Jahre 1990, das Protokoll ratifiziert (vgl. /UNFCCC 2002a/).<sup>175</sup> Unter den Großemittenten haben bisher Rußland, Australien und die USA das Protokoll noch nicht ratifiziert. Sowohl die USA als auch Australien haben sich festgelegt und werden das Protokoll nicht unterschreiben. Ein Inkrafttreten des Kyoto-Protokolls ist nun angewiesen auf die Ratifizierung durch Rußland und die Ukraine. Diese beiden Staaten zeichnen sich dadurch aus, daß sie ihre Reduktionsziele nicht nur erreicht haben, sondern weit unterschritten haben und

<sup>173</sup> Bei einem durchschnittlichen Wechselkurs von 1,46 €/£ (2004).

<sup>174</sup> Vgl. /WWF 2003: 108/; zur Umrechnung in € wurde ein Wechselkurs von 1,12 US\$/€ angenommen für das Jahr 2001.

<sup>175</sup> Vgl. <http://unfccc.int/resource/kpstats.pdf>

ihr Angebot an Emissionszertifikaten<sup>176</sup> einen großen Einfluß auf den Preis der handelbaren Zertifikate haben wird.

In der Literatur gibt es aus Anlaß der Ablehnung des Kyoto-Protokolls durch die USA eine Vielzahl an Untersuchungen bezüglich der Effekte eines Ausscheidens der USA auf die zu erwartenden Zertifikatspreise in einem weltweiten Handelssystem. Die Modellergebnisse verschiedener Studien hierzu sind in Tabelle II-27 zusammengestellt. Anzumerken ist, daß alle diese Studien davon ausgehen, daß Rußland und die Ukraine das Protokoll ratifizieren werden.

**Tabelle II-27:** Internationale Zertifikatspreise, Übersicht über ökonomische Modellergebnisse

Studie	Beinhaltet		Projizierter Zertifikatspreis (US \$/t CO <sub>2</sub> )
	CO <sub>2</sub> -Senken (Wälder/andere)	Nicht-CO <sub>2</sub> Klimagase	
Hagem und Holtsmark (2001)	N	N	5
Eyckmans et al. (2001)	N	N	10
Den Elzen und Manders (2001)	Y/N	Y	13,6
Böhringer (2001)	Y/N	N	nahe Null
Babiker et al. (2002)	Y/teilweise	Y	Vernachlässigbar

Y: berücksichtigt; N: nicht berücksichtigt

Quelle: eigene Aufstellung

Auch wenn sich die Ergebnisse der Studien aufgrund von unterschiedlichen Annahmen, wie z.B. zu Grunde gelegte Wechselkurse, Annahmen bezüglich der Emissionen im Basisjahr oder auch Berücksichtigung von CO<sub>2</sub>-Senken und anderen Klimagasen in ihren Ergebnissen unterscheiden, ist doch zu konstatieren, daß der erwartete Zertifikatspreis in allen Studien relativ gering ausfällt. In Euro umgerechnet läge diesen Studien zufolge der Zertifikatspreis zwischen beinahe Null und 12,1 €/t CO<sub>2</sub>.<sup>177</sup> Andere Studien und Modellrechnungen bestätigen diese Kostenspanne (vgl. /Cames et al. 2001: 119/ oder /Varilek, Marenzi 2001: 15/).

Der relativ niedrige Zertifikatspreis ergibt sich durch das hohe Angebot der ehemaligen Sowjetrepubliken (634 Mt CO<sub>2</sub>) und anderer osteuropäischen Staaten (253 Mt CO<sub>2</sub>). Diesem Angebot von beinahe 887 Mt CO<sub>2</sub> steht international eine erwartete Nachfrage (aufgrund der nationalen Emissionsvermeidungsziele) von insgesamt ca. 807 Megatonnen CO<sub>2</sub>, davon 440 Megatonnen Nachfrage aus der EU, gegenüber (vgl. /Grubb et al. 2003: 10/). Die Reduktions-

<sup>176</sup> Aufgrund des Zusammenbruchs von großen Wirtschaftszweigen in der früheren UdSSR spricht man daher auch von einem Angebot von „hot air“. Es handelt sich dabei nicht um tatsächliche Emissionsminderungsanstrengungen, sondern vielmehr Minderemissionen die aus dem wirtschaftlichen Kollaps entstanden.

<sup>177</sup> Bei einem zu Grunde gelegten Wechselkurs von 1,12 US\$ / € im Durchschnitt des Jahres 2001.

ziele der EU und damit auch Deutschlands könnten aufgrund dieses hohen Angebots auch ohne jede inländische Maßnahme zur Emissionsminderung erreicht werden. Solange Rußland und die Ukraine kein Kartell bilden und nicht als Monopolisten<sup>178</sup> auftreten, wird einem niedrigeren Zertifikatspreis (von nahe Null) eine höhere Eintrittswahrscheinlichkeit eingeräumt.<sup>179</sup>

### **7.1.2 Vermeidungskosten aus CDM und JI**

Das europäische Emissionshandelssystem sieht vor, daß Unternehmen, die Emissionen reduzieren müssen oder wollen, neben dem Erwerb von Emissionszertifikaten (assigned amount units - AAUs) die Möglichkeit haben, Reduktionsmaßnahmen im Rahmen der projektbezogenen Mechanismen des Kyoto-Protokolls – Joint Implementation und Clean Development Mechanism – durchzuführen. Dies zu tun, lohnt sich in Ländern, in denen Vermeidungskosten für Treibhausgasemissionen erheblich geringer sind als in den Industriestaaten.

Im Rahmen des Clean Development Mechanism (CDM) können Industriestaaten Projekte zur Reduktion von Treibhausgasemissionen in Entwicklungsländern vergleichsweise kostengünstig vornehmen. Über die reduzierten Mengen erhalten sie national anrechenbare Reduktionszertifikate (sog. CER – certified emission reduction). Im Rahmen der Joint Implementation (JI) können Staaten in projektbezogenen Kooperationen mit anderen Industriestaaten ihre Reduktionspflicht erfüllen. Länder mit hohen Emissionsreduktionskosten wie die Bundesrepublik Deutschland im Bereich der Nutzung erneuerbarer Energien können mit Ländern, die niedrigere Reduktionskosten aufweisen, kooperieren und für die entstehende Absenkung der Treibhausgasemissionen "credits" (ERUs – emission reduction units) erhalten, die bei dem Leistungsnachweis für die nationale Reduktion anrechenbar sind.

Erste Erfahrungen mit den flexiblen Mechanismen CDM und JI gibt es bereits. So hat die Niederländische Regierung zwei Programme zum Erwerb von Emissionsminderungseinheiten etabliert und gilt damit als Pionier in diesem Bereich. Neben der Zusammenarbeit mit der Weltbank im Programm „Prototype Carbon Fund“, das Investitionen in CDM und JI-Projekte fördert, wurden zwei eigenständige Programme ins Leben gerufen. Zum einen das ERUPT Programm zur Anrechnung von Emissionsminderungen im Zusammenhang mit CDM-Maßnahmen (ERUs) und zum anderen das CERUPT Programm, in dem Zertifikate aus JI-Maßnahmen (CRUs) erworben werden können.

---

<sup>178</sup> Persson und Azar (2002) projizieren für den Fall eines oligopolistischen Verhalten von Rußland und der Ukraine einen Zertifikatspreis von ca. 12 bis 20 US\$/t C (vgl. /Persson, Azar 2002: 13/).

<sup>179</sup> Eine neuere Studie gibt eine Aufstellung über Ergebnisse von Modellsimulationen wieder, die eine Handelsrestriktion für die überschüssigen Emissionsrechte insbesondere Rußlands und der Ukraine berücksichtigen. Die Simulationen ergeben für den Fall der Handelsrestriktion Zertifikatspreise zwischen 7 und 45 US\$<sub>2001</sub> (6,25 - 40 €<sub>2001</sub>)/t CO<sub>2</sub>-Äquivalent (vgl. /Natsource LCC/GCSI 2002: 9/).

- Im ERUPT-Programm wurde die erste Ausschreibung im Jahre 2000 durchgeführt. Insgesamt wurden in dieser Runde vier Projekte mit einer Emissionsvermeidung von 3,9 Megatonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalenten kontrahiert. Der zweite Tender im Jahr 2001 resultierte in sechs durchgeführten Projekten mit einer Emissionsreduktion von 5 Mt CO<sub>2</sub>-Äquivalenten. Die dritte Ausschreibungsrunde war offen bis zum 30. Januar 2003; es haben sich 31 Unternehmen mit Projekten beworben, die insgesamt eine geschätzte Emissionsverringerung von ca. 40 Mt CO<sub>2</sub>-Äquivalenten versprechen. Die durchschnittlichen Emissionsvermeidungskosten (ERU-Preis) werden mit 3 bis 5 € je Tonne CO<sub>2</sub>-Äquivalent beziffert (vgl. /Coninck, van der Linden 2003/).
- Im CERUPT-Programm<sup>180</sup> wurden in den Ausschreibung keine spezifischen Projektportfolios vorgegeben. Die erste Ausschreibung des Programms wurde im Jahr 2001 eröffnet. Nach der Prüfung der eingereichten Projektvorhaben wurden insgesamt 26 Antragsteller von Projekten in 13 Ländern mit einer gesamten Emissionsreduktion von 32 Megatonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalent aufgefordert, detaillierte Pläne einzureichen. Der durchschnittliche Preis für eine vermiedene Tonne CO<sub>2</sub>-Äquivalent lag bei diesen Projekten bei 5,5 € (vgl. /Coninck, van der Linden 2003/). Im März 2003 gab das niederländische Ministerium für Umwelt bekannt, daß 18 Projekte mit einem Emissionsreduktionsvolumen von 16 Megatonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalent kontrahiert werden. Eine weitere CERUPT Ausschreibung ist zur Zeit nicht geplant. Auch die finnische Regierung untersucht zur Zeit unter Führung des Außenministeriums die Möglichkeiten des Zukaufs von CERs durch kleinere CDM-Projekte.<sup>181</sup> Unbekannt ist die Art und der Umfang der anrechenbaren Projekte, die in dem Programm der finnischen Regierung kontrahiert werden sollen.

Im asiatischen Raum ist die Gründung des Singapore-ASEAN Carbon Fund eine weitere Initiative, in dessen Rahmen CDM-Projekte nach den Vorgaben des Kyoto-Protokolls finanziert werden sollen. Der Fonds ist als ein geschlossener Fünfjahres-Fonds ausgelegt mit einer anvisierten Zielkapitalisierung von ca. 120 Mill. US\$. Er zielt auf eine Erhöhung der Energieeffizienz und der stärkeren Nutzung erneuerbarer Energien in asiatischen Ländern mit einer Reduktionszielmenge von 200 Mt CO<sub>2</sub>-Äquivalenten. Zu den Vermeidungskosten je Tonne CO<sub>2</sub>-Äquivalent gibt es noch keine konkreten Werte.

