

Klimavorsorge, Wettbewerbsfähigkeit und
die Effizienz der Instrumenten- und Technikwahl

Forschungsprojekt im Auftrag der
Wirtschaftsverbände der industriellen Grundstoffproduktion
- Endbericht -

Berlin, Münster, im August 2007

Bernhard Hillebrand
EEFA – Energy Environment Forecast Analysis GmbH & Co. KG

Windhorststraße 13
48143 Münster
Tel.: +49 251 488 23 13-19
Fax: +49 251 488 23 23

Maybachufer 46
12045 Berlin
+49 30 62 900 476
+49 30 62 900 477

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung.....	1
1. Problemstellung	9
2. Rahmenbedingungen und methodische Grundlagen der Simulationsrechnungen.....	13
2.1 Das Minderungsziel.	13
2.2. Energiepreise.....	16
2.3. Übrige Rahmenbedingungen	18
2.4. Methodik der Untersuchung.....	19
3. CO ₂ -Minderung unter Kostenminimierung.....	23
3.1. Potentiale und Kosten zusätzlicher Emissionsminderungen in der Stromerzeugung.....	23
3.2. Der Beitrag der Kraft-Wärme-Kopplung zur Emissionsminderung.....	27
3.3. CO ₂ -Minderung in der Gebäude- und Wohnraumbeheizung.....	28
3.4. CO ₂ -Minderung im Verkehr	32
3.5. Minderungskosten in der Industrie.....	34
3.6. Gesamtbilanz der Minderungsbeiträge und -kosten.....	37
4. CO ₂ -Minderung und der Ausbau der Erneuerbaren Energiequellen.....	39
4.1. Das gegenwärtige Fördersystem für Erneuerbare Energiequellen.....	39
4.2. Ausbauziele und Fördervolumina	42
4.3. Minderungsbeiträge und -kosten	45
5. CO ₂ -Minderung und der Ausstieg aus der Kernenergie	51

6.	CO ₂ -Minderung und der Handel mit CO ₂ -Emissionsrechten	57
6.1.	Gesamtminderung und Makrobudget der ET-Sektoren	57
6.2.	Zuteilungsverfahren und sektorale Minderungsanforderungen	63
6.3.	Vermeidungskosten und Strompreisentwicklung.....	65
6.4.	Minderungsbeiträge und -kosten	66
7.	CO ₂ -Minderung und die Konzentration auf nationale Maßnahmen.....	69
7.1.	Der forcierte Ausbau der Erneuerbaren Energiequellen	70
7.2.	Minderungsbeiträge und -kosten	73
8.	CO ₂ -Minderung und strukturelle Anpassungsprozesse.....	77
9.	Zusammenfassung	83
	Anhang	85
	Literatur- und Quellenverzeichnis.....	99

Verzeichnis der Tabellen

Tab. 1	Treibhausgasemissionen	14
Tab. 2	Energiepreisentwicklung	17
Tab. 3	Beobachtete CO ₂ -Emissionen	24
Tab. 4	Langfristige CO ₂ -Vermeidungskosten in der Stromerzeugung	26
Tab. 5	Kennziffern der Kraft-Wärme-Kopplung.....	28
Tab. 6	Langfristige CO ₂ -Vermeidungskosten bei Heizungsanlagen.....	31
Tab. 7	Vermeidungskosten im Wohnungsbestand	32
Tab. 8	Vermeidungskosten in der Zementindustrie	36
Tab. 9	CO ₂ -Minderungen und Kosten im Kostenoptimierungs-Szenario	37
Tab. 10	Einspeisemengen und –vergütungen im EEG-Szenario	44
Tab. 11	Vermiedene Kosten und Nettozusatzkosten im EEG-Szenario.....	48
Tab. 12	CO ₂ -Minderungen und Kosten im EEG-Szenario	49
Tab. 13	Strompreiseffekte im EEG-Szenario.....	50
Tab. 14	Zeitprofil des Ausstiegs aus der Kernenergie.....	52
Tab. 15	CO ₂ -Minderungen und Kosten im Ausstiegsszenario.....	53
Tab. 16	Nettozusatzkosten für Erneuerbare im Ausstiegsszenario.....	54
Tab. 17	Großhandelspreise für Strom im EEG-/Ausstiegs-Szenario.....	55
Tab. 18	NAP-Entwürfe der Mitgliedstaaten für 2008/12 und Kürzungen der EU-Kommission	59
Tab. 19	Makrobudgets für 2008/12, Verbrauch in 2006 und Defizit für 2008/12	61
Tab. 20	CO ₂ -Minderungen und zulässige Restemissionen der Kraftwerke	64

Tab. 21	CO ₂ -Minderungen und Kosten im EEG-/Ausstiegs-/Emissionshandelszenario	67
Tab. 22	Großhandelspreise für Strom im Domestic-Action-Szenario	70
Tab. 23	Einspeisemengen und -vergütungen Erneuerbare Energiequellen im Domestic-Action-Szenario	71
Tab. 24	Nettozusatzkosten für Erneuerbare im Domestic-Action-Szenario	72
Tab. 25	CO ₂ -Minderungen und Kosten bei EEG-Umlage, Ausstieg, Emissionshandel und Domestic-Action-Szenario	73
Tab. 26	Struktur der Stromerzeugung in öffentlichen Kraftwerken.....	74
Tab. 27	Primärenergieverbrauch im Kostenoptimierungs- und Domestic-Action Szenario	78
Tab. 28	Stromgroßhandelspreise nach Szenarien	79
Tab. 29	Strombezugskosten auf der Großhandelsebene nach Szenarien.....	80

Verzeichnis der Schaubilder

S 1	Preisentwicklung von EUA, JI und CDM-Projekten im Vergleich	15
S 2	Restbestand an Ölheizungen nach Altersklassen	29
S 3	Restbestand an Gasheizungen nach Altersklassen	29
S 4	Spezifischer Verbrauch neuzugelassener Pkw.....	33
S 5	Einspeisevergütungen für neu errichtete Windkraftanlagen.....	43
S 6	Stromerzeugung aus Windenergie und BASE-Preise an der EEX	46
S 7	Zuteilungsbedingtes Defizit an EUA in 2008/12 und tägliche CO ₂ -Preise an der EEX.....	62
S 8	Absolute Strompreissteigerungen in Deutschland seit Anfang 2005.....	65

Kurzfassung

Die Politik der Klimavorsorge besteht nicht nur in Deutschland, sondern auch in der EU insgesamt aus einer Vielzahl von Zielen, Maßnahmen und Instrumenten. So wurden auf dem Gipfeltreffen der Staats- und Regierungschefs der Europäischen Union am 8./9. März 2007 ein Ziel für die Reduktion des Primärenergieverbrauchs, ein weiteres für den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energiequellen und ein drittes für die Reduktion der Treibhausgasemissionen beschlossen. Ähnlich inflationär haben sich die Zielvorgaben in Deutschland entwickelt: der Beitrag der Erneuerbaren Energien soll bis 2020 auf mindestens 27 % der gesamten Stromerzeugung ansteigen, die Kraft-Wärme-Kopplung ihren Beitrag zur Stromerzeugung mindestens verdoppeln und die Treibhausgasemissionen bis 2020 um mindestens 30 % reduziert werden. Schon diese unterschiedlichen Zielsetzungen können die Effizienz der Klimaschutzpolitik beeinträchtigen, da a priori nicht gewährleistet ist, dass die einzelnen Zielsetzungen sich konsistent in das übergeordnete Ziel der Emissionsminderung einordnen.

Hinzu kommen politisch festgelegte Prioritäten bei der Auswahl einzelner Minderungs-techniken. So wird mit dem von der Bundesregierung beschlossenen Gesetz zur geordneten Beendigung der Kernenergienutzung zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität (Ausstiegsgesetz) der Einsatz dieser Technik zur Stromerzeugung mit dem Jahr 2023 beendet sein. Die Kernenergie nimmt im gegenwärtigen Energiesystem jedoch eine wichtige ökonomische und ökologische Funktion wahr. Kernkraftwerke decken relativ verlässlich und kostengünstig ein Drittel des deutschen Strombedarfs, tragen mit dazu bei, dass Strom ohne zusätzliche CO₂-Emissionen erzeugt werden kann und liefern einen großen Teil des für industrielle Produktionsprozesse notwendigen Grundlaststroms. Der Verzicht auf diese Technik wird daher sowohl die Politik der Klimavorsorge wie auch die Strompreise nachhaltig verändern.

Um diesen Zusammenhänge zwischen Klimavorsorgepolitik, Wettbewerbsfähigkeit und politischen Vorgaben für die Nutzung bzw. den Verzicht auf einzelne Techniken zur CO₂-Minderung genauer quantifizieren zu können, haben die Verbände der energieintensiven Grundstoffproduktion das EEFA- (Energy, Environment, Forecast, Analysis)-Institut beauftragt, die ökonomischen und ökologischen Wirkungen einer konsistenten und allein an den Vermeidungskosten ausgerichteten Politik der Klimavorsorge zu analysieren und den Zusatzkosten der gegenwärtigen Instrumenten- und Zielvielfalt einschließlich der Gewinner und Verlierer gegenüberzustellen.

Ausgangspunkt der Analyse ist ein für alle Varianten identisches Reduktionsziel, das für die erste Handelsperiode auf der Grundlage des Kyoto-Protokolls und dem daraus abgeleiteten EU-burden-sharing, für die späteren Perioden auf Basis der aktuellen Beschlüsse des Rats der Europäischen Union vom 8./9. März 2007 und der Regierungserklärung der Bundesregierung von Ende April 2007 festgelegt und bis 2030 fortgeschrie-

ben wurde. Für die Treibhausgase insgesamt ergeben sich unter Berücksichtigung des Ausgangsniveaus im Basisjahr in Höhe von 1 230 Mio. t CO_{2e} folgende Minderungsziele und insgesamt zulässigen Restemissionen:

2020: minus 30% entsprechend 369 Mio. t, Restemissionen 861 Mio. t,

2030: minus 40% entsprechend 492 Mio. t, Restemissionen 738 Mio. t.

Unter Berücksichtigung der bis 2005 erreichten Minderungen muss innerhalb der nächsten 15 Jahre daher vor allem der CO₂-Ausstoß um rund 120 Mio. t, in den darauf folgenden zehn Jahren nochmals um 120 Mio. t reduziert werden. Ein Teil dieser Minderungen kann nach den Beschlüssen von Kyoto über Minderungsprojekte in anderen Zeichnerstaaten des Kyoto-Protokolls (Joint Implementation-Projekte) oder in Entwicklungs- und Schwellenländern im Rahmen des Clean Development Mechanismus (CDM) erbracht werden. Die EU-Kommission hat bei der Genehmigung der nationalen Allokationspläne für die zweite Handelsperiode den Umfang der projektbasierten Minderungsleistungen auf maximal die Hälfte der nationalen Minderungsleistungen beschränkt. Von dieser Grenze gehen auch die folgenden Rechnungen aus, so dass aus nationalen Maßnahmen allein eine Gesamtminderung in Höhe von 140 Mio. t erbracht werden muss.


Diese Minderungen können mit verschiedenen Maßnahmen- und Maßnahmenbündel erreicht werden, die sich vor allem im Hinblick auf die staatlich vorgegebenen Restriktionen bei der Wahl der einzusetzenden Techniken und Instrumente unterscheiden. Ausgangspunkt ist ein Kostenoptimierungs-Szenario, in dem der Einsatz von Instrumenten, Techniken oder Brennstoffen keinen Restriktionen unterliegt. Die Auswahl der Techniken und Minderungsoptionen erfolgt ausschließlich mit dem Ziel, das vorgegebene Ziel mit den geringst möglichen Kosten zu erreichen. Diese Strategie wird in verschiedenen Stufen auf die gegenwärtig schon bestehenden oder in naher Zukunft eintretenden politischen Vorgaben eingegrenzt, zunächst durch das EEG, dann durch den Beschluss zum Ausstieg aus der Kernenergie und schließlich durch die Einführung des Emissionshandels und den Ausschluss von projektbasierten CO₂-Minderungen.

Die gegenwärtig von der Bundesregierung favorisierte Strategie, die Minderungsziele mit einem massiven Ausbau der Erneuerbaren Energiequellen bei gleichzeitigem Ausstieg aus der Kernenergie zu erreichen ist unter allen denkbaren Varianten die teuerste. Die Gründe dafür sind im einzelnen:

- die Vergütungssysteme für Erneuerbare Energiequellen sind nicht nach den Kosten der CO₂-Minderung ausgerichtet, sondern nach Techniken und Anlagenstandorten. Dabei ist die Vergütung umso höher, je ineffizienter und kleiner die Anlage ist. In einzelnen Fällen wie z.B. der Photovoltaik erreichen die Vermeidungskosten mehr als 800 €/t CO₂.

Übersicht I

Zusatzkosten verschiedener Klimavorsorgestrategien				
	2010	2020	2030	Kumuliert
	in Mio. €			
Kostenoptimierung	604	2264	4046	45816
EEG-System	5510	8672	8597	163419
EEG-System, Ausstieg	5568	8938	11247	175232
EEG-System, Ausstieg, Emissionshandel	8381	11383	12103	220829
EEG-System, Ausstieg, Emissionshandel, Domestic Actio	8408	13268	18205	276355
	in €/t CO ₂			
Kostenoptimierung	18,07	16,06	16,85	
EEG-System	113,59	55,70	35,79	
EEG-System, Ausstieg	119,03	73,04	46,83	
EEG-System, Ausstieg, Emissionshandel	108,63	75,94	50,23	
EEG-System, Ausstieg, Emissionshandel, Domestic Actio	181,87	118,91	75,63	


Quelle: Eigene Berechnungen 

- Mit dem Beschluss zum Ausstieg aus der Kernenergie, die sogar beim Neubau Vermeidungskosten von unter 10 €/t CO₂ induziert, entfällt nicht nur eine kostengünstige Minderungsstrategie, sondern muss durch Minderungsoptionen ersetzt werden, deren Vermeidungskosten um den Faktor zehn höher liegen.

Die insgesamt eintretenden Effizienzverluste sind beträchtlich. Allein um den politisch vorgegebenen forcierten Ausbau der Erneuerbaren Energiequellen an der Stromerzeugung von 27 % bis 2020 und mehr als 40 % in 2030 zu erreichen, sind über den gesamten Untersuchungszeitraum kumulierte Mehrkosten von rund 120 Mrd. € zu erwarten. Der Ausstieg aus der Kernenergie vergrößert die Zusatzkosten insgesamt nochmals um knapp 12 Mrd. Bei freier Technik- und Instrumentenwahl wäre das gleiche Minderungsziel hingegen mit kumulierten Zusatzkosten von knapp 46 Mrd. € zu erreichen, die Zusatzbelastungen steigen zwar auch in diesem Szenario stetig an, erreichen jedoch am Ende des Untersuchungszeitraumes nur 4,0 Mrd. €, im Fall des Ausstiegs aus der Kernenergie und dem forcierten Ausbau der Erneuerbaren Energiequellen mit Unterstützung durch das EEG liegen die Zusatzkosten mehr als dreimal so hoch.

Übersicht 2

Struktur der Stromerzeugung in 2020 in öffentlichen Kraftwerken nach Szenarien						
	2005	Kosten- optimierung	Ausbau Erneuerbare	Ausbau und Ausstieg	Emissions- handel	Domestic Action
GWh						
Laufwasser	15284	16096	16096	16096	16096	16096
Pumpspeicher	8066	8569	8569	8569	8569	8569
Kernenergie	163055	158119	124298	21253	21253	21253
Braunkohle	150127	143731	129495	129495	137444	106246
Steinkohle	122760	83804	72622	107277	118464	103078
Heizöl	4669	1663	1663	1663	1663	1663
Erdgas	54149	58900	57791	118823	118823	121457
Übrige	13484	16451	14451	16451	16451	18951
Insgesamt	531594	487332	424984	419626	438762	397312
nachrichtlich:						
EEG-Strom	44348	64400	116870	116870	116870	131880
in %						
Laufwasser	2,9	3,3	3,8	3,8	3,7	4,1
Pumpspeicher	1,5	1,8	2,0	2,0	2,0	2,2
Kernenergie	30,7	32,4	29,2	5,1	4,8	5,3
Braunkohle	28,2	29,5	30,5	30,9	31,3	26,7
Steinkohle	23,1	17,2	17,1	25,6	27,0	25,9
Heizöl	0,9	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4
Erdgas	10,2	12,1	13,6	28,3	27,1	30,6
Übrige	2,5	3,4	3,4	3,9	3,7	4,8
Insgesamt	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
nachrichtlich:						
EEG-Quote¹	7,4	11,1	20,5	20,7	20,0	23,7



Quelle: Eigene Berechnungen; ¹ohne Laufwasser und Pumpspeicher

Die höchsten Zusatzkosten verursacht jedoch jene Minderungsstrategie, die allein auf den Einsatz nationaler Maßnahmen abzielt und die Möglichkeiten der projektbasierten Minderungsmöglichkeiten vollständig ausklammert. Die Zusatzkosten erreichen am Ende der Untersuchungszeitraumes mehr als 18 Mrd. € und erfordern zudem einen strukturellen Wandel in der öffentlichen Stromerzeugung, der durchaus als dramatisch bezeichnet werden kann. Innerhalb der nächsten 25 Jahre wird die Stromerzeugung auf Basis Stein- und Braunkohle mehr als halbiert. Die Kernenergie wird ohnehin nur noch über die vorgesehene Restnutzungsdauer genutzt (vgl. Übersichten 2 und 3).