Die guten Erfahrungen der Niederlande mit CDM und JI – die Vermeidungskosten liegen lediglich bei 3 bis 5,5 € je Tonne CO<sub>2</sub>-Äquivalent – werden mehr Nachahmer auf den Plan rufen. Abzusehen ist, daß die flexiblen Kyoto-Instrumente CDM und JI einen größeren Beitrag zur Erfüllung der Emissionsminderungszielen leisten werden. Eine vermehrte Nutzung dieser Instrumente wird den Preis der handelbaren Emissionszertifikate (AAUs) nicht unberührt lassen; dieser würde sich wohl weiter verringern.

---

<sup>180</sup> Die der niederländischen Regierung zielt hiermit auf den Erwerb von Emissionsrechten durch Investitionen in Projekte wie Nutzung erneuerbarer Energien, Energieeffizienz und Brennstoffwechsel in Staaten, die nicht zu den Annex B Ländern gehören.

<sup>181</sup> Kleinere CDM Projekte werden in ihren vereinfachten Modalitäten und Verfahren in der achten Konferenz der Vertragsstaaten (COP 8) in Neu Delhi (2002) vereinbart.

## 7.2 Fazit

Die Grenzkosten der Vermeidung von CO<sub>2</sub>-Emissionen, gemessen in Euro je Tonne, streuen erheblich zwischen den hier untersuchten Instrumenten. Dies gilt für die absolute Höhe der Grenzkosten bei Verminderung der Emissionen um eine zusätzlich Tonne CO<sub>2</sub> und für den Anstieg der Grenzkosten bei einer Emissionsminderung, die für die Erreichung des deutschen Reduktionsziels erforderlich ist. Ein Vergleich der Grenzkosten von internationalen Instrumenten des Emissionszertifikates und der flexiblen Mechanismen mit hier untersuchten nationalen Instrumenten ergab folgende Rangfolge in Bezug auf die Effizienz der Vermeidungsinstrumente:

- der weltweite Handel mit Emissionszertifikaten nach Maßgabe des Kyoto-Protokolls, an dem alle Annex I Staaten – außer den Vereinigten Staaten – teilnehmen, führt voraussichtlich zu Preisen von nahe Null. Die Preise würden sich kaum ändern, wenn Deutschland seine gesamte Reduktionsverpflichtung durch Käufe solcher Zertifikate deckte.
- Die Durchführung von Emissionsvermeidungsmaßnahmen in den Bereichen CDM und JI verursacht Vermeidungskosten von 3 bis 5,5 €/t CO<sub>2</sub>. Die Angebotselastizität der Projekte scheint so hoch zu sein, daß Deutschland auch durch Nutzung dieser Programme seine Verpflichtungen erfüllen könnte.
- ein EU-weiter Handel mit Emissionszertifikaten läßt Zertifikatspreise von 13-15 €/t CO<sub>2</sub> erwarten; erst bei einem Handel, der über die Mengen hinausgeht, die für die Erreichung des Reduktionsziel der EU erforderlich sind, käme es zu einem stärkeren Anstieg der Vermeidungskosten – in Abwesenheit der weltweiten Instrumente.
- die Förderung erneuerbarer Energien im Rahmen des EEG verursacht derzeit Vermeidungskosten von ca. 95 €/t CO<sub>2</sub>; die Erhöhung des Beitrags dieses Instruments zum gesamten Reduktionsziel Deutschlands auf 25 Prozent bis zum Jahr 2010 wäre wahrscheinlich mit einem Anstieg dieser Kosten verbunden.
- Das Programm zur Energieeinsparung im Gebäudebestand verursacht gegenwärtig Erträge. Die Menge vermiedener Emissionen ist hierbei jedoch gering. Bei einer Verschärfung der Standards wäre zu erwarten, daß die Vermeidungskosten verursacht, die rasch steigen. Das Mengenziel Deutschlands in der Emissionsreduktion könnte durch die Standardsetzung nicht zu Kosten erreicht werden, die unter den Kosten des vorteilhaftesten Instruments, des weltweit gehandelten Emissionszertifikats lägen.

Von den anderen 62 Maßnahmen des nationalen Klimaprogramms ist keins als geeignet anzusehen, das Reduktionsziel Deutschlands allein zu erfüllen. Es ist nicht auszuschließen, daß sich darunter Instrumente befinden, die kostengünstiger als die Förderung erneuerbarer Energien im Rahmen des EEG sind, aber auch das Gegenteil nicht.

Die Bundesregierung scheint die Notwendigkeit einer größeren Kosteneffizienz nunmehr stärker zu beachten. So äußerte sie auf eine Anfrage im Deutschen Bundestag zu der geplanten nationalen Umsetzung des europäischen Emissionsrechtehandels:

*„Ziel des Emissionshandels ist es, Klimaschutzziele kosteneffizient zu erreichen. An diesem Ziel werden mit zunehmender Implementierung des Emissionshandels zunehmend auch die übrigen klimaschutzpolitischen Instrumente zu messen sein. Der Abstimmung des insgesamt*

*wirksamen Maßnahmenbündels im Rahmen des nationalen Klimaschutzprogramms wird daher auf der Basis der gesammelten Erfahrungen besondere Bedeutung zukommen.*<sup>182</sup>

Bei konsequenter Umsetzung dieser Absicht würde von den beiden hier untersuchten nationalen Instrumenten zur Emissionsvermeidung die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien aufgegeben werden müssen.<sup>183</sup>

---

<sup>182</sup> Antwort der Bundesregierung auf die große Anfrage der Abgeordneten P. Paziorek und anderer, „Nationale Umsetzung des Emissionshandels“, Drs. 15/1282; zu beziehen unter: [http://www.bmu.de/files/kleine\\_anfrage\\_15\\_1282.pdf](http://www.bmu.de/files/kleine_anfrage_15_1282.pdf)

<sup>183</sup> Diese Folgerung ergibt sich nur aus dem Ergebnis des Vergleichs der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten. Der deutsche Gesetzgeber verfolgt mit den diskutierten Instrumenten neben dem Ziel der Emissionsvermeidung noch andere Ziele, z.B. Nachhaltigkeit oder Versorgungssicherheit. Er mag zur Erreichung dieser Ziele an den untersuchten Instrumenten weiter festhalten, obwohl sie unter dem Aspekt der Emissionsvermeidung relativ teuer sind.





## **Schlußbetrachtung: Zusammenfassung und Ausblick**

Die Arbeit hat gezeigt, daß Deutschland als Mitglied der Klimakonvention der Vereinten Nationen verpflichtet ist, zu einer Reduktion der Emission von Treibhausgasen auf eine möglichst wirtschaftliche Weise beizutragen. Von den in der Konvention aufgeführten First- und Second-best-Instrumenten der Emissionsvermeidung hat die Bundesrepublik Deutschland in ihrem nationalen Klimaschutzprogramm der letzteren Gruppe den Vorzug gegeben. Bei näherer Betrachtung stellt sich heraus, daß keine der 64 Maßnahmen des Programms direkt an den Emissionen ansetzt, sondern sich vielmehr auf den Verbrauch und Verwendung fossiler Energieträger, die Produktion von Energien, die fossile Energieträger ersetzen sollen, oder die Erhöhung der Effektivität der Nutzung von Energien beziehen. Eingesetzt werden zu diesen Zwecken Steuern, Subventionen sowie das Ordnungsrecht. Auch bezwecken alle Maßnahmen lediglich eine Emissionsvermeidung im Inland, obwohl die Konvention zur Lösung des internationalen Externalitätenproblems Handlungsoptionen jenseits der nationalen Grenzen, z.B. den Ankauf von Emissionsrechten auf dem Weltmarkt, zur Auswahl anbietet.

Die Bundesregierung stellt in dem nationalen Klimaschutzprogramm zwar Erwartungen über die Emissionsreduktionen auf, die durch die einzelnen Instrumente erricht werden sollen, jedoch gibt sie keine Hinweise auf die von ihr erwarteten instrumentenspezifischen Kosten der Emissionsvermeidung. In der Arbeit wurden zwei der 64 Maßnahmen des nationalen Klimaschutzprogramm für eine Untersuchung der durch sie verursachten Kosten der Emissionsvermeidung ausgewählt. Dies ist zum einen das Programm zur Förderung der Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien (Erneuerbaren-Energien-Gesetz) und zum anderen das Programm zur Erhöhung der Energieeffizienz in Gebäuden (Energie-Einspar-Verordnung).

Für das Programm zur Förderung der erneuerbaren Energien lautet der Befund, daß sich die durchschnittliche Grenzvermeidungskosten aktuell auf rund 95 Euro je vermiedener Tonne CO<sub>2</sub> belaufen. Die Zielvorgabe des Erneuerbaren-Energien-Gesetz bis zum Jahre 2010 wird sich wahrscheinlich nur mit einem Anstieg der Kosten erreichen lassen; im günstigen Fall bleiben sie unverändert.

Bei der zweiten untersuchten Maßnahme, welche die Energieeffizienz im Gebäudbereich fördert, ergibt die Analyse, daß die Energieeinsparverordnung im Vergleich zu der zuvor gültigen Wärmeschutzverordnung negative Emissionsvermeidungskosten verursacht. Dies gilt zwar nur für bestimmte Gebäudegeometrien, allerdings werden Gebäude mit einer (in Bezug auf die EnEV) ungünstigen Gebäudegeometrie, die positive Emissionsvermeidungskosten durch die EnEV aufweisen, aus dem Neubaubereich verdrängt.