Übersicht 3


Struktur der Stromerzeugung in 2030 in öffentlichen Kraftwerken nach Szenarien						
	2005	Kosten- optimierung	Ausbau Erneuerbare	Ausbau und Ausstieg	Emissions- handel	Domestic Action
GWh						
Laufwasser	15284	16490	16490	16490	16490	16490
Pumpspeicher	8066	8616	8616	8616	8616	8616
Kernenergie	163055	167359	89425	0	0	0
Braunkohle	150127	122358	113897	91204	83513	37303
Steinkohle	122760	76867	64319	91292	108209	61765
Heizöl	4669	1663	1663	1663	1663	1663
Erdgas	54149	62645	61192	138879	143879	159271
Übrige	13484	17256	15056	17256	17256	19556
Insgesamt	531594	473253	370658	365400	379624	304662
nachrichtlich:						
EEG-Strom	44348	66866	160148	160148	160148	200980
in %						
Laufwasser	2,9	3,5	4,4	4,5	4,3	5,4
Pumpspeicher	1,5	1,8	2,3	2,4	2,3	2,8
Kernenergie	30,7	35,4	24,1	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	28,2	25,9	30,7	25,0	22,0	12,2
Steinkohle	23,1	16,2	17,4	25,0	28,5	20,3
Heizöl	0,9	0,4	0,4	0,5	0,4	0,5
Erdgas	10,2	13,2	16,5	38,0	37,9	52,3
Übrige	2,5	3,6	4,1	4,7	4,5	6,4
Insgesamt	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
nachrichtlich:						
EEG-Quote¹	7,4	11,8	28,7	29,0	28,3	37,7

Quelle: Eigene Berechnungen; ¹ohne Laufwasser und Pumpspeicher



Neue Kraftwerke werden ausschließlich nur noch auf Basis regenerativer Energiequellen oder mit Erdgas als Brennstoff zugebaut. Bei Erreichen der wirtschaftlichen Nutzungsdauer scheidet nach 2030 auch die in den nächsten Jahren neu errichteten Steinkohleanlagen und die in den neunziger Jahren in Ostdeutschland errichteten Braunkohlekraftwerke ersatzlos aus dem Bestand aus. Nach Abschluss dieses Strukturwandels basiert die Stromerzeugung in öffentlichen Kraftwerken nahezu vollständig auf Erneuerbaren Energiequellen und Erdgas.

Übersicht 4

Struktur des Primärenergieverbrauchs in 2020						
nach Szenarien						
	2005	Kosten- optimisierung	Ausbau Erneuerbare	Ausbau und Ausstieg	Emissions- handel	Domestic Action
in PJ						
Steinkohle	1841	1209	1112	1397	1485	1359
Braunkohle	1596	1352	1219	1219	1308	1001
Mineralöle	5106	4542	4632	4495	4739	4353
Naturgase	3283	3231	3271	2911	3700	3595
Wasserkraft, Windkraft	169	237	371	371	371	379
Außenhandelsaldo Strom	-16	0	0	0	0	0
Kernenergie	1779	1674	1316	225	225	225
Biomasse, Müll, Übrige	467	715	790	761	768	816
Insgesamt	14225	12960	12711	11379	12596	11727
in %						
Steinkohle	12,9	9,3	8,7	12,3	11,8	11,6
Braunkohle	11,2	10,4	9,6	10,7	10,4	8,5
Mineralöle	35,9	35,0	36,4	39,5	37,6	37,1
Naturgase	23,1	24,9	25,7	25,6	29,4	30,7
Wasserkraft, Windkraft	1,2	1,8	2,9	3,3	2,9	3,2
Außenhandelsaldo Strom	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Kernenergie	12,5	12,9	10,4	2,0	1,8	1,9
Biomasse, Müll, Übrige	3,3	5,5	6,2	6,7	6,1	7,0
Insgesamt	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Quelle: Eigene Berechnungen						

Der in der öffentlichen Stromerzeugung induzierte strukturelle Umbruch bleibt selbstverständlich nicht auf diesen Sektor begrenzt. Da Stein- und Braunkohle vor allem in der Stromerzeugung eingesetzt werden, zeigen sich diese strukturellen Umbrüche unmittelbar in der Gesamtbilanz der physischen Energieversorgung – im Primärenergieverbrauch (vgl. Übersicht 4 und 5). Während im Kostenoptimierungs-Szenario alle verfügbaren Energiequellen einen Beitrag zur Deckung des Primärenergieverbrauchs leisten, verschiebt sich der Primärenergieverbrauch im Domestic-Action-Szenario deutlich in Richtung Erneuerbarer und kohlenstoffärmerer Energiequellen. Solange demnach spezifische Eingriffe des Staates zugunsten oder zulasten einzelner Techniken auf das für die Zielerreichung notwendige Minimum begrenzt bleiben, lässt sich ein breit gestreuter Energiemix aufrechterhalten, in dem Erneuerbare Energiequellen ebenso einen wichtigen Versorgungsbeitrag leisten wie wettbewerbsfähige, heimische Ressourcen.

Übersicht 5

Struktur des Primärenergieverbrauchs in 2030 nach Szenarien						
	2005	Kosten- optimierung	Ausbau Erneuerbare	Ausbau und Ausstieg	Emissions- handel	Domestic Action
in PJ						
Steinkohle	1841	1096	1003	1217	1339	943
Braunkohle	1596	1152	1072	859	802	354
Mineralöle	5106	4351	4507	4290	4553	3983
Naturgase	3283	3180	3253	2823	3792	3757
Wasserkraft, Windkraft	169	244	516	516	516	572
Außenhandelsaldo Strom	-16	0	0	0	0	0
Kernenergie	1779	1772	947	0	0	0
Biomasse, Müll, Übrige	467	741	838	792	793	887
Insgesamt	14225	12535	12136	10497	11796	10495
in %						
Steinkohle	12,9	8,7	8,3	11,6	11,4	9,0
Braunkohle	11,2	9,2	8,8	8,2	6,8	3,4
Mineralöle	35,9	34,7	37,1	40,9	38,6	37,9
Naturgase	23,1	25,4	26,8	26,9	32,1	35,8
Wasserkraft, Windkraft	1,2	1,9	4,2	4,9	4,4	5,4
Außenhandelsaldo Strom	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Kernenergie	12,5	14,1	7,8	0,0	0,0	0,0
Biomasse, Müll, Übrige	3,3	5,9	6,9	7,5	6,7	8,4
Insgesamt	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Quelle: Eigene Berechnungen



Um diese schwerwiegenden strukturellen Umbrüche in der Energieversorgung und in der Industriestruktur zu vermeiden, müssen die bislang in der Klimaschutzpolitik eingesetzten Maßnahmen und Instrumente auf ihre innere Konsistenz und Widerspruchsfreiheit überprüft und der Einsatz projektbasierter Minderungsoptionen stärker ausgebaut werden. Ohne diese strategische Umorientierung besteht nämlich die Gefahr, dass sich die Wirkungen der einzelnen Instrumente zum Teil überlappen, in besonders ungünstigen Fällen sogar gegenseitig behindern. Diese Aufgabe ist nur bei zum Teil grundlegenden Korrekturen des bisherigen Instrumentenmixes und der ökologischen, energiewirtschaftlichen und ökonomischen Prioritätensetzungen zu lösen. Die Verlängerung der Laufzeiten der bestehenden Kernkraftwerke ist dabei nur ein Beispiel für

diese fälligen Korrekturen. Viel entscheidender ist die grundsätzliche Stärkung des Effizienzaspektes im Instrumenteneinsatz bei unveränderten ökologischen Zielen.

I. Problemstellung

Die Politik der Klimavorsorge besteht nicht nur in Deutschland, sondern auch in der EU insgesamt aus einer Vielzahl von Zielen, Maßnahmen und Instrumenten. So wurden auf dem Gipfeltreffen der Staats- und Regierungschefs der Europäischen Union am 8./9. März 2007 ein Ziel für die Reduktion des Primärenergieverbrauchs, ein weiteres für den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energiequellen und ein drittes für die Reduktion der Treibhausgasemissionen beschlossen. Ähnlich inflationär haben sich die Zielvorgaben in Deutschland entwickelt: der Beitrag der Erneuerbaren Energien soll bis 2020 auf mindestens 27 % der gesamten Stromerzeugung ansteigen, die Kraft-Wärme-Kopplung ihren Beitrag zur Stromerzeugung mindestens verdoppeln und die Treibhausgasemissionen bis 2020 um mindestens 30 % reduziert werden. Schon diese unterschiedlichen Zielsetzungen können die Effizienz der Klimaschutzpolitik beeinträchtigen, da a priori nicht gewährleistet ist, dass die einzelnen Zielsetzungen sich konsistent in das übergeordnete Ziel der Emissionsminderung einordnen. Vielmehr besteht die Gefahr, dass diese Subziele nur unter Inkaufnahme spezifischer Minderungsmaßnahmen und Zusatzkosten erreicht werden können und insofern die Kosten der Klimaschutzpolitik unnötig erhöhen.

Hinzu kommen politisch festgelegte Restriktionen bei der Auswahl einzelner Minderungstechniken. So wird mit dem von der Bundesregierung beschlossenen Gesetz zur geordneten Beendigung der Kernenergienutzung zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität (Ausstiegsgesetz) der Einsatz dieser Technik zur Stromerzeugung mit dem Jahr 2023 beendet sein. Die Kernenergie nimmt im gegenwärtigen Energiesystem jedoch eine wichtige ökonomische und ökologische Funktion wahr. Kernkraftwerke decken relativ verlässlich und kostengünstig ein Drittel des deutschen Strombedarfs, tragen mit dazu bei, dass Strom ohne zusätzliche CO₂-Emissionen erzeugt werden kann und liefern einen großen Teil des für industrielle Produktionsprozesse notwendigen Grundlaststroms. Der Verzicht auf diese Technik wird daher sowohl die Politik der Klimavorsorge wie auch die Struktur der Stromversorgung nachhaltig verändern. Ein Ausstieg aus dieser Technologie hätte dann nicht nur zur Folge, dass die vorhandenen Kraftwerke nicht mehr genutzt werden können, sondern die über einen weiteren Zubau erzielbaren CO₂-Minderungen bei unverändertem Minderungsziel durch andere, möglicherweise deutlich kostenintensivere Techniken erbracht werden müssten.

Um diese Zusammenhänge zwischen Klimavorsorgepolitik, Wettbewerbsfähigkeit und politischen Vorgaben für die Nutzung bzw. den Verzicht auf einzelne Techniken zur CO₂-Minderung genauer quantifizieren zu können, haben die Verbände der energieintensiven Grundstoffproduktion dem EEFA- (Energy, Environment, Forecast, Analysis)-Institut, Berlin und Münster einen Forschungsauftrag erteilt, in dem die ökonomischen

und ökologischen Wirkungen einer konsistenten und allein an den Vermeidungskosten ausgerichteten Politik der Klimavorsorge analysiert und den Zusatzkosten der gegenwärtigen Instrumenten- und Zielvielfalt einschließlich der Gewinner und Verlierer gegenübergestellt werden sollen.

Zu diesem Forschungsauftrag legt das Institut den folgenden Endbericht vor. Der Bericht umfasst sieben Abschnitte, die nach der Intensität der Eingriffe zugunsten oder zu Lasten einzelner Techniken und Minderungsoptionen gestaffelt sind. Im ersten Abschnitt werden die für alle Simulationsrechnungen identischen exogenen Rahmenbedingungen und die methodischen Grundlagen der Untersuchung dargestellt. Zu diesen exogenen Vorgaben gehören nicht nur die Ziele der Klimavorsorgepolitik bis 2030 oder die Entwicklung der Energiepreise, sondern auch die welt- und binnenwirtschaftlichen Rahmenbedingungen, die für die Entwicklung der Treibhausgasemissionen von Bedeutung sind.

In den darauf folgenden Abschnitten werden die Ergebnisse der einzelnen Szenarien dargestellt. Die Darstellung beginnt im zweiten Abschnitt mit den Ergebnissen des Kostenoptimierungs-Szenarios, in dem spezifische Eingriffe des Staates zugunsten oder zulasten einzelner Techniken auf das für die Zielerreichung notwendige Minimum begrenzt werden. In weiteren, darauf aufbauenden Szenarien werden sukzessive Restriktionen eingearbeitet, mit dem der Einsatz bestimmter Techniken und Instrumente gefördert, der Einsatz anderer Techniken untersagt wird. Dazu werden im dritten Abschnitt die Auswirkungen des gegenwärtigen Festvergütungssystems für erneuerbare Energiequellen auf die Minderungsbeiträge und die Kosten der übrigen Sektoren analysiert. Die Ausbauziele werden dabei entsprechend den bisher bis 2020 festgelegten Zielen vorgegeben und bis 2030 extrapoliert. Der vierte Abschnitt enthält eine entsprechende Analyse für die geordnete Beendigung der Kernenergienutzung zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität (Ausstiegsgesetz). Im fünften Abschnitt steht der Handel mit CO₂-Emissionen im Vordergrund. Insbesondere sollen in diesem Abschnitt die Folgen dargestellt werden, die sich aus den bisherigen Erfahrungen mit dem Handelssystem für die Energiewirtschaft und die energieintensiven Industrien ableiten lassen.

In all diesen Szenarien wird ein nennenswerter Minderungsbeitrag aus projektbasierten Mechanismen unterstellt. Diese Annahme wird im letzten Szenario aufgehoben und durch die Annahme ersetzt, dass die gesamte Minderung ausschließlich durch nationale Maßnahmen erbracht werden muss. Die daraus folgenden Minderungsbeiträge der einzelnen Sektoren und die zu erwartenden Kostensteigerungen sind Gegenstand des sechsten Abschnitts.

Die unterschiedlichen Strategien zur Erreichung des für alle Szenarien identischen Minderungsziels berühren nicht nur die Minderungsbeiträge und Zusatzkosten der einzel-

nen CO₂-Emittenten, sondern auch die Struktur der Energieversorgung. So führt ein forcierter Ausbau der Erneuerbaren Energiequellen bei konstantem Gesamteinsatz quasi definitorisch zu einem sinkenden Versorgungsbeitrag der übrigen Energiequellen. Diese Wirkungen werden anhand der Endenergie- und Primärenergiebilanzen für die einzelnen Szenarien im siebten Abschnitt dargestellt.

Den Abschluss der Untersuchung bildet eine zusammenfassende Bewertung, in der Handlungsoptionen für die zukünftige Gestaltung der Politik der Klimavorsorge entwickelt werden, um bei unverändertem Minderungsziel die Kosten möglichst gering zu halten und damit die Belastungen einzelner Verbrauchergruppen auf das klimapolitisch Unvermeidbare zu begrenzen.

2. Rahmenbedingungen und methodische Grundlagen der Simulationsrechnungen

Die Entwicklung der CO₂-Emissionen, der Minderungsbeitrag der einzelnen CO₂-Emittenten wie auch die gesamtwirtschaftliche, sektorale und energiewirtschaftliche Entwicklung ergibt sich aus einem komplexen Zusammenspiel von technischen, ökonomischen und verhaltensbedingten Einflussfaktoren, von denen ein erheblicher Teil dem unmittelbaren Einfluss der Politik entzogen ist. Dazu gehört insbesondere die Entwicklung der Preise der auf den internationalen Märkten gehandelten Energieträger. Die dafür gesetzten Annahmen haben in Verbindung mit den unterlegten Investitionsausgaben und den verwendeten Zinssätzen für die verschiedenen Minderungstechniken einen entscheidenden Einfluss auf das Wirtschaftlichkeitskalkül der einzelnen Minderungsoptionen und damit auf die Verteilung des Minderungslasten auf die einzelnen Verbrauchergruppen.

2.1. Das Minderungsziel


Die auf europäischer Ebene Anfang März getroffenen Entscheidungen beinhalten zunächst nur Minderungsverpflichtungen für die EU-27 und für den Zeitraum von 1990 bis 2020. Der Logik der bisherigen nationalen Klimaschutzpolitik entsprechend, stets die Vorreiterrolle einzunehmen, ist jedoch davon auszugehen, dass Deutschland innerhalb der EU nicht nur absolut, sondern auch prozentual höhere Minderungslasten übernehmen wird. Das vom Ministerrat der Europäischen Union ohne zusätzliche Bedingungen festgelegte Minderungsziel von 20 % für alle EU-Staaten würde somit für Deutschland eine Minderungsverpflichtung von 30 % bedeuten. Sofern sich auch andere, bedeutende CO₂-Emittenten außerhalb der EU auf ein Minderungsziel von 30 % festlegen und damit das Ziel der EU-Mitgliedstaaten insgesamt ebenfalls in dieser Höhe gilt, kommt auf Deutschland sogar eine Minderungsverpflichtung von 40 % zu. Ob diese Voraussetzungen allerdings tatsächlich eintreten, erscheint nach den jüngsten Erfahrungen auf der 15. Konferenz für Nachhaltige Entwicklung in New York zumindest unsicher.

Deshalb wird den folgenden Simulationsrechnungen das konditionierte Minderungsziel von 30 % bis 2020 zugrunde gelegt und bis 2030 auf 40 % erhöht. Gemessen an dem

Tabelle I

Treibhausgasemissionen , Mio. t CO _{2e}									
	Basisjahr	2000	2002	2005	2010	2015	2020	2025	2030
		beobachtet			Prognose				
Kohlendioxid, CO ₂	1030,2	886,3	886,5	874,1	827,7	825,7	753,4	693,2	633,5
Methan, CH ₄	99,8	64,9	59,2	51,4	40,4	37,9	36,9	35,9	34,9
Distickstoffoxid (N ₂ O)	84,8	59,6	59,8	64,3	56,8	55,1	55,1	55,1	54,3
Übrige	15,5	12,0	13,2	13,7	16,3	16,3	15,8	15,5	15,5
Alle Treibhausgase	1230,3	1022,8	1018,6	1003,5	941,2	935,1	861,2	799,7	738,2

Quelle: Basisjahr und 2000 bis 2005: Umweltbundesamt, 2010 bis 2030 eigene Berechnungen

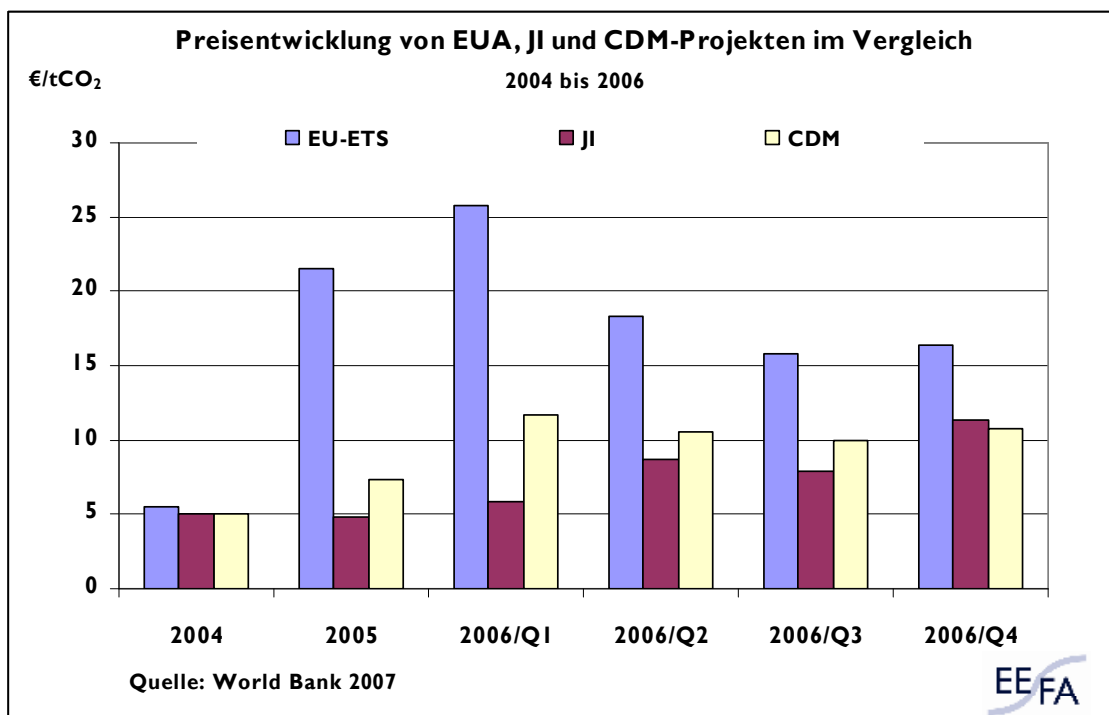


Ausgangsniveau im Basisjahr in Höhe von 1 230 Mio. t CO₂-Äquivalenten (CO_{2e}) bedeuten diese Vorgaben für Deutschland eine Minderungsverpflichtung von 369 Mio. t bis 2020 und von 492 Mio. CO_{2e} bis 2030. Da von den übrigen Treibhausgasen allein schon aufgrund deren inzwischen erreichten Niveaus nur noch geringe zusätzliche Minderungsbeiträge zu erwarten sind, entfällt der größte Teil der Minderungsanforderungen auf CO₂. Unter Berücksichtigung der bis 2005 bereits realisierten Minderungen in Höhe von 155 Mio. t muss der CO₂-Ausstoß innerhalb der nächsten 25 Jahre nochmals um nahezu die gleiche Menge reduziert werden. Das für alle Emittenten zulässige CO₂-Budget ist folglich in der vierten Handelsperiode (2018 bis 2022) auf 753,4 Mio. t begrenzt und verringert sich bis 2028/32 weiter auf 633,5 Mio. t CO₂ (vgl. Tabelle I).

Die in den nächsten 23 Jahren insgesamt zu erbringenden CO₂-Minderungen in Höhe von 240 Mio. t müssen allerdings nicht vollständig durch nationale Maßnahmen abgedeckt werden, sondern können nach den Beschlüssen von Kyoto auch über Minderungsprojekte in anderen Zeichnerstaaten des Kyoto-Protokolls (Joint Implementation-Projekte) oder in Entwicklungs- und Schwellenländern im Rahmen des Clean Development Mechanismus (CDM) erbracht werden. Grundsätzlich sollte der Umfang der zur Zielerfüllung genutzten projektbasierten Minderungen sich aus der Minimierung der gesamten Minderungskosten ergeben. Im Extremfall besonders kostengünstiger Projekte könnte sogar die gesamte Minderung aus diesen Projekten dargestellt werden.

Dieser Extremfall steht jedoch nicht im Einklang mit den Zusatzvereinbarungen zum Kyoto-Protokoll. Danach können projektbasierte Minderungen stets nur zusätzlich zu heimischen Minderungsleistungen genutzt werden. Die EU-Kommission hat bei der Genehmigung der nationalen Allokationspläne für die zweite Handelsperiode den Umfang der projektbasierten Minderungsleistungen deshalb auf maximal die Hälfte der nationalen Minderungsleistungen beschränkt.

Schaubild I



Unabhängig von diesen formalen Beschränkungen ist der Rückgriff auf projektbasierte Minderungsoptionen selbstverständlich nur sinnvoll, wenn die Nutzung dieser Projekte zu einer Entlastung der nationalen Vermeidungskosten beiträgt. Da diese Kosten je nach Anwendungsbereich und verfügbarer Technik erheblich differieren können, ist eine allgemeingültige Aussage über die Vorteilhaftigkeit dieser projektbasierten Minderungen nicht möglich – insbesondere über den hier zugrunde gelegten Zeitraum bis 2030. Die bisherigen Marktergebnisse und die von anderen Mitgliedstaaten im Rahmen ihrer nationalen Allokationspläne genutzten projektbasierten Minderungen stützen allerdings die Vermutung, dass die Nutzung dieser Projekte zu geringeren Vermeidungskosten führt als die ausschließliche Konzentration auf nationale Maßnahmen. So lag der Preis für JI- bzw. CDM-Projekte in dem bislang beobachtbaren Zeitraum stets deutlich unterhalb der Zertifikatspreise am EU-Emissionshandelsmarkt (vgl. Schaubild I).

Wenn diese Relationen auch für die Zukunft gültig bleiben, ist der Rückgriff auf diese internationalen Minderungsoptionen sinnvoll. Davon gehen mit Ausnahme des letzten Szenarios die folgenden Rechnungen aus: die Gesamtminderung in Höhe von 240 Mio. t wird also sowohl durch nationale Maßnahmen wie auch durch projektbasierte Mechanismen erreicht.

Die genaue Aufteilung zwischen diesen beiden Minderungsoptionen sollte sich aus der Minimierung der gesamten Minderungskosten ergeben. Die dafür notwendigen Preisschätzungen bis 2030 liegen zum gegenwärtigen Zeitpunkt für JI- und CDM- Projekte nicht vor. Deshalb wird der Beitrag dieser Minderungsoptionen ohne weitere Begründung mit 100 Mio. t angesetzt, so dass aus nationalen Maßnahmen allein eine Gesamtminderung in Höhe von 140 Mio. t erbracht werden muss.

Aufgrund der noch nicht verfügbaren Preisschätzungen müssen auch die mit der Nutzung von JI/CDM-Projekten verbundenen Kosten relativ grob vorgegeben werden. Dabei steht der methodische Aspekt im Vordergrund, die Zusatzkosten der einzelnen Szenarien möglichst den dabei eingesetzten Maßnahmen zuzurechnen und diese nicht durch veränderliche Kosteneffekte der projektbasierten CO₂-Minderungen zu verzerren. Deshalb wird für JI/CDM-Projekte in allen Szenarien mit Ausnahme des Domestic-Action-Szenarios ein identischer Kostenblock angenommen, der sich aus dem Minderungsbeitrag und den Kosten dieser projektbasierten Mechanismen des Szenarios mit den niedrigsten Grenzvermeidungskosten ergibt – dem EEG-Szenario.

2.2. Energiepreise


Auch wenn der Emissionshandel in den nächsten Jahren eine wachsende Bedeutung für die Preisentwicklung der fossilen Energieträger gewinnen wird, so bleiben die Weltenergiemärkte, insbesondere die Ölmärkte eine wichtige Determinante der Energiepreisentwicklung. Eine exakte Prognose der Angebots- und Nachfrageentwicklungen auf diesen Märkten ist gegenwärtig schwieriger denn je. Einerseits zeigt die aktuelle Entwicklung eine gewisse Entspannung an: die Ölpreise sind seit den Höchstständen im Sommer 2006 wieder auf ein Niveau von etwa 60 \$/barrel gesunken und bestätigen damit das aus der Vergangenheit bekannte Bild: drastische Preissprünge traten ebenso regelmäßig auf wie dramatische Einbrüche: so lag der Erdölpreis im Durchschnitt der letzten acht Jahre bei rund 22,80 \$/barrel, erreichte im Maximum jedoch fast 80, im Minimum weniger als 10 \$/barrel.

Andererseits ist das Verbrauchswachstum insbesondere in China und Indien ungebrochen und wird deshalb einen stetig größeren Einfluss auf die weltweite Ölpreisentwicklung gewinnen. Verstärkt wird dieser Effekt durch die wachsende Marktmacht der OPEC-Staaten, die eine Diversifikation der Bezugsquellen infolge der ungleichen Verteilung der Erdöl- und Erdgasreserven immer schwieriger macht. So kann die Erdölförderung in der Nordsee ohne nennenswerte Verbesserungen der Fördertechniken nur noch maximal 10 Jahre auf dem gegenwärtigen Niveau gehalten werden, in den Vereinigten Staaten ist die statische Reichweite nur unwesentlich (rund 2 Jahre) länger. Die regionale Konzentration der Förderung auf Länder mit erheblichen politischen und wirtschaftlichen Instabilitäten wird das Preisrisiko infolge unkalkulierbarer Angebotsverknappungen deshalb erheblich vergrößern.

Tabelle 2

Energiepreisentwicklung, nominal									
	Einheit	2000	2005	2006	2010	2015	2020	2025	2030
		beobachtet			Prognose				
Erdöl	\$/barrel	28,8	53,3	65,2	57,3	63,2	69,1	74,7	80,3
	€/barrel	31,1	42,8	52,0	44,1	48,6	53,1	57,4	61,8
Erdgas	€/MWh	10,7	16,2	21,3	20,5	22,0	24,1	26,1	28,0
Steinkohle	\$/t	36,7	73,4	73,1	71,2	75,6	82,7	89,4	96,1
	€/t	43,3	58,9	56,3	54,8	58,2	63,6	68,8	73,9
Braunkohle	€/t	11,3	10,5	10,5	11,0	12,2	13,5	15,1	16,9

Quelle: 2000 bis 2006: BAFA, 2010 bis 2030 eigene Berechnungen



Diesen Fundamentalfaktoren trägt die folgende Prognose insoweit Rechnung als auf längere Sicht mit weiter steigenden Ölpreisen gerechnet wird. Kurz- und mittelfristig werden sich die Ölpreise allerdings – wie schon aktuell erkennbar – kaum auf dem zur Jahresmitte 2006 erreichten Höchststand halten, sondern zunächst auf ein deutlich niedrigeres Niveau absinken. Ob dieser Normalisierungsprozess binnen weniger Monate eintritt oder einen längeren Zeitraum in Anspruch nimmt, ist für den u-förmigen Verlauf der Ölpreise eher von untergeordneter Bedeutung. In dieser Prognose wird ein eher längerfristiger Anpassungspfad angenommen, so dass der niedrigste Stand mit nominal 57,30 \$/barrel erst im Jahr 2010 erreicht wird (Tabelle 2).

Der in den beiden letzten Jahren beobachtete Preisanstieg bei Kraftwerkskohle, der nach Angaben des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) seit Anfang 2003 immerhin fast 60 % ausmachte, wird sich nicht weiter fortsetzen. Für diese These spricht schon allein die Entwicklung der letzten 15 Jahre. Seit Anfang der neunziger Jahre oszillierten die Preise für Kraftwerkskohle um einen Mittelwert von etwa 38 bis 40 \$/t, wobei in einzelnen Jahren kräftige Ausschläge nach unten und oben zu beobachten waren. Ein ähnliches Entwicklungsmuster wird auch hier angenommen: der gegenwärtig zu beobachtende Preisrückgang wird zunächst noch anhalten, der Preis für Kraftwerkskohle im Durchschnitt des Jahres 2010 bei 54,80 €/t liegen, dann um jährlich 1,0 €/t ansteigen und im Jahr 2030 nominal 73,90 €/t erreichen.

Die weltweit gehandelten Energieträger und Rohstoffe werden in Dollar abgerechnet. Dieser Umstand und die Aufwertung des Euro gegenüber dem Dollar haben für den Euro-Raum den Anstieg der Weltmarktpreise deutlich abgefedert – bei Kraftwerkskohle um mehr als 10 €/t, bei Erdöl um 7,50 €/barrel. Diese Vorteile einer Aufwertung können in Zukunft selbstverständlich durch eine Abwertung des Euro gegenüber dem Dollar verloren gehen. Allerdings deuten die gegenwärtigen Tendenzen eher auf eine weitere Aufwertung des Euro gegenüber dem Dollar hin. Für die folgenden Simulatio-

nen steht jedoch der Aspekt im Vordergrund, den Preisimpuls von den Weltenergiemärkten nicht durch Wechselkursannahmen zusätzlich zu verstärken oder abzuschwächen, wechsellkursbedingte Zusatzeffekte also möglichst auszuschließen. Deshalb wird im Folgenden der gegenwärtige Wechselkurs von 1,30 \$/€ unverändert beibehalten.

Auch für die übrigen in Euro fakturierten Energieträger bedeuten diese Annahmen ein im Vergleich zum Weltmarkt deutlich niedrigeres Preisniveau. Dies gilt zunächst für alle Mineralölprodukte, und hier insbesondere für leichtes Heizöl, aber auch für andere Energieträger, die sich entweder vergleichbaren Marktentwicklungen gegenübersehen oder über vertraglich festgelegte Preisanpassungsklauseln der Preisentwicklung bei Erdöl folgen wie beispielsweise Erdgas. Der Ölpreisentwicklung in Euro entsprechend werden die Importpreise für Erdgas bis 2010 etwas sinken und erst danach wieder moderat ansteigen, um im Jahr 2030 ein Niveau von 28,00 €/MWh (Ho) bzw. von 31,00 €/MWh (Hu) zu erreichen.

2.3. Übrige Rahmenbedingungen

Die zukünftige Entwicklung der CO₂-Emissionen hängt nicht nur von Energiepreisen und der Wirtschaftlichkeit von CO₂-Minderungsmaßnahmen, sondern auch von solchen Faktoren ab, die zunächst nur mittelbar mit dem Verbrauch von Energie in Zusammenhang gebracht werden. Dazu gehören demographische Faktoren sowie allgemein binnen- und weltwirtschaftliche Entwicklungen.

Für die Bevölkerungsentwicklung liegen mit den demographischen Modellrechnungen relativ verlässliche Daten über die natürliche Bevölkerungsbewegung, d.h. die Entwicklung der Bevölkerungsstrukturen und -größe auf der Basis altersspezifischer Geburten- und Sterbeziffern vor.¹ Für die vorliegende Analyse wurde die Variante 5 der zehnten koordinierten Bevölkerungsvorausschätzung zugrunde gelegt, die einen Zuwanderungsgewinn von jährlich mindestens 200 000 Personen unterstellt, so dass bis zum Jahre 2010 noch mit einem leichten Anstieg der Bevölkerung um rund 500 000 auf 83,079 Mio. Personen, danach ein Rückgang auf bis zu 81,2 Mio. Personen in 2030 erwartet wird.

Das Wachstum einer exportorientierten Volkswirtschaft wie der deutschen wird von Annahmen zur Entwicklung des Welthandels stark beeinflusst, da ein dynamisches Wachstum der Welthandelsströme sich via Exportgütersektoren auf die gesamte inländische Wirtschaft überträgt. Grundsätzlich wird in den Szenarien unterstellt, dass

¹ Einzelheiten vgl. Statistisches Bundesamt (Hrsg.) (2003), Bevölkerung Deutschlands bis 2050, Ergebnisse der 10. koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung, Stuttgart: Metzler und Poeschel.

die unterschiedlichen Minderungsstrategien keine Auswirkungen auf das Welthandelsvolumen haben, das in allen Szenarien mit jährlich 5 % zunimmt.

Die deutsche Exportwirtschaft konnte von diesem Wachstum in der Vergangenheit nur durch stetige Effizienzverbesserungen der sektoralen Produktionsprozesse und damit verbundener Kostensenkungen profitieren. Dies dürfte auch für die Zukunft gelten; dennoch zeichnen sich bereits gegenwärtig Verschiebungen in den weltwirtschaftlichen Handels- und Güterströmen ab, die eine unmittelbare Folge des dynamischen Wachstums aufstrebender Entwicklungs- und Schwellenländer wie Indien und China sind. Deshalb ist davon auszugehen, dass der Anteil dieser Länder am gesamten Weltmarkt überproportional zunehmen wird, der Anteil Deutschlands daher selbst bei Ausschöpfung aller Rationalisierungspotentiale im günstigsten Fall konstant gehalten werden kann.

Bei den finanzpolitischen Vorgaben wird angenommen, dass die im internationalen Vergleich überdurchschnittliche hohe Abgabenquote langfristig zurückgeführt werden wird und dabei insbesondere die Lohnnebenkosten deutlich reduziert werden. Diese für die Wettbewerbsfähigkeit des Faktors Arbeit unerlässliche Korrektur bedeutet allerdings, dass ein wachsender Anteil der Sozialversicherungsleistungen über das Steuersystem, und hier vor allem über die indirekten Steuern finanziert werden muss. Dies kann entweder über eine weitere Anhebung von speziellen Verbrauchssteuern oder über eine Erhöhung der Mehrwertsteuer erreicht werden. Mit der Anhebung des Mehrwertsteuersatzes auf 19 % Anfang des Jahres 2007 ist die Entscheidung für die letzte Option gefallen. Deshalb bleiben die Mineralöl- und Ökosteuersätze über den gesamten Zeitraum der Untersuchung unverändert, auch wenn anspruchsvollere Minderungsziele durchaus eine nochmalige Erhöhung der Ökosteuersätze nahe legen könnten.

Der Realzins, definiert als Umlausrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten, wird über den gesamten Zeitraum mit nominal 6 % angenommen.

2.4. Methodik der Untersuchung

Die Wirkungen der verschiedenen Technikrestriktionen und Minderungsstrategien werden mit Hilfe von Modellsimulationen quantifiziert, die sowohl technische als auch ökonomische Zusammenhänge abbilden. Von spezifischen Merkmalen einzelner Verbrauchskategorien abstrahiert ergeben sich die CO₂-Emissionen stets aus der Multiplikation einer

- Ausstattungs-,
- spezifischen Emissions- und
- Nutzungskomponente.

Die erste Komponente charakterisiert den zu einem bestimmten Zeitpunkt vorhandenen Kapitalstock, die zweite die technische Beschaffenheit der Kapitalgüter, die dritte die ökonomisch bestimmte Nutzung. Der Kapitalstock zu einem bestimmten Zeitpunkt setzt sich aus den Investitionen der vorausgegangenen Perioden zusammen. Die einzelnen Investitionsjahrgänge sind durch die in ihnen inkorporierte Technik charakterisiert, die in Form von Wirkungsgraden, spezifischen Energieeinsätzen oder auch in spezifischen CO₂-Emissionen vorliegen. Auf kurze Sicht ist die Effizienz und CO₂-Intensität des Kapitalstocks daher durch die Investitionen der Vergangenheit so festgelegt, dass zwischen Kapitalnutzung und CO₂-Ausstoß allein unter technischen Aspekten ein nahezu komplementäres Verhältnis besteht. Dieser technikbasierte Erklärungsansatz wird nicht nur für die energieintensiven Prozesse der industriellen Produktion, sondern auch im Verkehrsbereich, im Gebäude- und Wohnungsbereich und in der Energieumwandlung, insbesondere der Strom- und der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung verwendet.

Emissionsminderungen, die eine Veränderung der Technik voraussetzen, können nach dieser Modellvorstellung nur über Investitionen wirksam werden. Die dabei anzusetzenden Wirtschaftlichkeitsanalysen sind grundsätzlich Vollkostenrechnungen, die nicht nur – wie in der kurzen Frist – die variablen Kosten, sondern auch die Investitionsausgaben sowie die übrigen Fixkosten umfassen. In einem Handelssystem wird das Wirtschaftlichkeitskalkül darüber hinaus von den Kosten für die Emissionsrechte beeinflusst, die über die geplante Nutzungsdauer der Anlage für den Einsatz kohlenstoffhaltiger Brennstoffe nachzuweisen sind.