Bezüglich dieser zwei nationalen Instrumente Deutschlands ergibt sich somit eine große Spanne der Vermeidungskosten. Während die Emissionsminderung im Gebäudesektor mit Nettoerträgen verbunden ist, verursacht sie im Bereich der erneuerbaren Energien hohe Kosten. Auch bei den anderen 62 Instrumenten des nationalen Klimaschutzprogramms ist zu vermuten, daß die Vermeidungskosten nicht gleich hoch sind. Das Gebot der Wirtschaftlichkeit

in der Emissionsvermeidung verlangt aber eine Auswahl der kostengünstigsten Maßnahmen. Im Vergleich zu dem europaweiten Emissionsrechtehandel ist das EEG weniger wirtschaftlich in Hinblick auf das Ziel der Emissionsvermeidung. Dies veranschaulicht folgende Überschlagsrechnung. Der gesamte Mittelaufwand für die Förderung der erneuerbaren Energien im Jahre 2003 in Höhe von rund 2,8 Milliarden Euro würde ausreichen, um bei einem erwarteten Preis für ein europäisches Emissionszertifikat von rund 14 Euro gehandelte Rechte für Emissionen in Höhe von mindestens 200 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> zu erwerben. Diese Menge erreicht beinahe das Reduktionsziel von 213 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> nach dem Kyoto-Protokoll.<sup>184</sup> Wenn neben dem europäischen Zertifikathandel noch die anderen (kostengünstigeren) flexiblen Instrumente der Konvention, CDM oder JI, genutzt werden könnten, so könnte das Reduktionsziel erreicht und noch Mittel eingespart werden.

Würde der weltweite Emissionsrechtehandel der Annex 1 Staaten nach dem Kyoto-Protokoll etabliert, so ist Projektionen zu Folge mit Zertifikatspreisen zu rechnen, die niedriger als die Preise im Handelssystem der EU sind. Es scheint unwahrscheinlich, daß in einem solchen Fall noch die Notwendigkeit für Vermeidungsanstrengungen auf nationaler Ebene besteht. Um jedoch hierüber mehr Sicherheit zu gewinnen, wäre es erforderlich, die Wirtschaftlichkeit der übrigen 62 Instrumenten des nationalen Klimaschutzprogramm zu analysieren.

---

<sup>184</sup> Diese Menge ergibt sich aus der Reduktionsverpflichtung von 21% der CO<sub>2</sub> Emissionen gegenüber dem Basisjahr 1990. Im Jahr 1990 betragen die CO<sub>2</sub>-Gesamtemissionen der BRD ca. 1014 Millionen Tonnen (vgl. /Energiedaten 2003/).

## **Literaturverzeichnis**

### **/AGEB 2002/**

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen; Auswertungstabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland 1990 bis 2001 – Berechnungen auf Basis des Wirkungsgradansatzes, Stand: September 2002

### **/Allnoch 1993/**

N. Allnoch: Wind messen und auswerten, in: Praxis Geographie, H. 7-8, S. 59-62

### **/Allnoch 1996/**

N. Allnoch: Zur Aussagekraft mittlerer Jahresgeschwindigkeitswerte, in: Windkraft Journal 4/1996, Juli/August 1996, 16. Jg., S. 24-26

### **/Altner et al. 1995/**

G. Altner, H.P. Dürr, G. Michelsen, J. Nitsch; „Zukünftige Energiepolitik – Vorrang für rationelle Energienutzung und regenerative Quellen, Economica-Verlag, Bonn, 1995

### **/Arrow 1951/**

K. Arrow; Social choice and individual values, New York, 1951

### **/Babiker et al. 2002/**

M.H. Babiker, H.D. Jacoby, J.M. Reilly, D.M. Reiner; The evolution of a climate regime: Kyoto to Marrakech; Joint program on the science and policy of global change, MIT, Februar 2002

### **/Baliunas, Soon 2000/**

S. Baliunas, W. Soon; Man vs. milky way revisited – Could cosmic ray cycles affect our climate?, Environment & Climate News, August 2000

### **/Bergmann, 1999/**

H. Bergmann; Rechtliche Aspekte der Einführung eines Quotenmodells für erneuerbare Energien, ZEW, Mannheim 1999.

**/BET 2001/**

BET - Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH; Auswirkungen des EEG und des KWKG auf die Endkundenpreise, Kurzgutachten im Auftrag des Bundesverband Windenergie e.V. und des Bund der Endenergieverbraucher e.V., Aachen, 2001

**/Bewag, 2000/**

Bewag; Internet-Information <[www.bewag.de](http://www.bewag.de)>, Januar 2000

**/Blesl 2000/**

M. Blesl; Räumlich hochaufgelöste Modellierung leistungsgebundener Energieversorgungssysteme zur Deckung des Wärmebedarfs für Raumheizung und Brauchwasserversorgung, IER Forschungsberichte Nr. 92, Stuttgart 2000

**/Blok et al. 2001/**

K. Blok, D. de Jager, C. Hendriks ; Economic evaluation of sectoral emission reduction objectives for climate change – summary report for policy makers, Ecofys, AEA, National technical university of Athens, 2003

**/BMU 1993/**

Bundesministerium für Umwelt: Synopse von CO<sub>2</sub>-Minderungsmaßnahmen und –potentialen in Deutschland, eine Information des Bundesumweltministeriums, Bonn, Dezember 1993

**/BMU 2000/**

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Umwelt Nr. 11/2000, Nationales Klimaschutzprogramm, 2000

**/BMU 2003/**

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Ergebnisse der 7. Klimakonferenz in Marrakesch, Quelle: <http://www.bmu.de/files/cop7.pdf>, 2003

**/BMU 2003a/**

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Referat Öffentlichkeitsarbeit; Umweltpolitik – Erneuerbare Energien in Zahlen, Stand März 2003, Berlin 2003

**/BMU 2003b/**

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Referat Z III 1 – „Allgemeine und grundsätzliche Angelegenheiten der erneuerbaren Energien“: Entwicklung der erneuerbaren Energien, Stand August 2003

**/BMU, 2003/**

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Deutsch-Französische Initiativen zu Luftreinhaltung Klimaschutz und Chemikalienpolitik 12. Sitzung des Deutsch-Französischen Umweltrates in Potsdam. Berlin, 27.02.2003, Quelle: <http://www.bmu.de/de/1024/js/presse/2003/pm019/main.htm>.

**/BMW i 2002/**

Vorgelegt vom Bundeswirtschaftsministerium; Bericht über den Stand der Markteinführung und der Kostenentwicklung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien (Erfahrungsbericht zum EEG), Berlin 28. Juni 2002, Quelle: [http://www.wuerzburg.ihk.de/energie/regenerativeenergien/ErfaberichtEEG\\_BMWI.pdf](http://www.wuerzburg.ihk.de/energie/regenerativeenergien/ErfaberichtEEG_BMWI.pdf)

**/Böhringer 2001/**

C. Böhringer; Climate policies from Kyoto to Bonn: from little to nothing?, ZEW discussion paper No. 01-49, Mannheim 2001

**/Boiteux 1960/**

M. Boiteux; Peak Load Pricing; in: Journal of business, 33, S. 257-179, 1960

**/Bonus 1986/**

H. Bonus; Reform der Umweltpolitik, S. 355-361, in: R. Vaubel, /D. Barbier, (Hrsg.): Handbuch Marktwirtschaft, Pfullingen 1986

**/Borsch, Wagner 1992/**

P. Borsch, H.-J. Wagner; Energie und Umweltbelastung, Berlin 1992

**/Bradke et al. 2001/**

H. Bradke, C. Cremer, W. Mannsbart; Potenziale für den Import und Export von Strom; Endbericht des Projekts „Potenziale aktueller und zukünftiger europäischer Stromexportländer für den Stromexport in die Bundesrepublik Deutschland sowie zukünftige Potenziale für den Stromexport aus der Bundesrepublik Deutschland in diese Länder“, Fraunhofer ISI, Karlsruhe, August 2001

**/Brandt et al. 2001/**

E. Brandt, J. Dreher, R. Kiesewetter, J. Reshöft; rechtsgutachten zur Kompatibilität von Instrumenten und Maßnahmen zur Realisierung einer nachhaltigen Energieversorgung mit Europa- und Verfassungsrecht; Erstellt im Auftrag des Deutschen Bundestages; Vorgelegt dem Büro für Technikfolgenabschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB), November 2001

**/Bröer, Witt 1999/**

G. Bröer, A. Witt; Erneuerbare Energien in der deutschen Energiewirtschaft Nutzung, Förderprogramme, Perspektiven, Solarthemen, EVU Studie 1998/1999, Bad Oeynhau- sen 1999

**/Brookshire et al. 1980/**

D. S. Brookshire, A. Randall, J. Stoll; Valuing increments and decrements in natural resource service flows; American Journal of Agricultural Economics, 63, No. 3, S. 478-488, August 1980

**/Brookshire et al. 1982/**

D. S. Brookshire, Mark A. Thayer, W. D. Schultze, R. D'Arge; Valuing public goods: A comparison of survey and hedonistic approaches; in: American Economic Review, 72: 1, S. 165-177, 1982

**/Browning 1987/**

E.K. Browning; On the Marginal Welfare Cost of Taxation, in: American Economic Review; 77 (1), S. 224-248, 1987

**/Bundesgesetzblatt 2000/**

Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbaren-Energien-Gesetz – EEG) sowie Änderungen des Energiewirtschaftsgesetzes und des Mineralölsteuergesetzes; Bundesgesetzblatt Jahrgang 2000 Teil I Nr. 13, ausgegeben zu Bonn am 31. März 2000

**/Bundesrat 2002/**

Pressemitteilung des Bundesrates vom 12. Juli 2002, Quelle:

[http://www.bundesrat.de/pr/pr187\\_02.html](http://www.bundesrat.de/pr/pr187_02.html)

**/Bundesregierung 2003/**

Pressemitteilung 23. Juni 2003: Änderung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes beschlossen, Quelle:

<http://www.bundesregierung.de/Themen-A-Z/Umwelt-,1215/Foerderung-erneuerbarer-Energi.htm>

**/Bundestag, 1999/**

Deutscher Bundestag, 14. Wahlperiode: Gesetzentwurf der Fraktionen SPD und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN vom 09.12.1999, in erster Lesung vom Bundestag beraten am 16.12.1999

**/Butler, Mahler 1982/**

R. V. Butler, M. D. Mahler; The Control of Externalities in Growing Economy. Economic Inquiry, 20, Nr.1: 155-163, 1982

**/BWE 2001/**

Bundesverband Wind Energie e.V. (BWE): Fakten zur Windenergie; im Internet unter: [www.wind-energie.de/info/folien](http://www.wind-energie.de/info/folien)

**/BWE 2002a/**

Bundesverband Windenergie e.V., Angaben auf der Homepage [www.wind-energie.de](http://www.wind-energie.de)

**/Cames et al. 2001/**

M. Cames, A. Herold, M. Kohlhaas, K. Schumacher, C. Timpe; Analyse und Vergleich der flexiblen Instrumente des Kyoto-Protokolls; Endbericht zum Gutachten „Instrumentenvergleich“ für die Enquête-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ des Deutschen Bundestages, Berlin 2001

**/Chao 1983/**

H. Chao; Peak load pricing and capacity planning with demand and supply uncertainty; in: Bell Journal of Economics, vol. 14, Issue 1, p. 179-190, 1983