CO₂-Emissionen und deren Veränderungen sind nach ökonomischem Verständnis allerdings nicht nur eine Frage der zu einem bestimmten Zeitpunkt verfügbaren Techniken, sondern in erheblichem Umfang vom Verhalten der gewerblichen und privaten Verbraucher abhängig. Diese Verhaltenskomponente hat nicht nur einen Einfluss auf die langfristigen Investitionsentscheidungen, sondern auch auf die kurzfristige Nutzung des verfügbaren Kapitalstocks und gilt nicht nur für gewerbliche Verbraucher, sondern vor allem auch für private Haushalte. Ein wesentlicher Einfluss auf dieses Nutzungsverhalten geht von den Preisen, im Fall der privaten Haushalte zusätzlich vom verfügbaren Einkommen, bei den Unternehmen von den erwarteten Marktentwicklungen und für alle Emittenten von den Kosten der verschiedenen CO₂-Minderungsstrategien aus.

Technologische und verhaltensbedingte Einflussfaktoren sind in dem hier verwendeten Modellansatz gleichgewichtig. CO₂-Minderungen, die über Veränderungen des Kapitalstocks induziert werden und daher zunächst technologiebedingt sind, enthalten stets auch schon die Auswirkungen der damit verbundenen Zusatzkosten und Preise auf das Verbraucherverhalten. Der dafür gewählte methodische Ansatz kann als Kombination aus energiewirtschaftlicher Detailanalyse und sektoraler bzw. makroökonomischer Gesamtanalyse charakterisiert werden. Die einzelnen Elemente dieses Ansatzes sind

ein Energienachfrage- und Energieangebotsmodell, ein nach 60 Sektoren gegliedertes sektorales Strukturmodell sowie ein makroökonomisches Modell, in dem die wichtigsten Kennziffern der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung (Bruttoinlandsprodukt, Außenhandel, Beschäftigung und Arbeitsmarkt) abgebildet sind.²

² Für eine ausführlichere Modellbeschreibung vgl. Hillebrand, B., Buttermann, H.G., Behringer, J.M., Bleuel, M. (2005), Beschäftigungsbilanz des weiteren Ausbaus Erneuerbarer Energien, *Zeitschrift für Energiewirtschaft* Jg. 29, Köln, sowie Hillebrand, B., Buttermann, H.G., Behringer, J.M., Bleuel, M. (2006), The Expansion of Renewable Energies and Employment Effects in Germany, *Energy Policy*.

3. CO₂-Minderung unter Kostenminimierung

Gemessen an der bislang beobachteten Entwicklung scheint das gesetzte Minderungsziel in Höhe von 140 Mio. t wenig ambitioniert, da innerhalb des ersten Zehnjahreszeitraums von 1990 bis 2000 die CO₂-Emissionen sogar um rund 145 Mio. t reduziert werden konnten. Bei dieser Einschätzung wird allerdings übersehen, dass ein großer Teil der Minderungserfolge auf die Wiedervereinigung und die damit verbundene Modernisierung des gesamten Kapitalstocks in der ehemaligen DDR zurückging: allein in den ersten fünf Jahren konnten die CO₂-Emissionen um reichlich 110 Mill. t, seit 1995 jedoch nur noch um 37 Mill. t reduziert werden. In den letzten Jahren verharren die CO₂-Emissionen sogar auf einem nahezu unveränderten Niveau – ein Hinweis darauf, dass die relativ kostengünstigen Minderungspotentiale weitgehend ausgeschöpft sind, die zukünftigen Minderungsziele also nur unter Inkaufnahme zusätzlicher Kosten erreicht werden können. Umso wichtiger erscheint deshalb eine Selektion der Maßnahmen und Instrumente nach den damit verbundenen Zusatzkosten.

3.1. Potentiale und Kosten zusätzlicher Emissionsminderungen in der Stromerzeugung

Aus den hohen Minderungserfolgen der ersten Jahre lassen sich zwei wichtige Voraussetzungen identifizieren, die auf kostengünstige CO₂-Minderungen schließen lassen:


- überalterte und ineffiziente Produktionsanlagen sowie
- der dominante Einsatz von kohlenstoffreichen Energieträgern.

Zumindest die zweite Voraussetzung ist gegenwärtig für die allgemeine Strom- und zum Teil auch für die Kraft-Wärme-Kopplung noch erfüllt; denn in der Elektrizitätserzeugung dominiert gegenwärtig noch der Einsatz von Stein- und Braunkohle. Rund die Hälfte der insgesamt installierten Leistung in Höhe von 106 Gigawatt (GW) besteht aus Anlagen, die Stein- und Braunkohle als Brennstoff einsetzen. Da Braunkohlekraftwerke ausschließlich im Dauerbetrieb und damit deutlich über der Ausnutzungsdauer des gesamten Kraftwerksparks liegen, entfällt mehr als die Hälfte der Erzeugung in Höhe von 536,8 TWh auf die Erzeugung in Stein- und Braunkohlekraftwerken. Da diese Brennstoffe einen überdurchschnittlich hohen Kohlenstoffgehalt besitzen, hat diese Erzeugungsstruktur erhebliche Auswirkungen auf die CO₂-Bilanz der Stromerzeugung

Tabelle 3

Beobachtete CO ₂ -Emissionen, Mio. t						
	Basisjahr	2000	2002	2003	2004	2005
Kraftwerke, Heizkraftwerke	338,1	309,1	322,6	328,7	324,8	322,4
Raffinerien	19,6	19,9	19,7	19,4	19,5	20,9
Übrige Umwandlung	57,2	18,6	18,3	19,0	19,5	20,0
Energiewirtschaft insg.	414,9	347,5	360,6	367,1	363,8	363,3
Industrie, energiebedingt	153,1	100,5	95,0	96,1	102,0	103,1
Industrie, rohstoffbedingt	84,5	82,9	78,2	78,9	80,7	77,7
Industrie insgesamt	237,6	183,4	173,2	175,1	182,7	180,8
Verkehr	162,5	182,4	176,3	170,3	171,2	164,1
Haushalte	129,4	117,9	121,4	124,4	118,3	113,0
Gewerbe, Handel u.a.	86,7	55,0	54,8	58,0	55,0	53,0
Alle Sektoren	1031,2	886,2	886,4	894,9	891,0	874,1

Quelle: Umweltbundesamt und eigene Berechnungen



wie auch der gesamten Volkswirtschaft. Mit einem Gesamtvolumen von 322 Mio. t CO₂, davon rund 270 Mio. t in Kraftwerken und 50 Mio. t in Heizkraftwerken entfallen gegenwärtig immerhin mehr als ein Drittel der CO₂-Emissionen insgesamt auf diesen Sektor (vgl. Tabelle 3).

Auch die Effizienz des Anlagenparks liegt im Durchschnitt deutlich unterhalb des in Neuanlagen erreichbaren Niveaus: der durchschnittliche (Netto-) Wirkungsgrad des gesamten Kraftwerksparks auf Basis Steinkohle liegt gegenwärtig bei 36,8 %, bei Braunkohle sogar noch deutlich darunter. In Steinkohlekraftwerken, die in den letzten zehn Jahren neu errichtet wurden, werden demgegenüber (Netto-) Wirkungsgrade von rund 43 %, ³ in neuen Braunkohlekraftwerken mehr als 40 % erreicht. ⁴ Würde man folg-

³ Die technischen Parameter der in den neunziger Jahren errichteten Steinkohlekraftwerke sind im wesentlichen identisch mit dem Block 5 des Kraftwerks Staudinger, der 1993 von der Preussen-Elektra in Betrieb genommen wurde. Der Wirkungsgrad dieser Anlagen erreicht netto 42,5 %, bei einem Eigenverbrauch von 8 % demnach brutto 45,9 %. Einzelheiten vgl. Etwa P.-C. Rühland, Moderner 500-Megawatt-Steinkohleblock im Kraftwerk Staudinger, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Jg. 43 (1993), S. 624 f.

⁴ Der Nettowirkungsgrad aller von der VEAG in den letzten Jahren in Betrieb genommenen Braunkohlekraftwerke in Ostdeutschland liegt knapp über 40 %. Einzelheiten vgl. VEAG (Hrsg.), *Geschäftsbericht 1999*, Berlin 2000, S. 22. Für die von RWE-Rheinbraun im September 2002 in Betrieb genommene erste BOA-Anlage wird bereits ein Brutto-Wirkungsgrad von knapp 45 % erreicht. Einzelheiten vgl. G. Jäger, K.A. Theis, Increase of Power Plant Efficiency, *VBG PowerTech*; Jg. 2001, Heft 11, S.21 ff.

lich die weniger effizienten Altanlagen auf Basis Stein- oder Braunkohle durch moderne Neubauten ersetzen, könnte der spezifische Brennstoffeinsatz bei Steinkohle von etwa 330 kg (SKE) auf 285 kg (SKE) je MWh, bei Braunkohle von 350 kg (SKE) auf 290 kg (SKE) verringert werden. Bei einem CO₂- Faktor für Steinkohle in Höhe von 2,725 ergeben sich daraus Emissionsminderungen je erzeugter Kilowattstunde in Höhe von 123 g CO₂, bei Braunkohle, dessen spezifische CO₂-Emissionen bei 3,282 liegen, fast 200 g CO₂. Bei unverändertem Brennstoffmix und konstanter Stromerzeugung könnte der vollständige Ersatz von Altanlagen durch Neubauten bei Steinkohle mit zusätzlichen Emissionsminderungen von rund 13 Mill. t, bei Braunkohle mit etwa 27 Mill. t veranschlagt werden. Rund ein Drittel des vorgegeben Minderungsziels könnte also allein über diese außerordentlich wirtschaftliche Strategie abgedeckt werden.

Die allein durch Effizienzverbesserungen erzielbaren CO₂-Emissionsminderungen sind allerdings begrenzt, sie hängen von den Effizienzunterschieden zwischen Alt- und Neuanlagen und den spezifischen CO₂-Emissionen der eingesetzten Brennstoffe ab. Der Ersatz eines alten Steinkohlekraftwerks durch eine moderne Erdgas-GuD-Anlage wäre demgegenüber mit spezifischen Emissionsminderungen von 520 g CO₂/kWh verbunden, der Ersatz eines älteren Braunkohlekraftwerks würde die CO₂-Bilanz sogar um 790 g CO₂/kWh entlasten. Ein Brennstoffwechsel allein von Steinkohle zu Erdgas hätte demgegenüber Emissionsminderungen von mehr als 58 Mill. t zur Folge. Die Substitution von kohlenstoffreichen durch kohlenstoffärmere oder -freie Energieträger in der Elektrizitätswirtschaft stellt demnach eine vergleichsweise ergiebige Option zur CO₂-Minderung dar.

Umfang und Geschwindigkeit dieses Substitutionsprozesses hängen zum einen von der Alterstruktur des Kraftwerksparks, zum anderen von den ökonomischen Rahmenbedingungen und den daraus ableitbaren Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen ab. Grundsätzlich sind bei diesen Kostenbetrachtungen Brennstoff-, Kapital- und Personalkosten, Kosten für Reparatur und Wartung, für den Einsatz von Hilfs- und Betriebsstoffen und eventuelle Versicherungsprämien zu berücksichtigen.


Die Brennstoffkosten fossil befeuerter Kraftwerke ergeben sich aus den Brennstoffpreisen und den jeweiligen spezifischen Brennstoffeinsätzen, die als Kehrwert der jeweiligen Wirkungsgrade definiert sind; sie werden in Euro/MWh bzw. cent/kWh angegeben. Für die Entwicklung der Brennstoffkosten sind demnach sowohl die Entwicklung der spezifischen Verbräuche als auch die Veränderungen der Brennstoffpreise von Bedeutung.

Für die Berechnung der Kapitalkosten wird ein dynamisches Kalkül verwendet, in dem die Baukosten (einschließlich der Finanzierungskosten während der Bauzeit) für ein neu zu errichtendes Kraftwerk über einen vorgegebenen Zeitraum verzinst und getilgt und

Tabelle 4

Langfristige CO ₂ -Vermeidungskosten in der Stromerzeugung, €/t CO ₂							
	Ersatz- technik	Last- bereich	2010	2015	2020	2025	2030
Braunkohle	Kernenergie	Grundlast	9,36	11,65	11,61	10,74	10,27
Steinkohle	Kernenergie		5,36	8,72	8,02	9,07	8,52
Braunkohle	Erdgas		18,13	17,16	17,93	17,36	19,72
Steinkohle	Erdgas		15,33	14,56	14,38	17,90	21,76
Steinkohle	Erdgas	Mittellast	-7,15	-11,69	-13,25	-10,62	-7,47
Erdgas	Wind ¹ , 3000 h		80,35	91,25	88,13	77,73	65,60
Erdgas	Wind ¹ , 4000 h		45,86	50,08	45,57	34,88	22,74

Quelle: Eigene Berechnungen; - ¹ off shore



mit Hilfe einer durchschnittlichen Annuität auf die kalkulatorische Lebensdauer (hier 30 Jahre) verteilt werden. Diese Kapitalkosten sind unabhängig von der geleisteten Arbeit über den gesamten Abschreibungszeitraum konstant, verringern sich jedoch - auf die erzeugte Kilowattstunde bezogen - mit zunehmender Stromerzeugung. Die Brennstoffkosten variieren demgegenüber nahezu proportional⁵ mit der Stromerzeugung. Das Verhältnis von Brennstoff- zu Kapitalkosten ist maßgeblich dafür, ob das neu zu errichtende Kraftwerk im Bereich der Grund-, Mittel- oder Spitzenlast eingesetzt wird. Kraftwerke mit hohen Kapital- und niedrigen Brennstoffkosten werden im Dauerbetrieb (6500 Stunden und mehr), solche mit niedrigen Kapital- und hohen Brennstoffkosten möglichst nur zur Abdeckung der Lastspitzen (weniger als 2000 Stunden) eingesetzt.

Für die hier im Vordergrund stehende Frage nach kostengünstigen Vermeidungsoptionen in der Elektrizitätserzeugung sind weniger die aus diesen Rechnungen resultierenden langfristigen Erzeugungskosten, als vielmehr die mit der jeweiligen Technik verbundenen Zusatzkosten der CO₂-Minderung (CO₂-Vermeidungskosten) von Interesse. Unter den im vorausgegangenen Abschnitt geschilderten Preisannahmen ergeben sich die in Tabelle 4 ausgewiesenen Zusatzkosten. Für den Bereich der Grundlast wäre demnach der Bau eines neuen Kernkraftwerks anstelle eines neuen Braunkohlekraftwerks mit Zusatzkosten von maximal 11,65 €/t CO₂ verbunden, für Steinkohle läge die

⁵ Geringfügige Abweichungen von dieser Proportionalität können sich durch Auslastungsschwankungen ergeben.

Schwelle wegen der höheren Brennstoffkosten noch etwas niedriger. Der Ersatz dieser kohlenstoffreicheren Brennstoffe durch Erdgas wäre im Bereich der Grundlast demgegenüber mit mehr als doppelt so hohen Vermeidungskosten verbunden. Für den Bereich der Mittellast gilt dies nicht mehr, denn in diesem Lastbereich ist unter den hier getroffenen Annahmen der Bau einer Erdgas-GuD-Anlage deutlich kostengünstiger als der Bau eines neuen Steinkohlekraftwerks, die dadurch induzierten CO₂-Minderungen (418 kg/MWh) sind also mit Zusatzgewinnen verbunden.

Für das im nächsten Abschnitt zu diskutierende EEG-Szenario sind der Vollständigkeit halber auch die mit dem Bau eines Windparks auf See anstelle einer Erdgas-GuD-Anlage an Land zu erwartenden CO₂- Vermeidungskosten aufgeführt; sie liegen in den nächsten 10 Jahren selbst bei einer Auslastung des Parks von 4000 Stunden noch über 50 €/t CO₂ und sind unter wirtschaftlichen Aspekten zum gegenwärtigen Zeitpunkt keine Alternative zu den konventionellen Erzeugungstechniken.

Um die Zusatzkosten der CO₂-Minderungen im Bereich der Stromerzeugung möglichst gering zu halten, müssten nach diesen Ergebnissen die in den nächsten Jahren anstehenden Ersatzanlagen

- für den Bereich der Grundlast auf Basis Kernenergie,
- für die Mittellast auf Basis der Erdgas GuD-Technik

errichtet werden. Dadurch könnte mehr als die Hälfte des gesamten Minderungsziels allein in der Stromerzeugung erfüllt werden.

3.2. Der Beitrag der Kraft-Wärme-Kopplung zur Emissionsminderung


Der Kraft-Wärme-Kopplung wird im nationalen Klimaschutzprogramm eine wichtige Minderungsaufgabe zugewiesen. Durch den vermehrten Einsatz von Anlagen, die gleichzeitig Strom und Wärme erzeugen, soll eine deutliche Verringerung der CO₂-Emissionen erreicht werden. Maßgeblich für diese erwarteten Minderungserfolge sind zum einen technische Änderungen in der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung, insbesondere die Verdrängung reiner Dampf- durch kombinierte Gas- und Dampfturbinen, zum anderen der damit verbundene Wechsel von kohlenstoffreichen Festbrennstoffen zu Erdgas. Denn zum gegenwärtigen Zeitpunkt wird noch fast die Hälfte der in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen erzeugten Wärme in Heizkraftwerken auf Basis Stein- und Braunkohle erzeugt (vgl. Tabelle 5).

Für die hier im Vordergrund stehende Frage nach den Zusatzkosten der erforderlichen CO₂-Minderungen ist besonders hervorzuheben, dass Anlagen auf Basis der GuD-Technik in allen hier unterschiedenen Lastbereichen kostengünstiger sind als KWK-Anlagen auf Basis Stein- und Braunkohle. Ausschlaggebend dafür sind die im Vergleich

Tabelle 5

Kennziffern der Kraft-Wärme-Kopplung , 2005							
Brennstoff	Erzeugung, TWh		Strom-kennziffer	Brennstoff-einsatz	Nutzungs-grad	CO ₂ -Emissionen	
	Wärme	Strom				Mio. t	kg/MWh
Braunkohle	10,18	3,85	0,38	18,45	0,76	7,29	520
Steinkohle	33,01	13,86	0,42	61,25	0,77	21,61	461
Erdgas	48,64	31,62	0,65	98,62	0,81	19,89	248
Übrige	9,61	2,98	0,31	21,87	0,58	2,64	210
Insgesamt	101,43	52,31	0,52	200,19	0,77	51,44	335

Quelle: Statistisches Bundesamt



zu Stein- und Braunkohle nur halb so hohen Investitionsausgaben für die GuD-Technik auf Basis Erdgas. Die niedrigen Kapitalkosten wirken sich insbesondere bei Ausnutzungsdauern von weniger als 4000 Stunden, wie sie gegenwärtig für öffentliche KWK-Anlagen durchaus charakteristisch sind, vorteilhaft gegenüber Stein- und Braunkohle aus. Folglich wird im Zuge von Ersatzinvestitionen Erdgas in der öffentlichen Fernwärmeversorgung eine stetig wachsende Bedeutung gewinnen.

Ähnlich wie in der ungekoppelten Erzeugung ist der wirtschaftliche Vorteil der Erdgas GuD-Technik in der Kraft-Wärme-Kopplung gleichbedeutend damit, dass die dadurch induzierten CO₂-Minderungen nicht mit Zusatzkosten, sondern mit Kosteneinsparungen verbunden sind. Die über diesen Technikersatz erzielbaren Emissionsminderungen können bei vollständiger Verdrängung von Stein- und Braunkohle 14 Mio. t erreichen; in dieser Summe sind noch nicht die CO₂-Minderungen enthalten, die in der ungekoppelten Stromerzeugung vermieden werden, da mit dem Übergang auf die GuD-Technik je Einheit erzeugter Nettowärme die Stromerzeugung in etwa verdoppelt werden kann.

3.3. CO₂-Minderungen in der Gebäude- und Wohnraumbeheizung

Dem Gebäude- und Wohnungsbereich werden erhebliche Minderungspotentiale zugeordnet, die zudem vergleichsweise kostengünstig erschlossen werden könnten. Ursächlich hierfür sind nicht nur klimatische Verhältnisse oder der Bestand an Wohnungen bzw. Wohnflächen, sondern insbesondere die geringe Effizienz der Energiebereitstellung. Zwar konnte der spezifische Energieverbrauch je qm Wohnfläche von 240 kWh in 1990 auf rund 190 kWh in 2001 gesenkt werden, gemessen an den inzwischen allgemein geltenden, gesetzlich fixierten Standards für -Neubauten von im Mittel

Schaubild 2

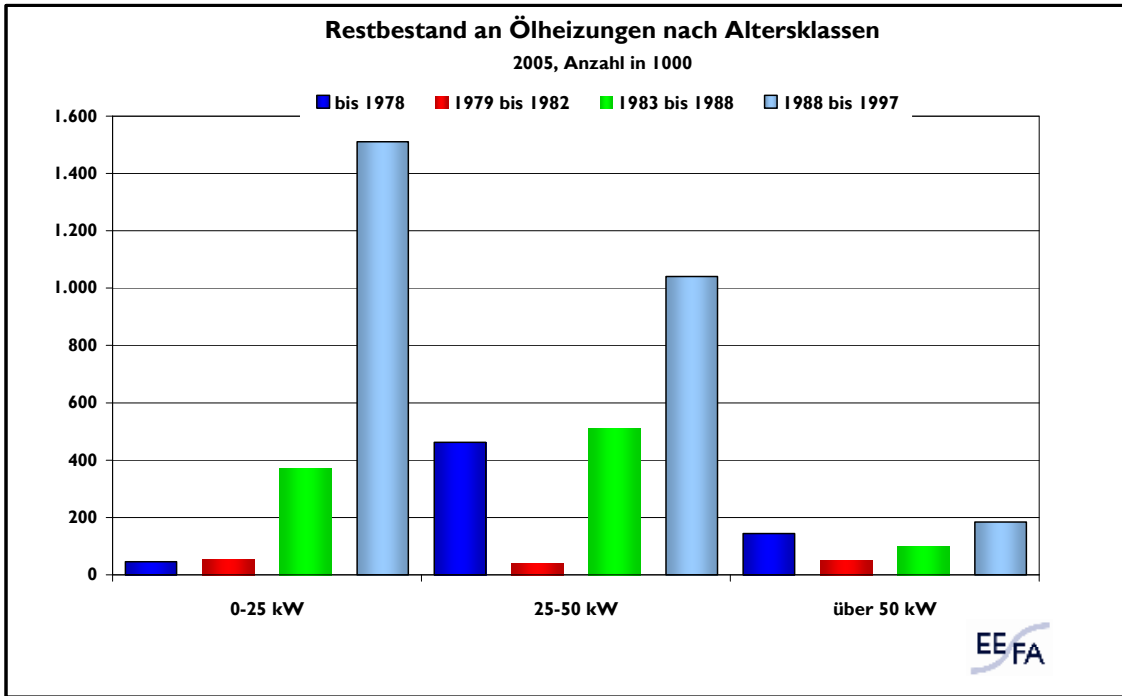
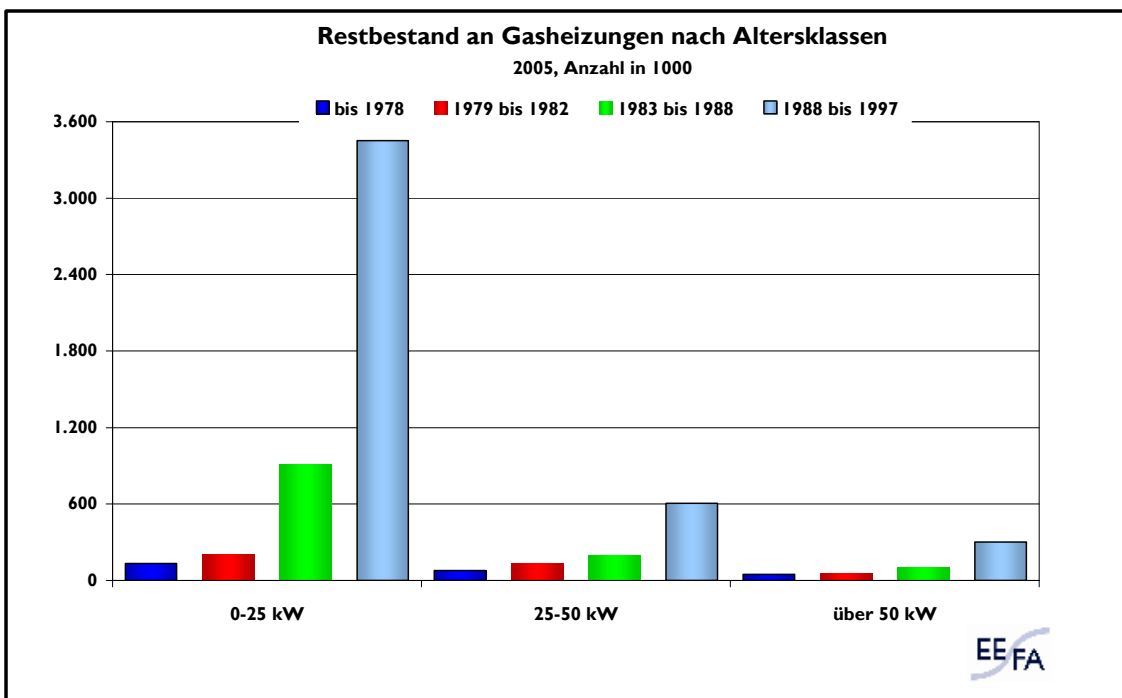


Schaubild 3



70 kWh je qm Wohnfläche und Jahr erreicht weder die Umwandlung von Endenergie in Nutzenergie innerhalb der Wärmeerzeuger (Heizungsanlagen), noch der Wärmebedarf der Wohnungen und Gebäude diesen Standard.

CO₂-Minderungen können aus der Verringerung der Wärmeverluste im Gebäudebestand, dem Austausch veralteter Heizungsanlagen durch moderne Niedertemperatur- oder Brennwertgeräte und durch ein verändertes Nutzerverhalten erzielt werden. Die geringsten Zusatzkosten, die in manchen Fällen sogar negativ sind, fallen beim Austausch veralteter Heizungsanlagen an. Das Potential dazu ist vorhanden; so waren in 2005 mehr als 4,7 Mio. Ölheizungen und mehr als 6,2 Mio. Gasheizungen älter als 15 Jahre (vgl. Schaubilder 1 und 2).

Wenn die Erneuerung dieser Altanlagen noch mit einer energetischen Sanierung einzelner Bauteile (Fenster austausch, Dach- oder Kellerisolierung oder Außenwanddämmung) verbunden wird, kann der CO₂-Minderungseffekt sogar merklich erhöht werden.

Um diese Potentiale zu erschließen, wurden in den letzten Jahren verstärkt marktkonforme Anreizsysteme eingesetzt. Dazu gehören neben der ökologischen Steuerreform vor allem die von der KfW finanziell unterstützten Programme zur energetischen Sanierung des Gebäudebestandes. In 2004 und 2005 konnten nach Angaben der KfW mit diesen Programmen jeweils rund 145.000 Wohnungen im Bestand entsprechend 0,4 % energetisch saniert werden. Mit der Ausweitung und deutlichen Verbesserung der Kreditkonditionen haben sich die Kreditzusagen in 2006 gegenüber 2005 fast verdoppelt.⁶ Dadurch erhöhte sich die Anzahl der modernisierten Wohnungen auf 282.000 Wohnungen, so dass bei Fortführung dieses Programms fast 1 % des Gesamtbestandes in einem Jahr energetisch saniert werden könnten.

Da die Bundesregierung in ihrer Koalitionsvereinbarung beschlossen hat, die Mittel für die energetische Sanierung des Altbaubestandes über einen Zeitraum von fünf Jahren auf diesem Niveau von 1,4 Mrd. € zu halten, dürfte die Modernisierungsrate von rund 1 % des Gesamtbestandes auch über das Jahr 2006 hinaus aufrechterhalten werden, so dass im Jahr 2030 zusätzlich zu dem bereits sanierten nochmals rund 25 % des Wohnungsbestandes energetisch dem Niveau von Neubauten angenähert werden könnte.


Die bisherigen Erfahrungsberichte über den Erfolg der KfW-Programme und die Bedingungen, unter denen die Förderprogramme in Anspruch genommen werden können, lassen den Schluss zu, dass die energetische Sanierung sich auf vor allem auf die

⁶ Einzelheiten vgl. KfW Bankengruppe (Hrsg.), Umwelt-Monitor Februar 2007, Frankfurt a. Main, 2007, S. 7 f.

Tabelle 6

Langfristige CO ₂ -Vermeidungskosten bei Heizungsanlagen , €/t CO ₂							
	Ersatz- technik	Gebäude- typ	2010	2015	2020	2025	2030
Heizöl	Erdgas	Einfamilien- haus	6,33	6,80	6,20	8,96	13,27
Erdgas	Erdgas		26,91	40,30	59,40	91,38	154,22
Nachtspeicher	Erdgas		-8,72	-11,10	-13,65	-16,99	-18,88
Festbrennstoff	Erdgas		-1,29	-2,74	-5,11	-9,38	-16,54
Heizöl	Erdgas	Mehrfamilien- haus	2,80	3,35	3,66	5,62	9,04
Erdgas	Erdgas		8,28	12,62	19,23	30,43	52,67
Nachtspeicher	Erdgas		-3,50	-4,74	-6,21	-8,27	-10,29
Festbrennstoff	Erdgas		-23,29	-35,07	-51,73	-80,55	-136,16

Quelle: Eigene Berechnungen;



Erneuerung der Fenster in Verbindung mit der Dachisolierung und Isolierung der Kellerdecken bezieht, während eine Isolierung der Gebäudehülle vor allem aus Kostengründen weniger häufig durchgeführt wird. Deshalb ist davon auszugehen, dass der energetische Standard der einzelnen Bauteile sich mit unterschiedlicher Geschwindigkeit der Norm von Neubauten annähert, im Jahr 2030 also zwar rund drei Viertel der Wohngebäude über eine Wärmeschutzverglasung, aber nur ein Viertel über eine Gebäudehülle verfügen, die dem energetischen Standard von Neubauten entspricht.


Da allein der Ersatz veralteter Heizungsanlagen Effizienzgewinne von bis zu 30 % verspricht, liegen die Vermeidungskosten gegenwärtig noch relativ niedrig (vgl. Tabelle 6). Bei gleichzeitigem Wechsel auf einen kohlenstoffärmeren Energieträger können diese Zusatzkosten sogar in vermiedene Kosten umschlagen. Das durch einen Brennstoffwechsel erschließbare Minderungspotential ist allerdings inzwischen relativ gering, da rund die Hälfte der Wohnungen bereits gegenwärtig mit Erdgas und mehr als ein Drittel mit Heizöl beheizt werden.

Das eigentliche Minderungspotential liegt demnach in der energetischen Sanierung der Gebäude. Die dabei erzielbaren Minderungen sind nicht nur eine Funktion der Alters- und Gebäudestruktur und der zum Zeitpunkt der Errichtung der Gebäude geltenden Standards, sondern auch der über die Lebenszeit eines Gebäudes zu beobachtenden Änderungen der Baustandards und gesetzlichen Normen. Für die Vermeidungskosten ist darüber hinaus von Bedeutung, dass die energetische Sanierung des Gebäudebestandes je nach Bauteil mit unterschiedlichen Kosten verbunden ist. Deshalb differieren

Tabelle 7

Vermeidungskosten im Gebäudebestand nach Bauteilen und Altersklassen in €/tCO₂ im Jahr 2010						
	bis 1900	bis 1918	bis 1957	bis 1968	bis 1978	ab 1979
Einfamilienhäuser						
Dach	-9,81	-9,81	-9,81	77,44	366,53	1031,12
Wände	304,51	304,51	1443,00	480,36	743,29	2211,86
Keller	-83,57	-83,57	-46,60	-28,52	45,67	74,54
Fenster	-6,90	-6,90	-6,90	-66,37	-6,90	-6,90
Komplettsanierung	175,63	106,31	293,06	163,66	415,91	868,79
Mehrfamilienhäuser						
Dach	-209,53	-84,64	80,54	-107,98	790,69	1676,46
Wände	709,10	516,43	893,63	1327,29	3092,17	2286,65
Keller	-83,57	42,71	-149,62	184,22	184,22	2393,51
Fenster	-30,91	-204,12	-76,96	-30,91	-76,96	-30,91
Komplettsanierung	101,56	211,38	451,81	758,92	1225,87	1632,19

Quelle: Eigene Berechnungen nach Angaben der Gebäudetypologie des IWU



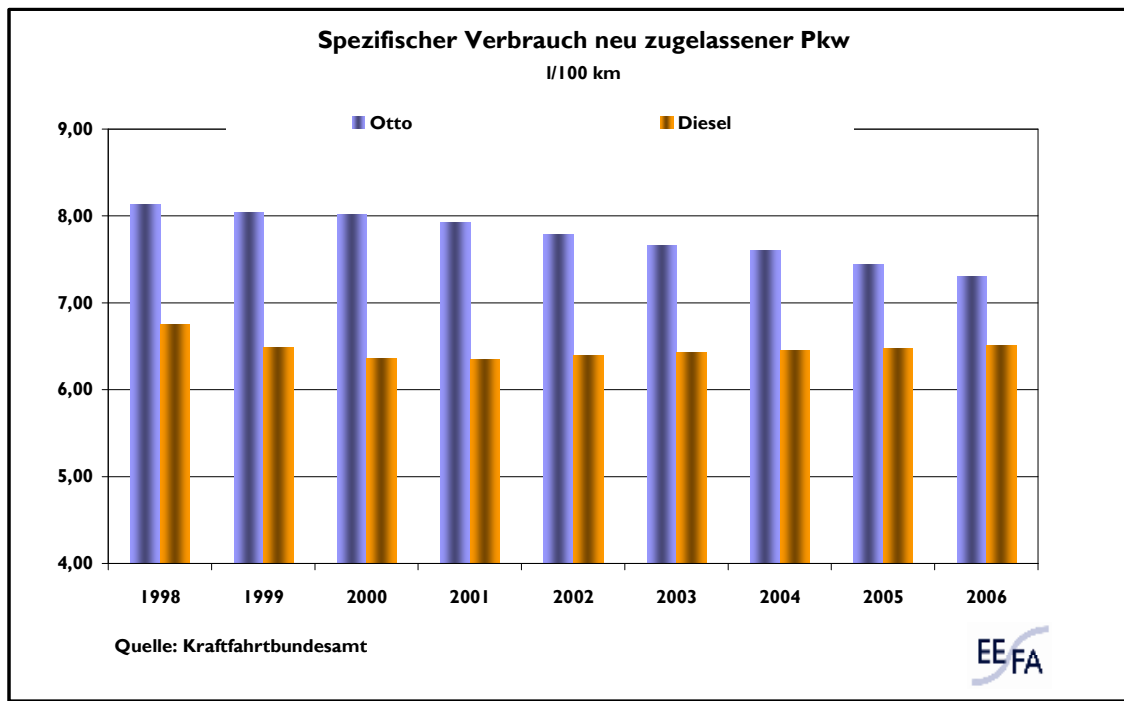
die Vermeidungskosten nicht nur nach Baualterklassen und Ein-, Zwei- und Mehrfamilienhäusern, sondern auch nach dem Wärmestandard der jeweiligen Gebäude und Gebäudeteile.⁷ Die vollständige energetische Sanierung des Altbaubestandes, die unter CO₂-Minderungsaspekten die wirksamste Maßnahme wäre, ist für alle Baualterklassen mit zum Teil erheblichen Zusatzkosten verbunden, während der Austausch der Fenster oder die Dachisolierung als Einzelmaßnahmen demgegenüber mit wirtschaftlichen Vorteilen verbunden sind. (vgl. Tabelle 7).

3.4. CO₂-Minderungen im Verkehr

CO₂-Minderungen können nicht nur durch den Austausch veralteter Produktions- und Verbrauchsaggregate, sondern auch durch geändertes Verbrauchsverhalten induziert

⁷ Die dazu notwendigen Gebäudespezifika wurden vom Institut für Wohnen und Umwelt (IWU) erstmals für die Enquete-Kommission "Schutz der Erdatmosphäre" erstellt und seither in regelmäßigen Abständen aktualisiert. Die hier verwendete Gebäudetypologie stammt aus dem Jahr 2003 und enthält erstmals auch aktuelle Datensätze zu den nach der EnEV erstellten Gebäuden. Einzelheiten vgl. IWU (Hrsg.), Deutsche Gebäudetypologie, Systematik und Datensätze, Darmstadt, 2003.