**/Coase 1960/**

R.H. Coase; The Problem of Social Cost, in: The Journal of Law and Economics, Vol. 3, S. 1 – 44, 1960

**/Crew et al. 1995/**

M. Crew, P. Kleindorfer, G. Fernando: The theory of peak-load pricing: a survey, in: Journal of regulatory economics, Vol. 8, S. 215-248, 1995

**/Coninck, van der Linden 2003/**

H.C. de Coninck, N.H. van der Linden; An Overview of Carbon Transactions – General characteristics and specific peculiarities, ECN-C—03-022, März 2003

**/Cropper, Oates 1992/**

M. L. Cropper, W. E. Oates; Environmental Economics: A Survey, in: Journal of Economic Literature. 30: 675-740, 1992

**/Den Elzen, Manders 2001/**

M. den Elzen, T. Manders; The environmental and cost implications of the Kyoto-Protocol – an analysis with the FAIR model, mimeo, RIVM, 2001

**/DEWI 2001/**

Deutsches Windenergie Institut GmbH (DEWI): Weiterer Ausbau der Windenergienutzung im Hinblick auf den Klimaschutz, Teil 1 des FuE-Vorhabens 999 46 01, Wilhelmshaven, April 2001

**/DEWI 2002/**

Deutsches Windenergieinstitut GmbH (DEWI): Weiterer Ausbau der Windenergienutzung im Hinblick auf den Klimaschutz, Teil 2 des FuE-Vorhabens 999 46 101, Wilhelmshaven, November 2002

**/Diekmann, Praetorius 1997/**

J. Diekmann, B. Praetorius; Externe Effekte und ihre Internalisierung; in: R. Friedrich, W. Krewitt (Hrsg.): Umwelt- und Gesundheitsschäden durch die Stromerzeugung – Externe Kosten von Stromerzeugungssystemen, S. 14-24, Springer, Heidelberg 1997

**/DIN 1992/**

DIN: DIN EN 832: Wärmetechnisches Verhalten von Gebäuden: Berechnung des Heizenergiebedarfs Wohngebäude (Entwurf), Deutsches Institut für Normung e.V.; Berlin: Beuth Verlag 1992

**/Dreher 1999/**

M. Dreher; Grüne Angebote in Deutschland im internationalen Vergleich; in: Zeitschrift für Energiewirtschaft: ZfE, Braunschweig – Wiesbaden: Vieweg, Bd. 23, 1999



**/Dreher 2001/**

M. Dreher; Analyse umweltpolitischer Instrumente zur Förderung der Stromerzeugung aus regenerativen Energieträgern im liberalisierten Strommarkt – Eine Untersuchung unter technischen, ökonomischen und umweltrelevanten Gesichtspunkten am Beispiel der Region Baden-Württemberg, Karlsruhe 2001

**/Drillisch, Riechmann, 1997/**

J. Drillisch, C. Riechmann; Umweltpolitische Instrumente in einem liberalisierten Strommarkt. Das Beispiel von England und Wales, Zeitschrift für Energiewirtschaft Heft 2 1997, S. 137-162

**/Ebel et al. 1992/**

W. Ebel, W. Eicke-Henning, W. Feist, H.M. Groscurth; Institut Wohnen und Umwelt; Anlagenband zum Bericht : „Energiesparpotentiale im Gebäudebestand“, Wärmetechnische Gebäudetypologie für die Bundesrepublik Deutschland (alte Bundesländer), Darmstadt 1992

**/Ebel et al. 1995/**

W. Ebel, W. Eicke-Henning, W. Feist, E. Hinz, M. Jäckel, R. Born, R. Storch, O. Hildebrandt, B. Siepe; Institut Wohnen und Umwelt; Empirische Überprüfung der Möglichkeiten und Kosten, im Gebäudebestand und bei Neubauten Energie einzusparen und die Energieeffizienz zu steigern (ABL und NBL), Enquête-Kommission „Schutz der Erdatmosphäre“: Studienprogramm Energie, Vol 3/I, Bonn, 1995

**/Ebel et al. 1996/**

W. Ebel, W. Eicke-Henning, W. Feist, H.M. Groscurth; Institut für Wohnen und Umwelt; Der zukünftige Heizwärmebedarf der Haushalte, Darmstadt 1996

**/EC 1998/**

European Commission (EC); Energy in Europe, 1998 – Annual Energy Review, December 1998

**/EEG 2000/**

Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien; Bundesgesetzblatt I 2000, 305, zuletzt geändert durch Gesetz vom 22.12.2003 (I 3074)

**/EEX 2001-2003/**

Statistiken der Börsenpreise für Strom aus den Jahren 2001 bis 2003, zu beziehen unter: [www.eex.de](http://www.eex.de)

**/EGV 2001/**

Konsolidierte Fassung des Vertrags zur Gründung der Europäischen Gemeinschaft; Änderungen durch Vertrag von Nizza (ABl. Nr. C 80 vom 10.3.2001 S. 1) implementiert, Quelle: <http://www.umwelt-online.de/recht/eu/egv1.htm#u>

**/Eichhammer, Schlomann 1997/**

W. Eichhammer, B. Schlomann; Case Study MURE Database: A Comparison of Thermal Building Regulations in the European Union, Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung; Karlsruhe: ISI, 1997

**/Ellerman, Decaux 1998/**

D.A. Ellerman, A. Decaux ; Analysis of Post-Kyoto CO<sub>2</sub> emission trading using marginal abatement curves, Report 40, MIT 1998

**/Elsässer 2002/**

F. Elsässer; Kosten der Windenergienutzung in Deutschland; Vortrag auf der Sitzung des Wirtschaftsbeirates der Union am 23.07.2002, Quelle: [http://www.eon-energie.com/Ressources/downloads/020723\\_elsaesser\\_windenergie.pdf](http://www.eon-energie.com/Ressources/downloads/020723_elsaesser_windenergie.pdf)

**/Elsenberger u. a., 1999/**

U. Elsenberger; (KEVAG, Koblenz) und andere Informanten, persönliche Information, 1999

**/Ender 2003/**

C. Ender; Windenergienutzung in der Bundesrepublik Deutschland – Stand 30.06.2003. DEWI Magazin, Nr. 23, August 2003

**/Endres 2000/**

A. Endres; Umweltökonomie, 2. Auflage, 2000

**/Energiedaten 2003/**

Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit; Energiedaten 2003 – Nationale und internationale Entwicklung, Berlin 2003

**/Enquete 1990/**

Energie und Klima. Herausgegeben von der Enquete-Kommission „Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre“ des Deutschen Bundestags, 10 Bde, Karlsruhe 1990

**/Enquete 1995/**

Deutscher Bundestag (Hrsg.); Mehr Zukunft für die Erde, Nachhaltige Energiepolitik für dauerhaften Klimaschutz, Schlußbericht der Enquete Kommission „Schutz der Erdatmosphäre, Bonn 1995

**/Enquete 2002/**

Enquete-Kommission Energie; Endbericht der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“, Deutscher Bundestag, Drucksache 14/9400, Juli 2002

**/EU 1998/**

Criteria and methods to integrate equity, efficiency and effectiveness in EU and global climate policy: report on a {DG XII Workshop}, Brussels, 18 - 19 May 1998 / [European Commission, Science, Research, Development], Luxembourg: Office for Official Publication of the European Community, 1998

**/Eyckmans et al. 2001/**

J. Eyckmans, D. van Regemorter, V. Steenberghe; Is Kyoto fatally flawed? An analysis with MacGEM, Katholike Univeriteit Leuven, ETE working paper No. 118, 2001

**/Fahl et al. 1997/**

Fahl, U., Krüger, R., Läge, E., Ruffler, W., Schaumann, P., Voß, A.; Kostenvergleich verschiedener CO<sub>2</sub>-Minderungsmaßnahmen in der Bundesrepublik Deutschland, IER Forschungsbericht Nr. 40, August 1997

**/Feess 1995/**

E. Feess; Umweltökonomie und Umweltpolitik, 2. Auflage, 1995

**/Fichtner 2002/**

Fichtner; Markt- und Kostenentwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse, Gutachten, April 2002

**/Forum 1997/**

DIW/DLR/Forum; Aktionsprogramm: Abbau von Hindernissen bei der Realisierung von Anlagen erneuerbarer Energien, Studie gefördert durch das BMWi, Bonn, April 1997

**/Franke 2000/**

S. F. Franke; (Ir)rationale Politik?: Grundzüge und politische Anwendungen der "ökonomischen Theorie der Politik", 2. überarb. Und erw. Aufl., Marburg 2000

**/Franke 1999/**

S.F. Franke; Rationale Umweltrechtsproduktion aus der Sicht der Neuen politischen Ökonomie. In: Rationale Umweltpolitik - Rationales Umweltrecht, Baden Baden. S. 141 bis 166, 1999

**/Frey et al. 1985/**

B. Frey, F. Schneider, W.W. Pommerehne; Economists' Opinions on Environmental Policy Instruments: Analysis of a Survey, in: Journal of Environmental Economics and Management, 12 (1), S. 62-71, 1985

**/Frey, Kirchgaessner 2002/**

B. Frey, G. Kirchgaessner; Demokratische Wirtschaftspolitik: Theorie und Anwendung, 3. neubearbeitete Auflage, München 2002

**/Fullerton 2001/**

D. Fullerton; A Framework to Compare Environmental Policies, in: Southern Economic Journal, 68 (2), S. 224-248, 2001

**/Gent, 1999/**

K. Gent; Deutsches Stromeinspeisungsgesetz und Europäisches Wettbewerbsrecht, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 49 Jg., Heft 12, 1999

**/Grubb 2003/**

M. Grubb; The economics of the Kyoto Protocol, in: World economics, Vol. 4, No. 3 July – September 2003

**/Hagem, Holtmark 2001/**

C. Hagem, B. Holtmark; From small to insignificant: climate impact of the Kyoto Protocol with and without US, CICERO policy note, Oslo, Januar 2001

**/Hansmeyer 1993/**

K.H. Hansmeyer; Das Spektrum umweltpolitischer Instrumente; in: H. König (HG.); Umweltverträgliches Wirtschaften als Problem von Wissenschaft und Politik, S. 63-86, Oldenburg 1993

**/Hansen et al. 2003/**

J.D. Hansen, C. Jensen, E.S. Madsen; The establishment of the Danish windmill industry – was it worthwhile?, in: Review of World Economics 2003, Vol 139 (2), S. 324-347