Schaubild 4



werden. Dieser Verhaltenseffekt kann u.a. gegenwärtig im Verkehrsbereich beobachtet werden. Die Gründe für diese seit Ende der neunziger Jahre zu beobachtende Entwicklung sind vielfältig. Zum einen tragen technische Entwicklungen dazu bei, dass die Effizienz der Fahrzeugflotte in den letzten Jahren stetig verbessert werden konnte. Im Personenverkehr werden diese Effizienzsteigerungen in kürzeren Zeitabständen als im Gebäudebereich für den gesamten Bestand wirksam, da innerhalb von rund 15 Jahren der gesamte Bestand an älteren Fahrzeugen durch effizientere Neufahrzeuge ersetzt werden kann. Je nach Alter des stillgelegten Fahrzeugs kann mit diesem Ersatz eine erhebliche Verbrauchsreduktion verbunden sein; so beträgt nach Angaben des Kraftfahrtbundesamtes (KBA) der Durchschnittsverbrauch neu zugelassener Fahrzeuge gegenwärtig nur noch rund 7 Liter/100 km, während vor acht Jahren neu zugelassene Fahrzeuge noch fast 1 Liter/100 km mehr benötigten (vgl. Schaubild 4).

Für den Personenverkehr kommt hinzu, dass mit dem Dieselmotor eine Technik zur Verfügung steht, die im Vergleich zum Ottomotor deutlich effizienter ist und in den letzten Jahren massive Marktanteile gewinnen konnte. Lag der Anteil der Neuzulassungen von Dieselfahrzeugen Mitte der neunziger Jahre noch bei 15 %, wird gegenwärtig fast jeder zweite Pkw mit einem Dieselmotor neu zugelassen. Diese Bestandsumschichtung ist selbst bei steigenden Fahrleistungen mit deutlichen Effizienzgewinnen und

Verbrauchseinsparungen verbunden. Verstärkt wird diese Effizienzeffekt noch dadurch, dass die Nachfrage nach Kompaktfahrzeugen der unteren Mittelklasse in den letzten Jahren überproportional zugenommen hat, wohingegen die Zulassungen in hubraumstärkeren Fahrzeugklassen, einmal abgesehen von Geländefahrzeugen (+8) und den sog. SUV („Sport Utility Vehicles“) (+21 %) rückläufig waren. In diesem Käuferverhalten dürften sich auch die schon seit längerem zu beobachtenden kontinuierlichen Preissteigerungen bei Kraftstoffen niedergeschlagen haben.

Dieser Trend wird sich bei unveränderten Rahmenbedingungen auch in Zukunft fortsetzen. Folglich verringert sich der spezifische Verbrauch der neu zugelassenen Pkw auch in den nächsten Jahren unabhängig vom Antrieb; zusätzlich wird sich die Antriebsstruktur des gesamten Bestandes weiterhin zugunsten des Dieselmotors verschieben, da der Anteil von fast 50 % an den Neuzulassungen sich erst allmählich im gesamten Bestand niederschlägt.

Bemerkenswert an dieser Entwicklung ist, dass sie keine zusätzlichen Kosten der Emissionsminderungen induziert, da bei nominal steigenden Kraftstoffpreisen der Betriebskostenvorteil des Diesel-Pkw gegenüber dem Ottomotor weiter zunimmt, die Substitution von Otto- durch Dieselfahrzeuge daher wirtschaftlich ist.

3.5. Minderungskosten in der Industrie

Im Vergleich zur Elektrizitätswirtschaft oder Fernwärmeversorgung ist der Energieeinsatz in der Industrie außerordentlich heterogen. Energie wird in der chemischen Grundstoffproduktion als Rohstoff, in der Metallerzeugung und –verarbeitung als Reduktionsmittel, in der Papiererzeugung als Prozessdampf und in industriellen Strom- und Wärmeerzeugungsanlagen als Brennstoff genutzt. Entsprechend vielfältig sind die Determinanten des Energieeinsatzes im allgemeinen und des Verbrauchs einzelner Energieträger im besonderen.

Für die energieintensiven Prozesse sind in der Vergangenheit bereits erhebliche Effizienzfortschritte erzielt worden, wobei diese Effizienzsteigerungen in der Regel über die Modernisierung des Kapitalstocks, insbesondere also über den Austausch von Alt- durch Neuanlagen realisiert werden. Deshalb sind in diesem Bereich der industriellen Produktion in Zukunft, selbst bei einer forcierten Modernisierung des Kapitalstocks, nur noch vergleichsweise geringe Effizienzverbesserungen zu erwarten. So liegt der tatsächlich realisierte Einsatz an Brennstoffen und Reduktionsmitteln in der Stahlin-

dustrie nur noch um 12 % über dem in der Literatur mit 420 kg/t Roheisen angegebenen verfahrenstechnischen Mindestverbrauch.⁸

Auch der Substitution von kohlenstoffhaltigen durch kohlenstoffarme oder -freie Energieträger sind in diesen Prozessen enge Grenzen gesetzt. So wird Koks in der Eisen- und Stahlerzeugung nicht nur als Energieträger, sondern zugleich als Reduktionsmittel eingesetzt, um den im Erz enthaltenen Sauerstoff zu binden. Gleichzeitig dient dieser Energieträger als Stützgerüst und sorgt dafür, dass die Möllersäule optimal durchgast wird. Flüssige und gasförmige Energieträger sind dafür naturgemäß nicht geeignet, so dass Koks im Hochofen nur in engen Grenzen durch andere Energieträger substituiert werden.

Ähnlich wie in der Stahlindustrie sind auch in der Zementproduktion die zukünftigen Prozessverbesserungen eng begrenzt. Denn der mittlere Anlagenwirkungsgrad des Gesamtprozesses, der die Ausnutzung der eingesetzten Brennstoffe widerspiegelt, liegt gegenwärtig schon bei über 70 % (bezogen auf einen theoretischen Mindestwärmebedarf für die chemische Reaktion und Mahltrocknung in der Klinkerproduktion. Mehr als 90 % der Zementöfen sind mit der Zyklonvorwärmer-Technik⁹ ausgerüstet und arbeiten nach dem Trockenverfahren. Bei dieser Technik wird das Brenngut trocken in die erste Stufe des Wärmetauschers eingebracht. Anschließend durchwandert das Rohmehl die Zyklonstufen im Gegenstrom der heißen Ofenabgase, wird schließlich von den Abgasen getrennt und verlässt die letzte Vorwärmstufe bei Temperaturen um 900 °C. Moderne Drehrohröfen mit fünfstufigen Zyklonvorwärmern benötigen zur Produktion einer Tonne Klinker rund 3 200 MJ.¹⁰ Selbst bei vollständiger Substitution aller Ofenanlagen durch effiziente Neuanlagen ließe sich daher im günstigsten Fall eine Verminderung des thermischen Energiebedarfs um maximal 9 % erzielen.

Angesichts des erreichten Effizienzstandards gewinnt die Substitution von kohlenstoffreichen durch kohlenstoffarme oder -freie Energieträger eine wachsende Bedeutung. Dieser Prozess hat bereits in den letzten Jahren zu einer deutlichen Verringerung der spezifischen CO₂-Emissionen aus konventionellen Energieträgern (Regelbrennstoffen)


⁸ Siehe dazu Heynert, G. und K. Hedden (1961), Temperaturprofil und Kinetik der Umsetzungen im Hochofen, Chemie-Ingenieur-Technik 13: 460-478 sowie Nach Scholz benötigt der Hochofenprozess rund 414 kg Kohlenstoff (dieser Bedarf entspricht 465 kg Koks/t Roheisen). Vgl. R. Scholz (2004), Kohlenstoffbedarf und resultierende Kohlendioxid-Emission beim Hochofenprozess. Gutachten im Auftrag der ThyssenKrupp Stahl AG.

⁹ Heute projektierte Zementöfen werden ausschließlich als Zyklonvorwärmeröfen mit Calcinator (Zweitfeuerung), Tertiärluftleitung und Rostkühler errichtet.

¹⁰ Einzelheiten vgl. Verein deutscher Zementwerke (Hrsg.), Tätigkeitsbericht 2005 bis 2007, Bau & Technik. Düsseldorf, S. 27.

Tabelle 8

Vermeidungskosten in der Zementindustrie 2010 bis 2030, €/t CO ₂				
	2010	2015	2020	2030
	€/t CO ₂			
Brenneraustausch	105,40	110,65	119,65	134,10
Neubau Zementofen	102,45	107,44	115,03	129,80
	€/t Klinker			
Brenneraustausch	14,00	14,75	15,95	17,85
Neubau Zementofen	12,50	13,10	14,00	15,80

Quelle: Eigene Berechnungen nach Angaben des Vereins deutscher Zementwerke (VDZ). 

beigetragen. Gegenwärtig beträgt der CO₂-Gehalt des Brennstoffmixes nur noch 71 kg CO₂/GJ, Anfang der neunziger Jahre lag er noch bei etwa 85 kg CO₂/GJ. Diese Minderungserfolge sind allerdings nicht auf einen vermehrten Einsatz von Erdgas, sondern auf den Ersatz von Stein- und Braunkohle durch sogenannte Sekundärbrennstoffe wie Altreifen, Industrieabfälle u.ä. zurückzuführen. Der Ersatz von Stein- und Braunkohlenstaub durch Erdgas dürfte auch in Zukunft an den damit verbundenen Kosten scheitern.

Denn unabhängig davon, ob diese Substitution durch

- den Neubau eines Zementofens mit Erdgas als Brennstoff oder
- die Umrüstung eines bestehenden Ofens durch den Austausch des Brenners

realisiert werden soll, ist der Ersatz von Stein- und Braunkohle durch Erdgas mit erheblichen Zusatzkosten verbunden. Zwar entfallen beim Neubau auf Basis Erdgas die bei Festbrennstoffen erforderlichen Mahlanlagen, so dass die Investitionsaufwendungen entsprechend niedriger liegen.¹¹ Trotz dieser Entlastungen bei den Investitionsaufwendungen erreichen die Minderungskosten mehr als 100 €/t CO₂ und liegen damit deutlich über den Minderungskosten in der Elektrizitätserzeugung oder in der Kraft-Wärme-Kopplung. Bezogen auf die Tonne Klinker würde der Ersatz von Stein- oder Braunkohlenstaub durch Erdgas die Zementproduktion mit mindestens 12 €/t zusätzlich belasten (vgl. Tabelle 8). CO₂-Minderungen durch die Substitution von Stein- und

¹¹ Für die folgenden Berechnungen ist ein Ofen mit einer Tageskapazität von 4 700 Tonnen angenommen. Der Neubau auf Basis Kohle ist mit Investitionsaufwendungen von 180 Mill. €, auf Basis Erdgas mit 158 Mill. € verbunden. Zinssatz und Entwicklung der Brennstoffpreise wurden aus dem dritten Abschnitt übernommen.

Tabelle 9

CO₂-Minderungen und Kosten im Kostenoptimierungs-Szenario					
	2010	2015	2020	2025	2030
	Minderungen gegenüber 2005 in Mio. t				
Kraftwerke	-18,0	-33,3	-46,6	-63,1	-73,3
Heizkraftwerke	0,5	0,5	0,0	-0,8	-1,8
Übrige Umwandlung	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Energiewirtschaft insg.	-17,5	-32,8	-46,6	-63,9	-75,1
Industrie insgesamt	1,0	-3,4	-5,5	-12,2	-14,0
Verkehr	-3,0	-9,1	-14,2	-17,5	-17,6
GHD	-1,8	-4,1	-5,3	-6,9	-7,9
Haushalte	-12,2	-16,1	-19,5	-22,9	-25,6
Jl/CDM	0,0	-20,0	-50,0	-70,0	-100,0
Alle Sektoren	-33,4	-85,6	-141,0	-193,4	-240,1
	Grenzkosten der CO ₂ -Minderungen in Mio. €				
Kraftwerke	319,9	583,2	856,8	1256,2	1634,2
Heizkraftwerke	0,0	0,0	0,0	15,1	40,6
Übrige Umwandlung	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Energiewirtschaft insg.	319,9	583,2	856,8	1271,4	1674,8
Industrie insgesamt	-18,3	59,4	101,6	242,6	312,0
Verkehr	52,8	160,1	260,4	348,0	393,3
GHD	32,0	71,6	97,4	136,8	175,2
Haushalte	217,9	282,4	357,8	456,1	570,2
Jl/CDM	0,0	241,9	589,9	720,9	920,1
Alle Sektoren	604,2	1398,5	2263,9	3175,9	4045,6
nachrichtlich:					
Grenzvermeidungskosten in €/t CO₂	17,80	17,50	18,40	19,90	22,30
Vermeidungskosten incl. Jl/CDM in €/t CO₂	18,07	16,34	16,06	16,42	16,85
Quelle: Eigene Berechnungen					



Braunkohle durch Erdgas erscheinen aufgrund der hohen Zusatzkosten in diesen Prozessen daher wenig sinnvoll.

3.6. Gesamtbilanz der Minderungsbeiträge und -kosten

Die in den einzelnen Sektoren durch Effizienzverbesserungen und Substitutionsprozesse induzierten CO₂-Minderungen sollen einen Gesamtminderungsbetrag von 140 Mio. t

bezogen auf das Ausgangsniveau von 2005 ergeben; die übrigen Emissionsminderungen werden annahmegemäß über projektbasierte Mechanismen abgedeckt. Die Verteilung dieser Minderungsleistungen richtet sich grundsätzlich nach den Zusatzkosten in den einzelnen Sektoren und Prozessen. So werden mehr als 40 % der Emissionsminderung in der allgemeinen Stromerzeugung und hier insbesondere durch die Substitution von Erdgas durch Steinkohle in der Mittellast und den Zubau von zwei neuen Kernkraftwerken in den letzten Jahren des Beobachtungszeitraumes erbracht, da die Minderungskosten im ersten Fall negativ, im zweiten Fall deutlich unterhalb der Minderungskosten in den übrigen Sektoren liegen.

Bereits zu Beginn wurde darauf hingewiesen, dass technologische und verhaltensbedingte Einflussfaktoren in dem hier verwendeten Modellansatz gleichgewichtig sind. Deshalb treffen Zusatzkosten nicht nur die von Minderungsverpflichtungen direkt betroffenen Sektoren, sondern sämtliche nachgelagerten Bereiche, sofern die Zusatzkosten teilweise oder vollständig in die Produktpreise weitergewälzt werden können. Deshalb enthalten die ausgewiesenen CO₂-Minderungen stets auch den Einfluss der indirekten Kosten- und Preisimpulse; diese sind umso ausgeprägter, je höher die unmittelbaren Grenzkosten der CO₂-Vermeidung sind. Im Kostenoptimierungs-Szenario fallen die Zusatzkosten allerdings mit etwas mehr als 4,0 Mrd. € so gering aus (vgl. Tabelle 9), dass der indirekte Kosten- und Preisimpuls eher vernachlässigbar ist und damit auch der zusätzliche Minderungseffekt mit rund 3 Mio. t CO₂ kaum ins Gewicht fällt.

Die relativ geringen Zusatzkosten dieser Strategie sind allerdings an einschneidende Voraussetzungen hinsichtlich der eingesetzten Maßnahmen und Instrumente geknüpft:

- die Nutzung der Kernenergie wird allein nach Wirtschaftlichkeitskriterien entschieden;
- der weitere Ausbau und die Nutzung der Erneuerbaren Energiequellen erfolgt marktgetrieben,
- effiziente Techniken wie die hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung haben freien Marktzugang.

In den folgenden Abschnitten sollen einzelne dieser Bedingungen aufgehoben werden und die daraus folgenden Zusatzkosten quantifiziert werden.

4. CO₂-Minderung und der Ausbau der Erneuerbaren Energiequellen im Rahmen eines Festvergütungssystems

Die verstärkte Nutzung regenerativer Energien zur Stromerzeugung ist nicht nur in Deutschland, sondern auch in anderen Mitgliedstaaten und in der Europäischen Union (EU) insgesamt erklärtes Ziel der Umwelt- und Klimaschutzpolitik. So wird mit der Richtlinie 2001/77/EG zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen europaweit das Ziel angestrebt, bis zum Jahr 2010 den Anteil dieser Energieträger am gesamten Bruttostromverbrauch auf 21 % zu steigern und damit etwa 12 % des gesamten Primärenergieverbrauchs aus regenerativen Energiequellen zu decken. In Deutschland soll der Anteil dieser Energieträger am gesamten Stromverbrauch innerhalb von zehn Jahren verdoppelt und im Jahr 2010 auf mindestens 12,5 %, bis 2020 sogar auf mindestens 27 % der gesamten Stromerzeugung gesteigert werden.

Um diese Ziele zu erreichen, wird die Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen entweder durch gesetzlich geregelte Einspeisevergütungen (Preissteuerung) oder durch politisch definierte Mengenziele (Mengensteuerung) gefördert. Deutschland hat, wie die überwiegende Zahl der EU-Mitgliedstaaten auch, die Preissteuerung in Form von festen Vergütungssätzen gewählt.

4.1. Das gegenwärtige Fördersystem für Erneuerbare Energiequellen

Bereits das 1991 eingeführte Stromeinspeisungsgesetz war darauf angelegt, die Wettbewerbsposition Erneuerbarer Energiequellen zur Stromerzeugung gegenüber konventionellen Erzeugungstechniken durch Gewährung von Zuschüssen und Subventionen zu verbessern. Von der grundsätzlichen Möglichkeit, eine vergleichbare Wirkung durch eine zusätzliche Steuer auf den fossilen und nuklearen Brennstoffeinsatz in konventionellen Kraftwerken zu erzielen, wurde kein Gebrauch gemacht.¹² Im seit Anfang 2000

¹² Diese Intention lag dem Entwurf zur Einführung einer CO₂/Energiesteuer in der Europäischen Union Anfang der neunziger Jahre zugrunde, der eine Besteuerung der Energieträger jeweils zur Hälfte nach ihrem Kohlenstoff- und Energiegehalt vorsah. Die in der Stromerzeugung eingesetzten Brennstoffe sollten allerdings allein nach ihrem Kohlenstoffgehalt belastet werden; der Einsatz nuklearer Brennstoffe wäre steuerfrei geblieben. Daraus hätten sich erhebliche Wettbewerbsverzerrungen zwi-

geltenden Erneuerbare-Energien-Gesetz wurde dieser Ansatz beibehalten, allerdings in zweierlei Hinsicht grundlegend modifiziert:

- zum einen wurde die Einspeisevergütung von der Entwicklung der Strompreise abgekoppelt;
- zum anderen ein bundeseinheitlicher Ausgleichsmechanismus implementiert, der zu einer gleichmäßigen Verteilung der Einspeisevergütungen auf alle Stromverbraucher beitragen sollte.