**/Hauser 2000/**

Ingenieurbüro Hauser; Überprüfung der Wirtschaftlichkeitsgebots des EnEG bei den neuen Anforderungen der Wärmeschutzverordnung 1999 Teil II – Wirtschaftlichkeitsrechnungen auf der Grundlage konkreter Konstruktionen und Baukosten (Basisjahr: 1996), Fraunhofer IRB Verlag, Stuttgart 2000

**/HGF 2001/**

Arbeitsgemeinschaft der HGF-Forschungszentren FZK, DLR, FZJ, GMD: Schlüsseltechnologie Regenerative Energie, Teilbericht im Rahmen des HGF-Projektes „Global zukunftsfähige Entwicklung – Perspektiven für Deutschland“, Stuttgart, Karlsruhe, November 2001

**/Hirschl et al. 2002/**

Hirschl, B.; Hoffmann, E; Zapfel, B.; Durstewitz, M.; Hoppe-Kilpper, M.; Bard, J.: Markt- und Kostenentwicklung erneuerbarer Energien. 2 Jahre EEG – Bilanz und Ausblick, Berlin, 2002

**/Hotelling 1931/**

H. Hotelling; The economics of exhaustible resources, in: Journal of political economics, Vol. 39, S. 137-175, 1931

**/Höppner, 1999/**

Der Handelsplatz für regenerativen Strom, in: Elektrizitätswirtschaft, Jg. 98 Heft 24, 1999

**/Huber et al. 2001/**

C. Huber et al.; Final report of the project ElGreen – Organising a joint European green electricity market; Research Project within the 5<sup>th</sup> framework programme of the European Commission, Austria, November 2001

**/IER 2002/**

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER); Alternativer Technologiedatensatz für die Szenarienrechnungen im Rahmen der Enquete-Kommission des Deutschen Bundestages „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ (Variante 1), Stand 11.02.2002

**/Ikarus 1997/**

G. Stein, B. Strobel (Hrsg.); Politikszenerarien für den Klimaschutz, Untersuchung im Auftrag des Umweltbundesamtes, Bd. 1: Szenarien und Maßnahmen, Schriften des FZ Jülich, Reihe Umwelt, Band 5, 1997

**/IMA 1994/**

Bundesumweltministerium (Hrsg.); Beschluß der Bundesregierung vom 29.09.1994 zur Verminderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen und anderer Treibhausgasemissionen in der Bundesrepublik Deutschland auf der Grundlage des dritten Berichts der interministeriellen Arbeitsgruppe „CO<sub>2</sub>-Reduktion“ (IMA CO<sub>2</sub>-Reduktion), Bonn 1994

**/IPCC 2001/**

IPCC Report: Climate change 2001: the scientific basis, Cambridge University Press, Quelle: [http://www.grida.no/climate/ipcc\\_tar/wg1/](http://www.grida.no/climate/ipcc_tar/wg1/)

**/ISET, 2002/**

Institut für Solare Energieversorgungstechnik, Verein an der Universität Gesamthochschule Kassel e. V., European Wind Energy Information Network (EUWINet), Wind Turbine Operation, Energy Production, Monthly operational results of selected WTs in Germany, im Internet unter: [www.iset.de](http://www.iset.de)

**/Kail, Rukes 1995/**

C. Kail, B. Rukes ; Fortschrittliche Gas- und Dampfturbinenprozesse zur Wirkungsgrad- und Leistungssteigerung bei GUD-Kraftwerken, VDI Berichte Nr. 1182, S. 71-87, 1995

**/Kaltschmitt, Wiese 1997/**

M. Kaltschmitt, A. Wiese (Hrsg.); Erneuerbare Energien – Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte, 2. Auflage, 1997

**/KfW 2002/**

K. Oppermann; Kreditanstalt für Wiederaufbau; Handelbare Umweltzertifikate als Instrumente der Klima- und Energiepolitik; Teil 2: Quoten und grüne Zertifikate zur Förderung erneuerbarer Energien; in: KfW Research, Mittelstands- und Strukturpolitik, Ausgabe 27, Januar 2002, S. 5-14

**/Kleemann et al. 2003/**

M. Kleemann, R. Heckler, A. Kraft, W. Kuckshinrichs; Forschungszentrum Jülich; Klimaschutz und Beschäftigung durch das KfW-Programm zur CO<sub>2</sub>-Minderung und das KfW- CO<sub>2</sub>-Gebäudesanierungsprogramm, Evaluierung der Programme im Auftrag der KfW, Endbericht 29. Oktober 2003

**/Kleinauf et al. 1997/**

W. Kleinkauf, M. Durstewitz, M. Hoppe-Klipper; Beitrag der Windenergie; in: J.-Fr. Hake, K. Schultze (Hrsg.): Ausbau erneuerbarer Energiequellen in der Stromwirtschaft – Ein Beitrag zum Klimaschutz, Band zum Workshop vom 19. Februar 1997 am FZ Jülich

**/Klepper, Peterson 2003/**

G. Klepper, S. Peterson; On the Robustness of Marginal Abatement Curves: The Influence of World Energy Prices, Kiel Working Papers 1138, Kiel 2003

**/Kohlhaas, Prätorius 1994/**

M. Kohlhaas, B. Prätorius; Selbstverpflichtungen der Industrie zur CO<sub>2</sub>-Reduktion; unter Mitarbeit von R. Eckhof und T. Hoeren, Sonderheft des DIW, Nr. 152, Berlin 1994

**/Kommission der EU 2000/**

Mitteilung der Kommission an den Rat und das Europäische Parlament "Politische Konzepte und Maßnahmen der EU zur Verringerung der Treibhausgasemissionen: zu einem Europäischen Programm zur Klimaänderung (ECCP)", Bulletin EU 3-2000 Umwelt (23/25)

**/Kommission der EU 2001/**

Kommission der EU. Mitteilungen der Kommission über die Durchführung der ersten Phase des Europäischen Programms zur Klimaänderung (ECCP). Brüssel, 23.10.2001 KOM(2001) 580 endgültig.

**/Kommission der EU 2002/**

Kommission der EG, Umwelt. European Climate Change Programme (ECCP). Second ECCP Progreß Report – Can we meet our Kyoto targets, Quelle: <http://www.europa.int/comm/environment/climate/eccp.htm>

**/Kramer 2002/**

N. Kramer; Modellierung von Preisbildungsmechanismen im liberalisierten Strommarkt, Dissertation, Freiberg 2. Dezember 2002

**/Kummert 1995/**

C. Kummert; Das englische Vergütungsmodell für Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien; in: Elektrizitätswirtschaft, 95. Jahrgang, 1996

**/Lange 2001/**

A. Lange; Umweltpolitische Entscheidungen unter Unsicherheit und bei Restriktionen in der Instrumentenwahl – eine umweltökonomische Analyse, Peter Lang, 2001

**/Langniß 1999/**

O. Langniß; Das System des Non-Fossil-Fuel Obligations, DLR, 1999

**/Langniß 2003/**

O. Langniß; Governance Structures for Promoting Renewable Energy Sources; Dissertation; 2003

**/Langniß, Markard 1999/**

O. Langniß, J. Markard; Grüner Strom und staatliche Förderung: Eine Analyse der Wechselwirkungen; in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Heft 4/1999, Februar 1999

**/Langniß, Nitsch 1997/**

O. Langniß, J. Nitsch; Vorschlag für ein Sonderprogramm zur ‚beschleunigten Markteinführung regenerativer Energien bis 2010, Expertise für das Vorhaben ‚Zukünftige Energiepolitik‘ (Gruppe Energie 2010), Phase II, Stuttgart, Mai 1997

**/Leven et al. 2001/**

B. Leven, J. Neubarth, C. Weber; Ökonomische und ökologische Bewertung der elektrischen Wärmepumpe im Vergleich zu anderen Heizungssystemen, IER-Forschungsbericht Band 80, Stuttgart: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung 2001

**/Markewitz, Vögele 2002/**

P. Markewitz, S. Vögele; CO<sub>2</sub>-Einsparungen durch den Einsatz moderner fossil befeuerter Kraftwerke in Deutschland, STE-Preprint 08/2002, Forschungszentrum Jülich, 2002

**/Matschke 1993/**

M. J. Matschke; Investitionsplanung und Investitionskontrolle, Verlag Neue Wirtschafts-Briefe, Herne/Berlin 1993



**/Mayer 2000/**

Mayer R.: „Windkraft spart CO<sub>2</sub>“, Berechnung der tatsächlichen Einsparung, in: BWK Bd. 52 (2000), Nr. 10, S. 54-59

**/Mendelson et al. 1994/**

R. Mendelson et al.; The impact of global warming on agriculture: A ricardian analysis, in: American Economic Review 84, S. 853-771, 1994

**/Menges, 1999/**

R. Menges; Elemente eines Fördermodells für die erneuerbaren Energien in Deutschland, Energiestiftung Schleswig-Holstein, Studie 6, 1999

**/Natsource LCC/GCSI 2002/**

Natsource LCC, GCSI (Global change strategies international Inc.), Assessment of private sector anticipatory response to greenhouse gas market development, 2002

**/Neu 2000/**

A. Neu; Eine Zwischenbilanz zum Einsatz und zur Förderung erneuerbarer Energie in Deutschland, Kieler Diskussionsbeiträge 363, Kiel, Juli 2000

**/Nitsch, Fishedick 2003/**

J. Nitsch, M. Fishedick; Der Ausbau erneuerbarer Energien in längerfristiger Perspektive – Möglichkeiten und Herausforderungen, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft 27 (2003), S. 59-77.