Mit der Abkopplung von der Strompreisentwicklung sollte eine nachhaltige Verschlechterung der Wettbewerbsfähigkeit regenerativer Erzeugungstechniken als Folge der wettbewerblichen Öffnung der Elektrizitätsmärkte verhindert werden. Dabei wurden die Vergütungssätze allerdings nicht nur stabilisiert, sondern zum Teil deutlich angehoben und dies nicht nur für solare Strahlungsenergie, deren Vergütungen um mehr als 500 % erhöht wurden. Gleichzeitig wurden die Vergütungssätze innerhalb der und zwischen den einzelnen Energiequellen differenziert. Maßstab für die Differenzierung innerhalb der einzelnen Energiequellen war die Anlagengröße und der Standort; je kleiner die Anlagen und je ungünstiger die Standortbedingungen, umso höher die Vergütungssätze.

Mit der Neuregelung des EEG, die seit Mitte 2004 in Kraft ist, wurde diese Differenzierung fortgesetzt. Entsprechend vielfältig sind die Vergütungssätze. Würde man die in der Neuregelung vorgesehenen jährlichen Abschläge auf einzelne Techniken und Energiequellen berücksichtigen, würde sich die Anzahl der Einspeisevergütungen nochmals deutlich erhöhen.

Eine besonders differenzierte Regelung gilt für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Windenergie. Im Stromeinspeisegesetz wurde Strom aus Windkraftanlagen einheitlich mit 90 % der Durchschnittserlöse vergütet, die für die Stromabgabe an alle Letztverbraucher des vorletzten Jahres galten. Regionale Differenzierungen sah diese Regelung nicht vor, sodass die Stromerzeugung nur an windgünstigen Standorten wirtschaftlich war. Mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz vom März 2000 wurden die Einspeisevergütungen nach Standortqualitäten differenziert, und zwar in umgekehrtem Verhältnis zur Windstärke. Je geringer der Ertrag, umso höher die Einspeisevergütungen. Die höchsten Einspeisevergütungen erhielten Standorte, deren Ertrag weniger als 83 % der

schen einzelnen Mitgliedstaaten ergeben können, so dass eine EU-weite Einführung auch daran scheiterte. Einzelheiten vgl. Arndt, H.-W., Heins, B., Hillebrand, B., Meyer, E.-C., Pfaffenberger, W. und Ströbele, W. (1998), Ökosteuern auf dem Prüfstand der Nachhaltigkeit, *Angewandte Umweltforschung*, Band 13, Berlin: Analytica.

Referenzanlage erreichte.¹³ Damit wurde das Wirtschaftlichkeitsprinzip weitgehend ausgehebelt und durch das ökologische Ziel ersetzt. Begründet wird diese nahezu inverse Anreizstruktur mit der Vermeidung von Mitnahmeeffekten, also den ansonsten zu erwartenden besonders hohen Gewinnen für überdurchschnittlich effiziente Anlagen.

Dieses Prinzip gilt in noch extremerer Form im gegenwärtigen EEG. So erhalten neu errichtete Windkraftanlagen, die im Jahr 2004 in Betrieb genommen werden und das 1,5-fache des Ertrages der Referenzanlage erreichen, im Durchschnitt der nächsten 20 Jahre eine Vergütung von rund 63 €/MWh, und damit fast 30 % weniger als eine vergleichbare Anlage, die nur 80 % des Ertrages der Referenzanlage erreicht. Die jährlichen Abschläge für Neuanlagen in Höhe von 2 % auf die Mindestvergütung ab dem Jahr 2005 führen dazu, dass die Einspeisvergütungen bis 2030 um rund 20 €/MWh auf 64,50 €/MWh sinken.

Für die im Folgenden besonders wichtigen Zusatzkosten des EEG hat die Verteilung der einzelnen Ertragsklassen auf die gesamte Erzeugung eine erhebliche Bedeutung. Je höher der Anteil der ertragreichen Anlagen ist, umso niedriger fallen die Einspeisevergütungen und damit die Zusatzkosten aus. Die im Gesetz definierte Referenzanlage ist durch eine mittlere Jahreswindgeschwindigkeit von 5,5 m/s in einer Höhe von 30 Metern über Grund gekennzeichnet. Nach einer Umfrage bei Projektentwicklungsunternehmen für Windenergieprojekte wird dieser Wert von nur rund 10 % der bis 2006 geplanten Projekte erreicht.¹⁴ Die im Gesetz festgelegte Referenzanlage charakterisiert demnach einen für Deutschland überdurchschnittlich ertragreichen Standort, der für die meisten Neubauprojekte nicht erreicht werden kann. Folglich kommt der überwiegende Teil der Anlagen in den Genuss einer Verlängerung der Förderung mit dem erhöhten Vergütungssatz über den gesamten Zeitraum von 20 Jahren.

Verstärkt wird dieser Effekt noch durch die besondere Regelung bei der Modernisierung von Altanlagen (Repowering). Für diese Anlagen gesteht das Gesetz eine längere Inanspruchnahme des erhöhten Vergütungssatzes zu, die sich insbesondere im Bereich der mittleren Standortqualitäten bemerkbar macht und die Vergütungen um bis zu 4,50 €/MWh erhöht.

¹³ Genauer ergibt sich diese Differenzierung aus der Anzahl der Jahre, für die eine erhöhte Einspeisevergütung in Höhe von 17,8 Pf/kWh (91,00 €/MWh) in Anspruch genommen werden kann. Für Standorte mit dem 1,5-fachen des Ertrages der Referenzanlage wird diese erhöhte Vergütung nur über 5 Jahre, für Standorte mit weniger als 83 % über den gesamten Zeitraum von 20 Jahren gewährt.

¹⁴ Zitiert nach K. Rehfeldt, Antworten auf die Fragen der SPD zur öffentlichen Anhörung des Unterausschusses am 8. März 2004, Berlin 2004.

Ähnlich differenziert sind die Vergütungsregelungen für Biomasse. Denn neben den Mindestvergütungen, die je nach Anlagengröße zwischen 82,74 € (5 – 20 MW installierte Leistung) und 113,28 € (kleiner 150 kW installierte Leistung) liegen, werden größenunabhängige Boni von je 60 €/MWh gewährt, wenn Holz oder nachwachsende Rohstoffe (NAWARO) als Brennstoffe eingesetzt werden.¹⁵ Darüber hinaus werden für Strom aus Biomasse weitere Zuschläge von je 20 €/MWh gezahlt, wenn

- mit dem Strom zugleich auch Wärme in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt und/ oder
- innovative Techniken (thermochemische Vergasung oder Trockenfermentation) bzw. innovative Technologien (z.B. Brennstoffzellen, Organic-Rankine-Anlagen) angewendet oder das erzeugte Biogas auf Erdgasqualität aufbereitet wurde.

Einschließlich aller Zusatzvergütungen kann etwa der Betreiber eines 150 kW Biogas-Blockheizkraftwerks (BHKW) eine Vergütung von knapp 215 €/MWh erzielen, wenn das Gas durch die Vergasung nachwachsender Rohstoffe und in Trockenfermentation erzeugt wird und mit dem Strom zugleich auch Wärme in Kraft-Wärme-Kopplung gewonnen wird.

Grundvergütungen und die verschiedenen Zuschläge haben unter Berücksichtigung der 4 Anlagengrößenkategorien zur Folge, dass für Biomasse gegenwärtig bis zu 24 unterschiedliche Vergütungssätze gelten. Diese Heterogenität bleibt über den gesamten Vergütungszeitraum von 20 Jahren erhalten, auch wenn die Mindest- bzw. Grundvergütung für Neuanlagen jährlich um 1,5% reduziert werden.¹⁶ Denn die dargestellten Boni sind von dieser Degression ausgenommen und werden in vollem Umfang zusätzlich zur Grundvergütung gewährt. Deshalb erreicht der Vergütungssatz für besonders intensiv geförderte Biomasse-Anlagen selbst bei Reduktion der Mindestsätze im Jahr 2030 noch ein Niveau von rund 190 €/MWh.

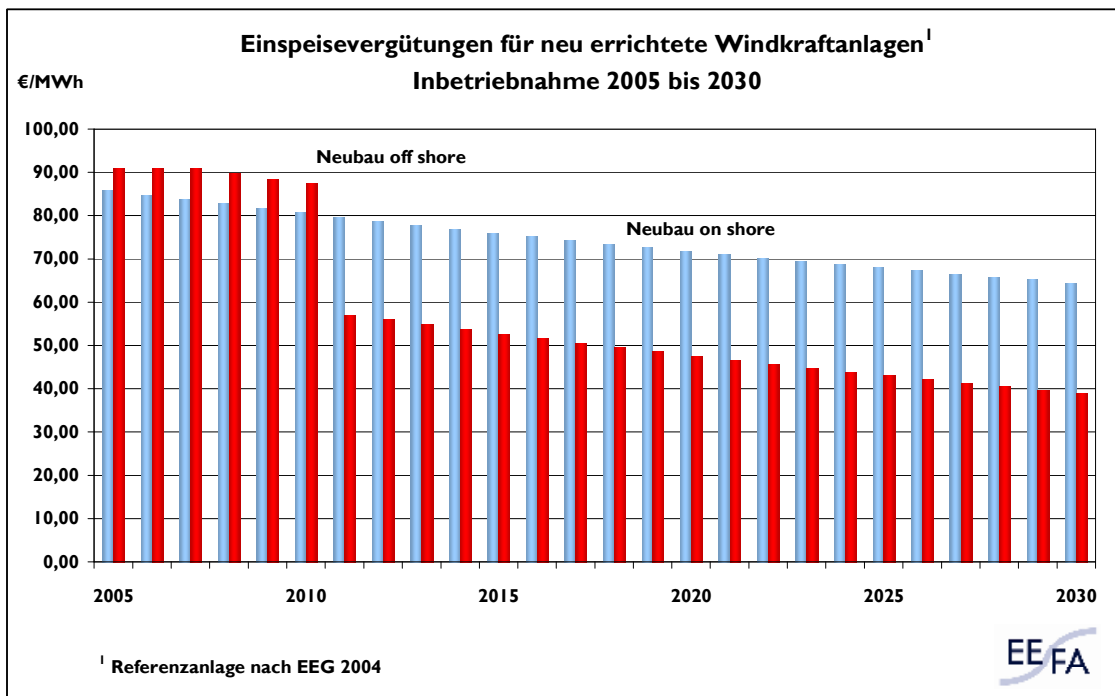
4.2. Ausbauziele und Fördervolumina

Das Vergütungssystem hat den Vorzug, dass die Zuschläge zum Strompreis gesetzlich festgelegt sind und sich die Betreiber von Anlagen zur regenerativen Stromerzeugung

¹⁵ Von diesem wie allen weiteren Boni ausgenommen ist die Verstromung von Altholz der Kategorien III und IV. Hier wird lediglich die Grundvergütung und ab dem 30. Juni 2006 ein für alle Anlagengrößen einheitlicher, gegenüber der Grundvergütung deutlich reduzierter Satz gezahlt.

¹⁶ Lediglich die Vergütung der Stromerzeugung aus Altholz wird für Anlagen, die nach dem 30.06.2006 in Betrieb gehen, nicht mehr nach 4 Größenklassen unterschieden, sondern einheitlich gewährt.

Schaubild 5




in ihren Wirtschaftlichkeitsanalysen auf eine relativ verlässliche Kalkulationsgrundlage stützen können. Nachteilig ist dabei allerdings, dass die ökologischen Wirkungen dieser Preissteuerung nicht bekannt sind.¹⁷ So deuten die aktuellen Erhebungen des Verbandes der Netzbetreiber (VDN) darauf hin, dass das Ausbauziel von 12,5 % bereits in den nächsten Jahren, also deutlich eher als 2010, erreicht werden könnte, die Vergütungssätze im Hinblick auf das anvisierte Ziel demnach zu hoch sind.¹⁸ Umgekehrt könnte bei zu niedrigen Vergütungssätzen das anvisierte Ausbauziel verfehlt werden.

Dieses Risiko besteht insbesondere bei den im April festgelegten Ausbauzielen für die nach 2012 folgende Periode. Denn in diesem Zeitraum sieht das EEG für Windenergieanlagen auf See eine Reduktion der Fördersätze um 2,91 €/MWh vor (vgl. Schaubild 5). Da eine entsprechende Kostensenkung für diese Anlagen nicht erkennbar ist, die

¹⁷ An dieser Feststellung ändert auch der bisherige Erfolg der festen Vergütungssysteme nichts, der bei einem Vergleich der verschiedenen Fördermodelle häufig als Beweis für die Überlegenheit dieser Instrumentierung herangezogen wird. Zu einem Überblick über die Wirkungen der verschiedenen Fördersysteme vgl. etwa Reiche, D., Bechberger, M. (2004), Policy differences in the promotion of renewable energies in the EU member states. Energy policy, Volume 32, Mai 2004. (2004).

¹⁸ Vgl. VDN (2005), S. 1.

Tabelle 10

Einspeisemengen und -vergütungen Erneuerbare Energiequellen im EEG-Szenario						
	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	Einspeisemengen in GWh					
Wasser	4953	4781	4891	5017	5148	5279
Wind, on shore	26727	36453	44766	47850	49366	48506
Wind, off shore	0	4653	13801	30565	61552	69904
Photovoltaik	1282	3312	4146	4967	5388	5808
Geothermie	0	370	1351	3171	3961	4750
Biogase	5986	11205	13130	13923	14177	14430
Biomasse	5401	9769	10668	11377	11424	11470
Summe	44348	70543	92753	116870	151014	160148
	Vergütungen in Mio. €					
Wasser	347	344	362	401	448	496
Wind, on shore	2346	3065	3524	3474	3331	3079
Wind, off shore	0	383	1170	1791	3635	4518
Photovoltaik	757	1933	2674	3119	2592	1686
Geothermie	0	67	192	308	339	352
Biogase	581	1109	1155	975	936	895
Biomasse	448	801	896	967	942	918
Summe	4479	7703	9973	11035	12222	11943
nachrichtlich:						
Vergütungen in €/MWh	100,99	109,19	107,53	94,42	80,94	74,58
Quelle: Eigene Berechnungen nach Angaben der Leiststudie zu Erneuerbaren Energiequellen						

Windenergie auf See nach allen Prognosen jedoch den größten Beitrag zur Erreichung der anvisierten Ausbauziele leisten soll, ist im Zuge der Novellierung des EEG im nächsten Jahr mit einer Anpassung der Vergütungssätze zu rechnen, die sich an den zu erwartenden Kosten der Windenergie auf See ausrichten werden.

Unter diesen Voraussetzungen und den politisch vorgegebenen Ausbauzielen wird sich die nach dem EEG geförderte Strommenge (ohne die große Wasserkraft) von gegenwärtig knapp 45 auf 160 TWh fast vervierfachen (vgl. Tabelle 10). Nicht ganz so kräftig nehmen die Vergütungszahlungen zu, da die für Neuanlagen geltenden Degressionen durch die Umschichtung des Anlagenparks im Zeitablauf an Gewicht gewinnen. Die im EEG festgeschriebenen Bindungsdauern von in der Regel zwanzig Jahren für Bestandsanlagen stehen einem stärkeren Rückgang entgegen: über alle Energiequellen und Anlagen gemittelt sinken die Durchschnittsvergütungen von gegenwärtig rund 100 auf rund 74,50 €/MWh. Hinter diesem Durchschnitt verbergen sich allerdings gravierende Unterschiede sowohl im Niveau als auch in der zeitlichen Entwicklung der einzelnen Vergütungszahlungen. So beträgt der Vergütungssatz für Windkraftanlagen auf See in 2030 noch 76,35 €/MWh, während Anlagen an Land nur noch eine Vergütung von 63,50 €/MWh erhalten. Trotz der für Neuanlagen zur Erzeugung solarer Strahlungsenergie (Photovoltaik) ab 2006 geltenden Degression der Vergütungssätze von jährlich 6,5 %, liegen die durchschnittlichen Vergütungssätze für diese Quelle über den gesamten Beobachtungszeitraum um das zwei- bis dreifache über dem Niveau von Windkraftanlagen.

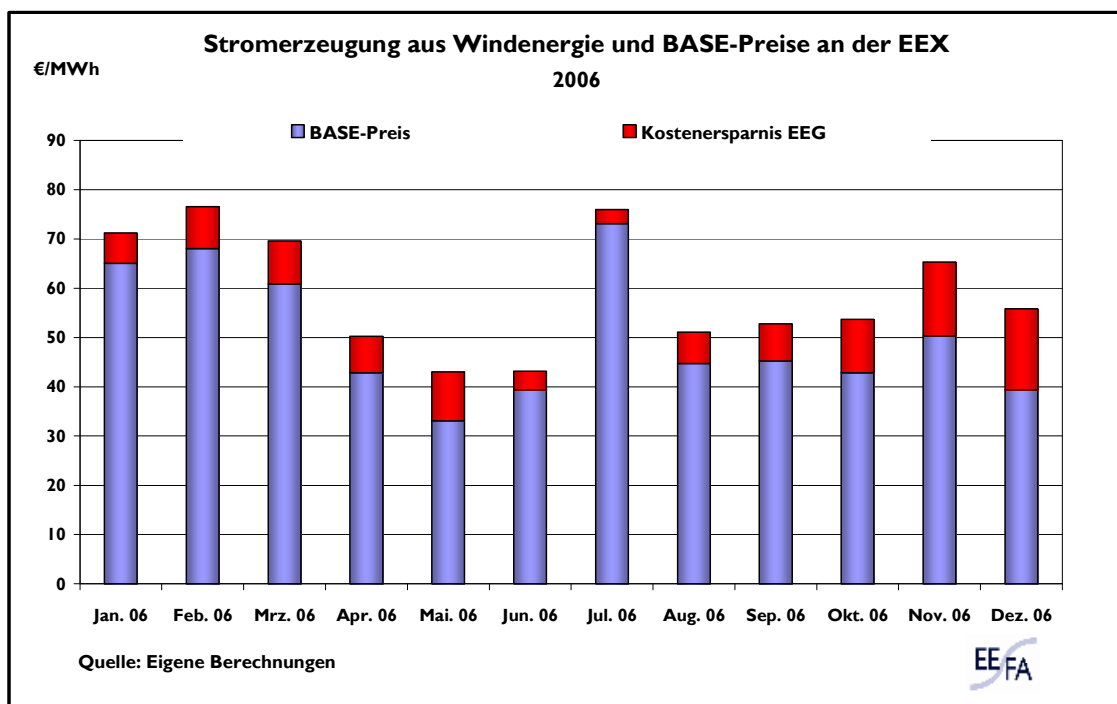
4.3. Minderungsbeiträge und -kosten

Unter den hier im Vordergrund stehenden Auswirkungen verschiedener Strategien zur Verringerung der CO₂-Emissionen sind allerdings nicht die Bruttoförderbeträge, sondern nur die Nettoförderkosten relevant, die sich aus den Bruttobeträgen durch Abzug der in der konventionellen Erzeugung vermiedenen Kosten ergeben. Grundsätzlich ist dabei zwischen jenen Erneuerbaren Energiequellen zu differenzieren, die aufgrund ihrer jederzeit sicher abrufbaren Leistung konventionelle Leistung ersetzen können und solchen, deren Einsatz stark von zufälligen Einflüssen geprägt ist. Zu diesen stochastischen Quellen gehört vor allem die Windenergie.