**/Nitsch et al, 1999/**

Klimaschutz durch Nutzung erneuerbarer Energien, Arbeitsgemeinschaft DLR/WI/ZSW/IWR/Forum, 1999

**/Öko-Institut 2001a/**

Öko-Institut, DLR, Prof. Bergmann; Umsetzungsaspekte eines Quotenmodells für Strom aus erneuerbarer Energien – Kurzfassung, Studie im Auftrag des Wirtschaftsministeriums Baden-Württemberg, Freiburg/Stuttgart/Heidelberg, August 2001

**/Öko-Institut 2001b/**

Öko-Institut, DLR, Prof. Bergmann; Umsetzungsaspekte eines Quotenmodells für Strom aus erneuerbarer Energien – Abschlußbericht, Studie im Auftrag des Wirtschaftsministeriums Baden-Württemberg, Freiburg/Stuttgart/Heidelberg, August 2001

**/Pearce 1998/**

D. Pearce; Economics and environment: essays on ecological economics and sustainable development, Cheltenham: Elgar 1998

**/Persson, Azar 2002/**

T.A. Persson, C. Azar; The cost of meeting the Kyoto Protocol – Dealing with Annex 1 former Soviet Union carbon surplus, discussion paper, Chalmers university of technology, Göteborg, 2002

**/Pfaffenberger 2002/**

W. Pfaffenberger; Energiepolitische Rahmenbedingungen und Investitionen im Kraftwerksbereich bis 2020, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 52. Jahrgang, Heft 9, 2002

**/Praetorius, Ziesing 2001/**

B. Praetorius, H.-J. Ziesing; Quotenmodell für Kraft-Wärmekopplung mit handelbaren Zertifikaten; in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Heft 2, S. 107-124, 2001

**/President George W. Bush, 2001/**

President G. W. Bush Addresses Climate Change Policy Options. The White House June 11, 2001, in: U.S. Environmental Protection Agency. Global Warming – News and Events, Quelle: <http://yosemite.epa.gov/oar/globalwarming.nfs>

**/Prognos 1999/**

Prognos AG; Möglichkeiten der Marktanreizförderung für erneuerbare Energien auf Bundesebene unter Berücksichtigung veränderter wirtschaftlicher Rahmenbedingungen, Endbericht, Februar 1999

**/Prognos 2001/**

Prognos; Energiepolitische und gesamtwirtschaftliche Bewertung eines 40%-Reduktionsszenarios, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Basel, 2001

**/PTJ 2000/**

Projektträger Jülich, Jahresbericht 2000 „Erneuerbare Energien und rationelle Energieverwendung“, Jülich 2000

**/Rat 1993/**

Beschluß 94/69/EG des Rates vom 15. Dezember 1993 über den Abschluß des Rahmenübereinkommens der Vereinten Nationen über Klimaänderungen, Amtsblatt der EG, L 33, 7.2. 1994

**/Rat 2002a/**

Entscheidung des Rates vom 25. April über die Genehmigung des Protokolls von Kyoto zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen im Namen der Europäischen Gemeinschaft sowie die gemeinsame Erfüllung der daraus erwachsenden Verpflichtungen. 2002/358/EG, Amtsblatt der EG L130 vom 15.5.2002

**/Rat 2002b/**

Rat der Europäischen Union; Informativischer Vermerk des Generalsekretariats für die Delegationen. Betr.: Geänderter Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionsberechtigungen in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates – Politische Einigung, Brüssel den 11. Dezember 2002 (18.12), (OR. En)

**/Rat 2003/**

Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates, Amtsblatt der Europäischen Union L 275/32 vom 25.10.2003

**/Recknagel et al. 2001/**

H. Recknagel, E. Sprenger, E.R. Schramek (Hrsg.); Taschenbuch für Heizung + Klimatechnik 1/2, 70. Auflage, Oldenbourg Industrieverlag München, 2001

**/Rentz et al. 2001/**

O. Rentz, M. Wietschel, M. Dreher, W. Bräuer, I. Kühn; Neue umweltpolitische Instrumente im liberalisierten Strommarkt, Karlsruhe/Mannheim 2001

**/Rennings et al. 1996/**

K. Rennings, K.L. Brockmann, H. Koschel et al. ; Nachhaltigkeit, Ordnungspolitik und freiwillige Selbstverpflichtung; ZEW-Schriftenreihe Umwelt- und Ressourcenökonomie, Heidelberg 1996

**/RWE Energie, 2000/**

RWE Energie AG, Internet-Information <http://www.umweltplus.de/>, Januar 2000

**/Schaeffer et al 1999/**

G.J. Schaeffer, M.G. Boots, C. Mitchell, C. Timpe, M. Cames, T. Anderson; The implications of tradable green certificates for the deployment of renewable electricity: mid-term report, ECN, 1999

**/Schaeffer et al. 2000/**

C. Schaefer, C. Weber, H. Voss-Uhlenbrock, A. Schuler et al.; Effective Policy Instruments for Energy Efficiency in Residential Space Heating – an International Empirical Analysis (EPISODE), IER Forschungsbericht, Band 71, Stuttgart 2000

**/Schiffer 2002/**

H.-W. Schiffer; Energiemarkt Deutschland, 8. überarbeitete Auflage, Köln 2002

**/Scott 1980/**

A. Sott; The economics of house heating; in: Energy Economics, Vol. 2 (3), S. 130-141, 1980

**/Sen 1977/**

A.K. Sen; On weights and measures: informational constraints in welfare analysis, in: Econometrica 45, S. 1539-1572; 1977

**/Shaheen et. al. 2001/**

S. Shaheen; J. Wright; and D. Sperling; "California's Zero Emission Vehicle Mandate - Linking Clean Fuel Cars, Carsharing, and Station Car Strategies" (January 1, 2001), Institute of Transportation Studies, Working Paper UCD-ITS-REP-01-26. <http://repositories.cdlib.org/itsdavis/UCD-ITS-REP-01-26>

**/Siebert 1998/**

H. Siebert; Economics of the environment: theory and policy, 5. Auflage, Berlin 1998

**/Statistisches Jahrbuch 2002/**

Herausgegeben durch das statistische Bundesamt Deutschlands; Statistisches Jahrbuch 2002 für die Bundesrepublik Deutschland, Oktober 2003

**/Streissler 1993/**

E. Streissler; Das Problem der Internalisierung; in: H. König (Hg.): Umweltverträgliches Wirtschaften als Problem von Wissenschaft und Politik, Seite 87-110, Berlin 1993

**/Streit 2000/**

M.E. Streit; Theorie der Wirtschaftspolitik, 5. neubearbeitete und erweiterte Auflage, Düsseldorf 2000

**/StromEG 1990/**

Gesetz über die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz (Stromeinspeisungsgesetz) vom 7. Dezember 1990 (BGBl. I S. 2633), zuletzt geändert durch Art. 3 Nr. 2 des Gesetzes vom 24. April 1998 (BGBl. I S. 730, 734)

**/Soon et al. 2000/**

W. Soon, et al.; Variations of solar coronal hole area and terrestrial lower tropospheric air temperature from 1979 to mid-1998: Astronomical forcings of change in Earth's climate?, in: *New Astronomy*, 4, 2000, 563-579.

**/Svensmark, Friis-Christensen 1997/**

H. Svensmark, E. Friis-Christensen; Variation of cosmic ray flux and global cloud coverage--A missing link in the solar-climate relationship, in: *Journal of Atmospheric Solar-terrestrial Physics*, 59, 1997, 1225-1232.

**/Tagesnachrichten, 1999/**

Tagesnachrichten Nr. 10931, 18.10.1999, S. 2 - 3

**/Tietenberg 2003/**

T.H. Tietenberg; Environmental Economics and Policy, 6. Auflage, Bosten u.a., 2003

**/UNFCCC, 2002a/**

A Guide to the Climate Change Convention Process. 2. edition. Climate Change Secretariat, Bonn 2002

**/UNFCCC, 2002b/**

A Guide to the Climate Change Convention Process and its Kyoto Protocol. Climate Change Secretariat, Bonn 2002

**/UNFCCC, 2002c/**

Kyoto Protocol Thermometer, 19. Mai 2003, <http://unfccc.int/resource/kpthermo.html>

**/Varian 1994/**

Varian, H.R.; Mikroökonomie, 3. Auflage, R. Oldenbourg Verlag, München 1994

**/Varilek, Marenzi 2001/**

M. Varilek, N. Marenzi; Greenhouse gas price scenarios for 2000-2012: Impact of different policy regimes, IWOe Discussion paper No. 96, November 2001

**/VDEW, 1999a/**

VDEW-Presskonferenz, Berlin, 20. September 1999

**/Veizer et al. 2000/**

J. Veizer, Y. Godderis, L. M. Francois; Evidence for decoupling of atmospheric CO<sub>2</sub> and global climate during the Phanerozoic eon, in: Nature, 408, Dec. 2000, 698-701

**/VEW Energie, 2000/**

VEW Energie AG, Internet-Information <<http://sonnenenergie-fonds.vew.de>>, Januar 2000

**/VIK 2002/**

VIK Mitteilungen, 52. Jahrgang, Heft 1, 2002

**/Voß 2003/**

A. Voß; Windenergie – Entwicklungen, Erwartungen und energiewirtschaftliche Einordnung; Vortrag beim VDE/VDI-Arbeitskreis Gesellschaft und Technik, Stuttgart Juni 2003

**/Wagner, 2000/**

E. Wagner; Nutzung erneuerbarer Energien durch die Elektrizitätswirtschaft, Stand 1999, in: Elektrizitätswirtschaft, Jg. 99 (2000), Heft 24, S. 10-24

**/Weber 1999/**

C. Weber; Konsumverhalten und Umwelt – eine empirische Untersuchung am Beispiel von Energienutzung und Emissionen, Peter Lang, 1999

**/Weber 2004/**

C. Weber; Titel unbekannt, Manuskript vervielfältigt, Stuttgart Februar 2004

**/Windguard 2003/**

Deutsche Windguard GmbH; Kurzgutachten im Rahmen der Novellierung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes / Teil Windenergie, Endbericht im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, August 2003

**/WWF 2003/**

Projektträger Umweltstiftung WWF Deutschland; Endbericht des Öko-Instituts, des DIW und ECOFYS; Auswirkungen des europäischen Emissionshandelssystems auf die deutsche Industrie, Berlin/Köln, September 2003

**/Zhang 2001/**

Z.X. Zhang; Meeting the Kyoto targets: the importance of developing country participation; CLIM – climate change modelling and policy, Faculty of economics and faculty of law; University of Groningen, The Netherlands, 2001

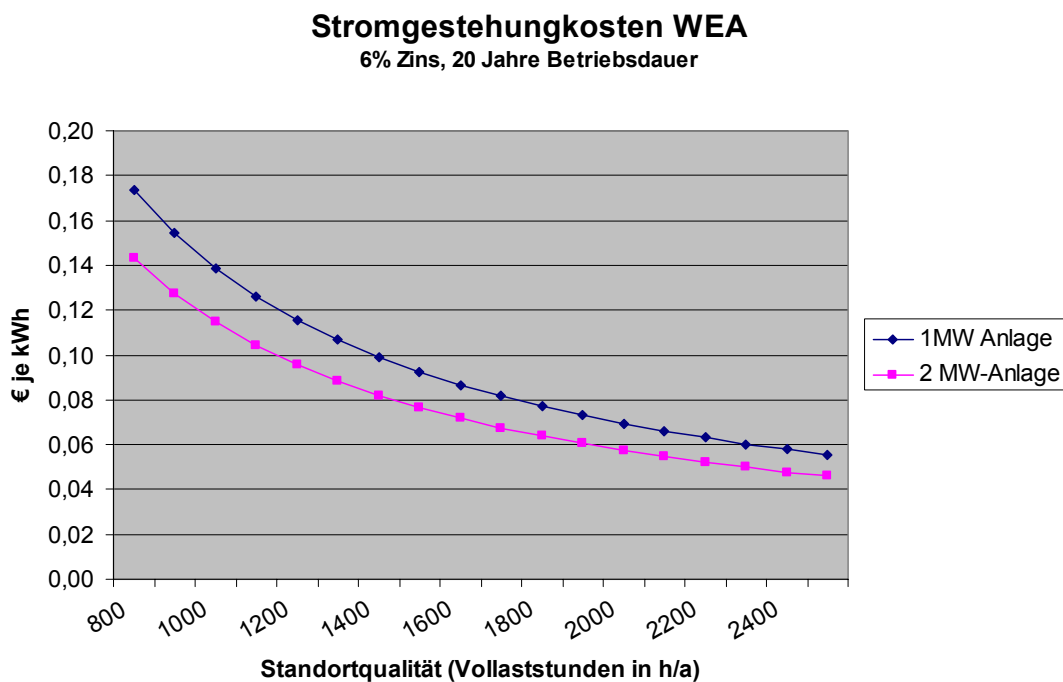




## Anhang

### Abbildungen

**Abbildung A-1:** Stromgestehungskosten Windenergieanlagen



Quelle: Eigene Berechnungen

### Tabellen

**Tabelle A-1:** Standortabhängige Stromproduktion und Stromgestehungskosten von Windenergieanlagen

		<b>1 MW-Anlage</b>								
Vollaststunden		800	1000	1200	1300	1400	1500	1700	1900	2200
Spez. Erzeugungskosten [€-Cent/kWh]		17	14	12	11	10	9	8	7	6

		<b>2 MW-Anlage</b>								
Vollaststunden		800	900	1000	1100	1300	1400	1600	1800	2100
Spez. Erzeugungskosten [€-Cent/kWh]		14	13	11	10	9	8	7	6	5

Errechnet aus Anlagen Investitionskosten sowie Annahme von 20 Jahren Betriebsdauer und 6% Zins

Quelle: eigene Berechnungen



## **Anhang A: Projektion des Preises für konventionell erzeugten Strom<sup>185</sup>**

Der Strompreis wird sich voraussichtlich entsprechend der ökonomischen Ansätze des langfristigen Gleichgewichts und des sogenannten Peak-load-pricing /Boiteux 1960, Chao 1983/ entwickeln, so daß die Mehrkosten des EEG längerfristig bezüglich dieses langfristigen Preisgleichgewichts berechnet werden müssen.

In monopolisierten Strommärkten wurde zur Bestimmung der kostenoptimalen – und damit bei gegebener Last auch die wohlfahrtsoptimalen – Kraftwerksstruktur häufig eine Durchschnittskostenbetrachtung entsprechend der in Abbildung A-2 oben durchgeführt. Damit lassen sich für unterschiedliche Lastbereiche die optimalen Erzeugungstechnologien bestimmen. Äquivalent dazu kann auch die in Abbildung A-2 unten gezeigte Darstellung verwendet werden. Hier werden die Gesamtkosten pro installiertem kW und Jahr in Abhängigkeit der Vollaststunden dargestellt. Die Durchschnittskosten pro produzierter Kilowattstunde ergeben sich aus diesem Wert durch Division durch die jährlichen Vollaststunden. In beiden Darstellungen zeigt sich bei den zugrundegelegten Daten<sup>186</sup>, daß bis zu 1200 Vollaststunden die Gasturbine die kosteneffizienteste Technologie ist, gefolgt von GuD-Kraftwerken im Bereich von 1200 bis 6800 Vollaststunden. Es folgen Kohlekraftwerke als kostengünstigste Technologie bis zu 8200 Vollaststunden. Die Kernkraft wird erst ab 8200 Vollaststunden effizient, während Laufwasser sich in keinem Fall als kosteneffizient herausstellt, ebenso wie die heizölgefeuerte Gasturbine.

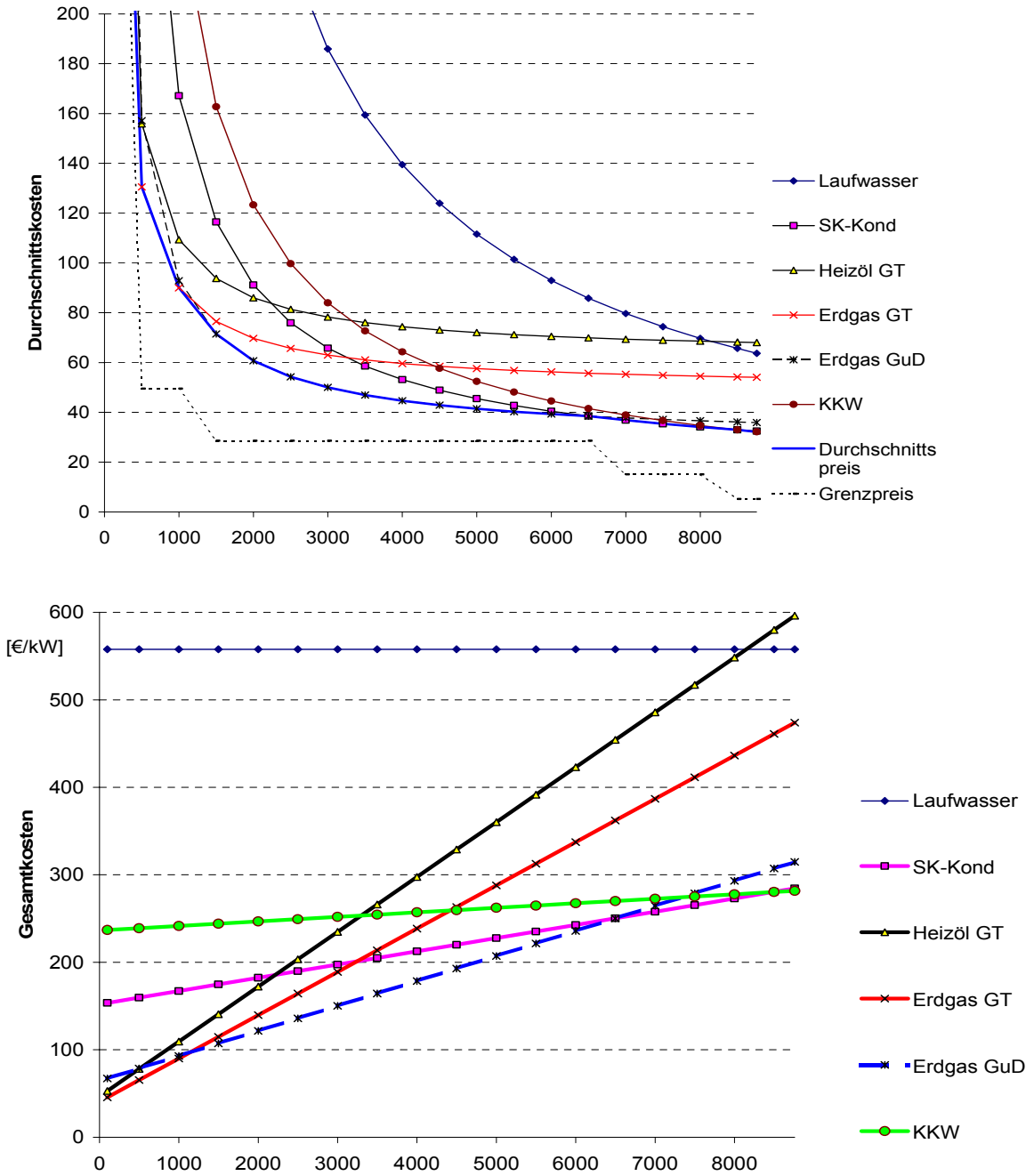
Da die untere Darstellung den Vorteil stückweise linearer Kostenverläufe und eines definierten Schnittpunktes mit der Ordinate aufweist, wird im folgenden auf diese Darstellungsform zurückgegriffen. In der Betrachtung werden verschiedene Vereinfachungen angenommen, so werden z.B. wesentliche technische Randbedingungen für den Kraftwerkseinsatz bei variabler Last (wie z.B. Mindeststillstandszeiten, Anfahrkosten etc.) nicht oder nur approximativ durch Verwendung von Jahresnutzungsgraden berücksichtigt.

---

<sup>185</sup> Die folgenden Ausführungen stützen sich wesentlich auf Vorarbeiten von Weber (2004) und bilden die Grundlage für die Projektion der zukünftigen Stromerzeugungskosten aus eigenen Berechnungen.

<sup>186</sup> Gemäß den Szenario-Rechnungen im Auftrag der Enquête-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung im Zeichen der Liberalisierung und Globalisierung“ des 13. Deutschen Bundestages. Der Zins wird dabei mit 8% real angenommen, und Energiepreise ohne CO<sub>2</sub>-Kosten betrachtet.

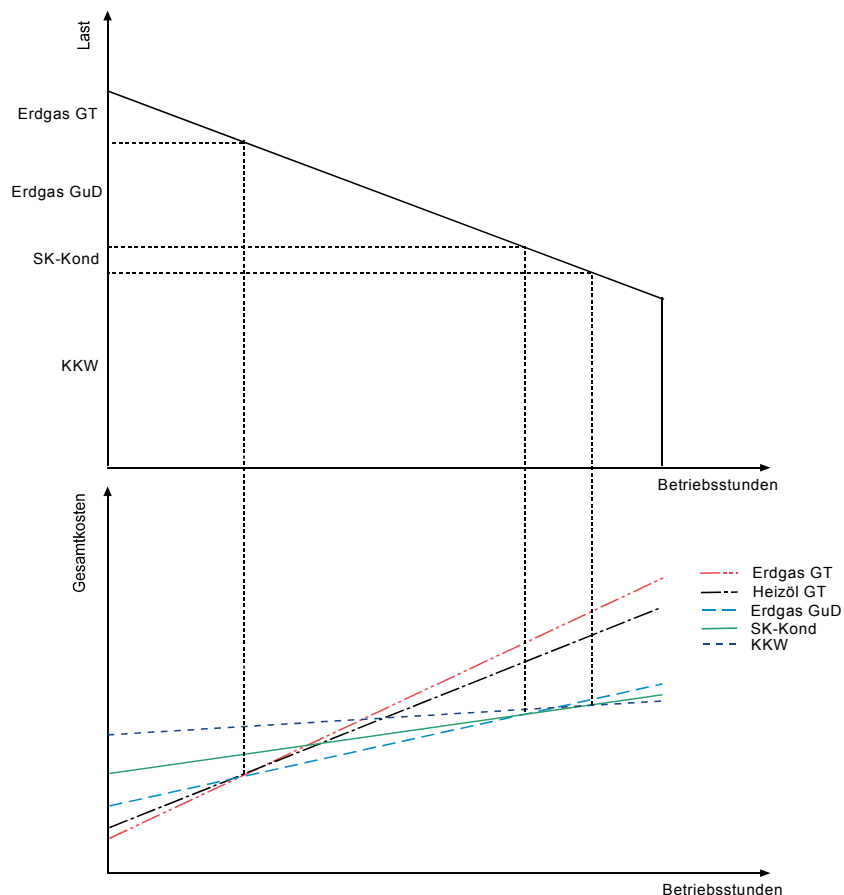
**Abbildung A-2:** Durchschnittskosten und Gesamtkosten je installiertem kW in Abhängigkeit von den Volllaststunden im Basisszenario



Durch die Kombination mit der Lastdauerlinie lassen sich auch direkt (wie in Abbildung A-3 gezeigt) die optimalen Kapazitäten der verschiedenen Erzeugungstechnologien bestimmen. Auch in wettbewerblich geregelten Märkten sollte sich die gleiche Erzeugungsstruktur ergeben, wenn die Marktkräfte annahmegemäß dazu führen, daß das Kostenminimum erreicht wird. Nach dem Peak-Load Pricing sollten bei fester Lastspitze in allen Zeiten außerhalb der Lastspitze der Preis den marginalen variablen Kosten der Erzeugung entsprechen. Nur in der Lastspitze (Peak-Load) müssen die Nutzer neben den variablen Kosten auch die Kosten für

die Kapazitätsbereitstellung zahlen. Der Preis ergibt sich dann theoretisch gerade so, daß die langfristigen Grenzkosten der letzten Erzeugungseinheit gedeckt werden.

**Abbildung A-3:** Dauerlastlinie und Gesamtkosten, Bestimmung der optimalen Kapazitäten



Quelle: Eigene Erstellung

Zur Errechnung der Stromgestehungskosten aus dem neuen Kraftwerkspark kommt ein Optimierungsmodell zur Anwendung. In das Modell gehen eine extrapolierte Dauerlastkurve und die Investitions- und Betriebskosten für neu zu errichtende Kraftwerke ein. Die aus den sich ergebenden technologiespezifischen Kostenkurven und der Dauerlastlinie abgeleiteten Preise /vgl. Tabelle A-2/ werden mit den von den jeweiligen Technologien erzeugten Arbeitseinheiten gewichtet und der durchschnittliche Stromgestehungspreis für den sich ergebenden Energiemix errechnet. Für die langfristigen durchschnittlichen Stromgestehungskosten eines Energiemixes aus Kernkraft, Gasturbinen, Gas GuD-Kraftwerken sowie Steinkohlekraftwerken ergibt sich ein Wert von 3,59 €-Cent/kWh.<sup>187</sup> Dieser Wert ergibt sich unter der Annahme, daß die Kernkraft weiterhin als Technologie für die Stromerzeugung zur Verfügung steht. Aufgrund der Entscheidung der Rot-Grünen Bundesregierung über den Ausstieg aus der Kern-

<sup>187</sup> Vgl. auch /BET 2001: 3/, wobei diese Studie Neuinvestitionen in Kernkraftwerke ausschließt.

kraft ist jedoch anzunehmen, daß ein weiterer Zubau von Kapazitäten nicht erfolgen wird. Geht man von einem Ausstieg aus der Kernenergie aus, so ergeben sich geringfügig höhere Stromgestehungskosten von 3,63 €-Cent/kWh. Die Grundlast würde dann allein von der Steinkohle gedeckt, während die Technologiewahl für die Mittel- und Spitzenlast unverändert bleibt.

**Tabelle A-2:** Technologieabhängige<sup>188</sup> Stromerzeugungskosten in €/MW über den Lastbereich

Vollaststunden	Preis [€/MW]	Durchschnittspreis [€/MW]
100	454,8	454,8
500	49,5	130,5
1000	49,5	90,0
1500	28,6	71,4
2000	28,6	60,7
2500	28,6	54,3
3000	28,6	50,0
3500	28,6	46,9
4000	28,6	44,6
4500	28,6	42,9
5000	28,6	41,4
5500	28,6	40,3
6000	28,6	39,3
6500	28,6	38,5
7000	15,1	36,8
7500	15,1	35,4
8000	15,1	34,1
8500	5,2	33,0
8760	5,2	32,2

Quelle: Eigene Aufstellung

<sup>188</sup> Diese Kostenaufstellung beinhaltet die Kernkraft als mögliche Stromerzeugungstechnologie.

## **Anhang B: Prüfkriterien für die Bewertung von Förderprogrammen**

Um die unterschiedlichen Instrumente zur Förderung regenerativer Energien einordnen und bewerten zu können, wird ein Katalog von Kriterien und Anforderungen erstellt. Neben der Frage, ob ein Förderkonzept das gesetzte Ziel überhaupt erreichen kann, sind die Aspekte der Fördereffizienz von besonderer Bedeutung. Weitere Kriterien, die zu prüfen sind, betreffen die Marktkonformität, die Verträglichkeit mit dem bestehenden Rechtsrahmen sowie die Umsetzbarkeit des Förderinstrumentariums in die Praxis. Die wichtigsten im Zusammenhang mit der Förderung des Ausbaus neuer Energien genannten Kriterien werden im folgenden aufgelistet:

- (A) Ziele und Zielerreichung
- (B) Fördermitteleffizienz; Ausmaß von Transaktionskosten
  - (1) Kosteneffizienz
  - (2) Minimierung von Mitnahmeeffekten und Fehlleitung von Fördermitteln (Überförderung); technologiespezifische Treffsicherheit (Förderung unter Berücksichtigung technologiespezifischer Unterschiede in Entwicklungsstand und Marktreife)
  - (3) Übersichtliche und transparente Ausgestaltung; z.B. Verständlichkeit der Regelung
  - (4) Höhe der zu erwartenden Transaktionskosten und Regulierungsaufwandes
  - (5) Dynamische Effizienz, Anreize zur Kostensenkung bzw. Ausnutzung von Kostensenkungspotentialen
- (C) Akzeptanz und Kompatibilität mit dem marktwirtschaftlichen Ordnungs- und Rechtsrahmen
  - (1) Ausmaß der Ausgestaltung im Unterschied zu bestehenden Regelungen und damit verbundene politische Durchsetzbarkeit
  - (2) Akzeptanz unter der Bevölkerung
  - (3) Vereinbarkeit mit deutscher und europäischer Rechtsprechung
  - (4) Vereinbarkeit mit deutschem und europäischem Wettbewerbsrecht und Liberalisierungsbestrebungen in der EU
  - (5) „Verursachergerechte“ Aufbringung der Mittel
- (D) Praktikabilität
  - (1) Administrativer Aufwand
  - (2) Regulierungs- und Kontrollbedarf
  - (3) Flexibilität und Anpassungsfähigkeit an veränderte Bedingungen (z.B. Ausbauziele, Produktivitätsfortschritte, veränderte Kostenstrukturen)

Unter die Fördermitteleffizienz fallen die Kosteneffizienz, sowie die dynamische Effizienz. Die Kosteneffizienz bezeichnet die Mittelaufwendung zur Zielerreichung. Ein Modell, welches mit hohen Kosten der Förderung verbunden ist, ist als ineffizienter zu beurteilen als ein Instrument, welches das gleiche Ziel mit einem geringeren Mittelaufwand erreichen kann. Kosten für die Förderung stellen dabei nicht nur staatliche Zuwendungen dar, sondern können

auch direkt bei den Verbrauchern und Unternehmen z.B. in Form einer Abgabe oder erhöhter Preise und Aufwendungen entstehen. Kosten können dabei auch durch Mitnahmeeffekte und Transaktionskosten verursacht sein. Zusätzliche Kosten entstehen auch, wenn das Instrumentarium nicht treffgenau die Technologien fördert, die zum Förderziel beitragen. Die dynamische Effizienz beschreibt dabei die Eignung des Fördermodells, Anreize zur technologischen Weiterentwicklung und somit zur Kostensenkung zu setzen /Feess 1995/. Die Stärke dieser Anreizwirkung ist maßgebend für die dynamischen Effizienz. Hier, ebenso wie bei der Kosteneffizienz sollen qualitative Betrachtungen die untersuchten Fördermodelle bewertend einordnen. Die Kosteneffizienz, insbesondere die aus einem Anreizmodell resultierenden Grenzkosten der Emissionsvermeidung, stellen für die Bewertung des Fördermodells das zentrale Bewertungskriterium dar.

Das Kriterium Konformität mit dem marktwirtschaftlichen Ordnungsrahmen bewertet die Förderinstrumente vor dem Hintergrund eines marktwirtschaftlichen Ordnungsrahmens. Von Bedeutung ist hier insbesondere inwieweit und in welchem Ausmaß Eingriffe in die Marktmechanismen erfolgen, die den Wettbewerb verzerren oder auch den freien Warenverkehr beeinträchtigen. Eng verknüpft damit sind auch rechtliche Aspekte z.B. im Hinblick auf die Vereinbarkeit mit dem europäischen Wettbewerbsrecht und den Liberalisierungsbestrebungen. Unter das Kriterium der Konformität mit dem bestehenden Rechtsrahmen fallen des weiteren noch verfassungsrechtliche Anforderungen.

Zuletzt ist bei dem Kriterium der Praktikabilität zu prüfen, wie hoch der Regulierungs- und Kontrollbedarf des gewählten Instrumentes ist, wie flexibel es sich an veränderte Rahmenbedingungen anpassen läßt und welcher Organisations- bzw. Verwaltungsaufwand erforderlich ist.



## **Erklärung**

Ich versichere hiermit, die vorliegende Arbeit selbstständig und nur unter Verwendung der angegebenen Quellen und Hilfsmittel angefertigt zu haben.

Stuttgart, den 7. Juni 2004

## **Lebenslauf**

Norbert H. Azuma-Dicke

Geboren: 6.12.1971 in Kiel

Staatsangehörigkeit: deutsch

Familienstand: verheiratet

09/82 – 06/91 Gymnasium Wellingdorf

Abschluß: Allgemeine Hochschulreife

10/92 – 01/99 Studium der Volkswirtschaftslehre an der Christian-Albrechts-Universität Kiel,  
Spezialisierung in Umweltökonomik, Ökonometrie, Geld- und Währungspolitik

seit 03/99 Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Energiewirtschaft und Rationelle  
Energieanwendung der Universität Stuttgart