Für diese Energiequelle reduziert sich der Entlastungseffekt unter Vernachlässigung der indirekten Kosten (wie beispielsweise Netzausbau, Regel- und Reservekapazität) weitgehend auf die in der konventionellen Erzeugung vermiedenen Brennstoffkosten, die jenem Kraftwerk zugeordnet werden können, das zur Abdeckung der jeweiligen Lastspitze gerade noch hätte eingesetzt werden müssen, wenn die Windenregie nicht verfügbar gewesen wäre.¹⁹ Es liegt auf der Hand, dass eine exakte Identifikation dieses

¹⁹ Nach Untersuchungen des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität Köln nimmt die Leistungsreserve der Windenergie mit wachsendem Anlagenpark stetig ab und liegt bei der im Jahr 2030 erreichten Gesamtleistung nur noch bei 6%. Folglich muss für nahezu jedes Windkraftwerk eine entsprechende Ersatzkapazität auf Basis konventioneller Leistung bereitgehalten werden. Einzelheiten vgl. Lindenberger, D., Wissen, R., Bartels, M., Hillebrand B., Buttermann, H.G. (2005), Ökonomische Auswirkungen alternativer Laufzeiten von Kernkraftwerken in Deutschland, Köln: S. 78 ff.

Schaubild 6



Kraftwerks kaum möglich ist. Allerdings lassen ökonomische Untersuchungen auf Basis der seit Anfang des Jahres 2006 vom VDN erhobenen, auf Tagesmittelwerte normierten Windeinspeisungen den Schluss zu, dass im Monatsdurchschnitt vor allem teurere Anlagen auf Basis Erdgas oder Heizöl in der konventionellen Erzeugung verdrängt werden. Denn ohne die der Windenergie zurechenbare Kostenreduktion – je 1000 MWh Winderzeugung reduziert sich der Preis an der Börse um etwa 1,90 €/MWh – hätten sich Brennstoffkosten ergeben, die selbst in den Sommermonaten über 40 €/MWh liegen und daher eher Kraftwerken auf Basis Erdgas zuzuordnen sind (vgl. Schaubild 6).²⁰

Für die Techniken mit Leistungersatz werden als vermiedene Kosten die Volkosten alternativer Erzeugungstechniken angesetzt. Für Biomasse sind dies überwiegend Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen auf Basis Erdgas.

²⁰ Zu vergleichbaren Ergebnissen kommt eine aktuelle Untersuchung zum Einfluss der Windstromprognose auf den day-ahead Base-Preis an der EEX. Einzelheiten vgl. Neubarth, J., O. Woll, Ch. Weber und M. Gerech, Beeinflussung der Spotmarktpreise durch Windstromerzeugung, „Energiewirtschaftliche Tagesfragen“ Jg. 56 (2006), Heft 7, S. 42 ff.

Aus den vermiedenen Kosten lassen sich zugleich die durch Erneuerbare Energiequellen vermiedenen CO₂-Emissionen ableiten. Die Windenergie verdrängt demnach vor allem Erdgas, in geringerem Umfang auch kohlenstoffreichere Energiequellen und in besonders ungünstigen Fällen auch Kernenergie aus der konventionellen Erzeugung. Der CO₂-Minderungseffekt nimmt selbst bei Verdrängung kohlenstoffreicherer Energiequellen wie Heizöl oder Steinkohle in den nächsten Jahren kontinuierlich ab, da mit dem Bau neuer Kraftwerke Effizienzsteigerungen und Brennstoffsubstitutionen verbunden sind. Denn wie im letzten Abschnitt gezeigt, verdrängt die Erdgas-GuD-Technik auch unabhängig von den CO₂-Minderungszielen bis 2030 die Steinkohle weitgehend aus der Mittellast, so dass bei den dann realisierten Wirkungsgraden in der konventionellen Erzeugung die Windenergie rund 400 kg CO₂/MWh vermeidet, bei einer Gesamterzeugung in Höhe von 118 TWh also rund 47 Mio. t CO₂.


Ähnliche Verdrängungseffekte können auch für die Photovoltaik unterstellt werden, so dass deren Erzeugung in 2030 weitere rund 2 Mio. t CO₂-Minderung zugerechnet werden können.

Die übrigen Erneuerbaren Energiequellen – insbesondere Biogas und Biomasse – stellen eine gesicherte Leistung dar und können daher konventionelle Leistung vollständig ersetzen. Die Ausnutzungsdauern dieser Anlagen erreichen nahezu 6.000 Stunden, reichen also bis in den Bereich der Grundlast hinein. Dieser Bereich wird – ohne den Beschluss zum Ausstieg aus der Kernenergie – vor allem von Kernkraftwerken und von der Braunkohle bedient. CO₂-Minderungen können diesen Erneuerbaren Energiequellen folglich in Höhe des Mixes aus Braunkohle und Kernenergie zugerechnet werden. Bei mittleren spezifischen CO₂-Emissionen aus beiden Erzeugungstechniken von rund 500 kg CO₂/MWh können durch diese Erneuerbaren Energiequellen mithin nochmals rund knapp 8 Mio. t vermieden werden. Insgesamt tragen die Erneuerbaren Energiequellen bis 2030 mit 64 Mio. t fast die Hälfte der gesamten Minderungsleistungen in Höhe von 140 Mio. t.

Die Nettokosten dieser CO₂-Minderungsleistungen ergeben sich aus den Einspeisevergütungen abzüglich der in der konventionellen Erzeugung vermiedenen Kosten (vgl. Tabelle 11). Für Windstrom wurden auf Basis der oben dargestellten ökonomischen Schätzungen die vermiedenen Kosten für das Jahr 2006 mit 1.089 Mio. € bzw. rund 25 % des Basepreises an der Börse angesetzt. Unterstellt man vergleichbare Größenordnungen für die nächsten Jahre, reduzieren sich die Zusatzkosten bis 2030 um rund 5,0 Mrd. € auf rund 7 Mrd. €.

Trotz eines beträchtlichen Teils vermiedener Kosten verbleiben beim Ausbau der Erneuerbaren Energiequellen erhebliche Zusatzkosten, die bis 2020 auf mehr als 7,7 Mrd. € anwachsen und erst danach leicht sinken. Bezogen auf die vermiedenen CO₂-Emissionen in Höhe von 140 Mio. t ist diese Summe gleichbedeutend mit durch


Tabelle 11

Vermiedene Kosten und Nettozusatzkosten im EEG-Szenario						
	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	Vermiedene Kosten in Mio. €					
Wasser	173	179	206	241	282	323
Wind, on shore	1089	787	893	1027	1126	1181
Wind, off shore	0	80	245	729	1559	1891
Photovoltaik	12	14	22	36	48	63
Geothermie	0	2	7	23	35	51
Biogase	406	804	867	750	730	716
Biomasse	314	581	672	745	735	734
Summe	1995	2447	2912	3551	4515	4959
	Nettozusatzkosten in Mio. €					
Wasser	173	165	156	161	166	174
Wind, on shore	1257	2278	2631	2447	2205	1898
Wind, off shore	0	303	926	1062	2076	2627
Photovoltaik	745	1919	2652	3083	2544	1623
Geothermie	0	65	185	285	304	300
Biogase	174	305	289	224	206	179
Biomasse	134	220	224	222	207	184
Summe	2484	5255	7061	7484	7707	6985
nachrichtlich:						
Vergütungen in €/MWh	56,02	74,50	76,13	64,04	51,04	43,61
Quelle: Eigene Berechnungen						

schnittlichen Vermeidungskosten von mehr als 50 €/t CO₂. Dabei ist bereits berücksichtigt, dass aufgrund der erhöhten Minderungsleistungen durch den Ausbau der Erneuerbaren Energiequellen geringere Minderungsbeiträge der übrigen Sektoren erforderlich sind, der Preis für diese CO₂-Minderungen daher bis zum Ende des Untersuchungszeitraumes auf unter 10 €/t CO₂ absinkt (vgl. Tabelle 12).

Im Unterschied zu den direkten Minderungskosten fallen die durch den Ausbau der Erneuerbaren Energiequellen induzierten Mehrkosten nicht in der Stromerzeugung selbst an, sondern werden über die Netzentgelte den Verbrauchern angelastet. Der


Tabelle 12

CO₂-Minderungen und Kosten im EEG-Szenario					
	2010	2015	2020	2025	2030
	Minderungen gegenüber 2005 in Mio. t				
Kraftwerke	-35,0	-55,2	-70,6	-84,8	-92,5
Heizkraftwerke	0,5	0,5	0,0	-0,8	-1,8
Übrige Umwandlung	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Energiewirtschaft insg.	-34,5	-54,7	-70,6	-85,6	-94,3
Industrie insgesamt	0,4	-4,2	-5,7	-9,8	-10,2
Verkehr	-3,0	-6,9	-9,7	-10,0	-10,1
GHD	-1,5	-3,3	-4,6	-5,8	-6,6
Haushalte	-9,8	-12,4	-15,0	-17,5	-18,9
Jl/CDM	0,0	-20,0	-50,0	-70,0	-100,0
Alle Sektoren	-48,5	-101,5	-155,7	-198,7	-240,2
	Grenzkosten der CO ₂ -Minderungen in Mio. €				
Kraftwerke	67,6	195,6	184,0	255,9	253,0
Heizkraftwerke	0,0	0,0	0,0	7,8	16,8
Übrige Umwandlung	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Energiewirtschaft insg.	67,6	195,6	184,0	263,7	269,7
Industrie insgesamt	1820,7	2507,0	2704,2	2834,5	2579,2
Verkehr	229,0	346,9	403,9	400,7	359,7
GHD	1566,0	2104,9	2255,3	2331,9	2131,2
Haushalte	1827,1	2427,1	2534,2	2583,7	2336,8
Jl/CDM	0,0	241,9	589,9	720,9	920,1
Alle Sektoren	5510,3	7823,3	8671,5	9135,4	8596,7
nachrichtlich:					
Grenzvermeidungskosten in €/t CO₂	13,40	12,10	11,80	10,30	9,20
Vermeidungskosten incl. EEG-Umlage in €/t CO₂	113,59	77,07	55,70	45,98	35,79
Quelle: Eigene Berechnungen					

größte Teil der Minderungskosten wird demnach über eine Umlage an die nach gelagerten Sektoren weitergereicht. Das EEG-Szenario unterscheidet sich vom Kostenoptimierungs-Szenario also nicht nur dadurch, dass

- sich die Zusatzkosten bei unverändertem Minderungsziel mehr als verdoppeln,

Tabelle 13

Strompreiseffekt des EEG-Szenarios in €/MWh						
	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	Kostenoptimierung					
Base-Preis	47,95	44,54	46,44	49,91	54,04	59,29
Zusatzvergütung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Summe	47,95	44,54	46,44	49,91	54,04	59,29
	EEG-Szenario					
Base-Preis	47,95	43,17	44,34	47,71	50,67	54,10
Zusatzvergütung	4,87	10,54	14,40	15,25	15,70	14,41
Summe	52,82	53,71	58,74	62,96	66,37	68,51
	Differenzen					
Base-Preis	0,00	-1,37	-2,09	-2,20	-3,37	-5,18
Zusatzvergütung	4,87	10,54	14,40	15,25	15,70	14,41
Summe	4,87	9,18	12,30	13,04	12,34	9,23
Quelle: Eigene Berechnungen						

sondern dass

- die Kosten der CO₂-Minderungen von den Emittenten zu den Endverbrauchern verschoben werden.

Gerade dieser Effekt erweist sich für die Effizienz von Klimavorsorgestrategien als besonders problematisch, da Entscheidungen über Minderungsmaßnahmen nicht mehr von den wirtschaftlich betroffenen Sektoren selbst, sondern von anderen Akteuren getroffen oder politisch vorgegeben werden und damit der Effizienzkontrolle durch den Markt entzogen sind.

Dieses Problem wird auch nicht dadurch relativiert, dass durch den im EEG-Szenario angenommenen stärkeren Ausbau der Erneuerbaren Energiequellen von den übrigen CO₂-Emittenten geringere Minderungsbeiträge als im Kostenoptimierungs-Szenario eingefordert werden müssen, damit die Vermeidungskosten und auch die Großhandelspreise für Strom niedriger liegen als im Kostenoptimierungs-Szenario (vgl. Tabelle 13).

5. CO₂-Minderung und der Ausstieg aus der Kernenergie


Die Kernenergie hat im gegenwärtigen Erzeugungssystem der Bundesrepublik Deutschland eine wichtige ökonomische und ökologische Funktion. Die ökonomische Bedeutung kommt u.a. darin zum Ausdruck, dass mit dieser Technik eine kontinuierliche Erzeugung zu relativ niedrigen Kosten gesichert werden kann, die zudem weniger sensibel auf die zum Teil erratischen Preissprünge an den Weltenergiemärkten reagiert. Gleichzeitig leistet diese Technik einen wichtigen Beitrag zur Vermeidung von CO₂-Emissionen. Gleichwohl hat diese Technik mit erheblichen Akzeptanzproblemen speziell in Deutschland zu kämpfen, die zum Teil aus dem Anfall und der Lagerung außerordentlich langlebiger radioaktiver Abfallstoffe, zum Teil aus der Sorge um die Folgen einer unkontrollierten Kernspaltung und den dabei freigesetzten hochradioaktiven Emissionen resultieren.

Um diese Risiken zeitlich und räumlich zu begrenzen, ist am 27. April 2002 das „Gesetz zur geordneten Beendigung der Kernenergienutzung zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität“ (Ausstiegsgesetz) in Kraft getreten. Ab diesem Zeitpunkt ist der Bau neuer Kraftwerke auf Basis Kernenergie in Deutschland nicht mehr zulässig und die Stromerzeugung aus bestehenden Anlagen wird auf eine Reststrommenge von 2.623,31 TWh, gerechnet ab dem 1. Januar 2000, begrenzt. Bei unveränderter Erzeugung wird die Stromerzeugung aus Kernenergie in Deutschland daher mit dem Jahr 2023 beendet sein.

Seit der Verabschiedung des Ausstiegsgesetzes haben sich allerdings einige Rahmenbedingungen in der Klima- und Energiepolitik grundlegend geändert. Auf europäischer Ebene wird die zunehmende Vernetzung der Energiesysteme vorangetrieben. Die deutschen Stromerzeuger müssen sich deshalb in Zukunft verstärkt im internationalen Wettbewerb behaupten. Mit dem europäischen Zertifikatehandel ist zudem ein neues Instrument zur Verwirklichung klimapolitischer Ziele implementiert worden, welches sich über den CO₂-Preis direkt auf die Fahrweise von Kraftwerken und auf zukünftige Kraftwerksinvestitionen auswirken wird. Hinzu kommt, dass der Ausstieg aus der Kernenergie einen zusätzlichen Ersatzbedarf von mehr als 20.000 Megawatt Kraftwerksleistung verursacht, der sich zusammen mit dem ohnehin anstehenden Ersatz

Tabelle 14

Zeitprofil des Ausstiegs aus der Kernenergie 2005 bis 2020				
Jahr	Brutto-Leistung in MW		Bruttoerzeugung in TWh	
	Kernkraft	Ersatzbedarf	Kernenergie	Ersatzmenge
2005	21 690	1 029	164,4	5,2
2006	21 690	1 029	164,4	5,2
2007	21 690	1 029	162,0	7,6
2008	20 465	2 254	155,5	14,1
2009	20 465	2 254	151,0	18,6
2010	19 625	3 094	143,6	26,0
2011	18 819	3 900	134,8	34,7
2012	15 636	7 083	109,1	60,5
2015	14 226	8 139	98,0	71,6
2020	5 739	16 980	23,1	146,5


Eigene Berechnungen. 

veralteter Anlagen auf Basis Stein- und Braunkohle in der Summe auf rund 40.000 Megawatt in den nächsten 15 Jahren kumulieren könnte.

Darüber hinaus hat das Kostenoptimierungsszenario gezeigt, dass die Kernenergie einen nachhaltigen Beitrag zur kostengünstigen Verringerung der CO₂-Emissionen leisten kann. Der Ausstieg aus dieser Technik hätte nicht nur zur Folge, dass diese kostengünstige CO₂-Minderungsoption entfallen würde, sondern dass bei unveränderten Minderungsziel andere, möglicherweise deutlich teurere Alternativen in betracht gezogen werden müssten. Der zeitliche Puffer für die Suche nach diesen Alternativen ist nicht sehr groß. Denn Bereits gegen Ende der zweiten Handelsperiode fehlen mit dem Abgang von Biblis A (1225 MW) und Biblis B (1300 MW), Neckarwestheim I (840 MW), Brunsbüttel (806 MW) sowie Philippsburg I (926 MW) weitere 6 054 MW, so dass unter Einschluss von Stade und Obrigheim die bis dahin insgesamt ausfallende Erzeugung auf etwa 60 TWh zu veranschlagen ist (vgl. Tabelle 14).


Eine kostengünstige Alternative zur Kernenergie in der Grundlaststromerzeugung wäre nur dann vorhanden, wenn nicht gleichzeitig das vorgegebene Minderungsziel von

Tabelle 15

CO₂-Minderungen und Kosten im EEG- und Ausstiegsszenario					
	2010	2015	2020	2025	2030
	Minderungen gegenüber 2005 in Mio. t				
Kraftwerke	-29,0	-27,1	-18,0	-41,7	-63,2
Heizkraftwerke	0,5	0,5	0,0	-0,8	-1,8
Übrige Umwandlung	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Energiewirtschaft insg.	-28,5	-26,6	-18,0	-42,5	-65,0
Industrie insgesamt	-1,2	-6,5	-9,1	-13,6	-16,1
Verkehr	-3,1	-10,2	-15,6	-19,4	-18,1
GHD	-1,8	-4,3	-5,5	-7,4	-8,7
Haushalte	-12,1	-20,3	-24,1	-27,6	-32,4
JJ/CDM	0,0	-20,0	-50,0	-70,0	-100,0
Alle Sektoren	-46,8	-87,9	-122,4	-180,5	-240,2
	Grenzkosten der CO ₂ -Minderungen in Mio. €				
Kraftwerke	0,0	0,0	0,0	0,0	1945,1
Heizkraftwerke	0,0	0,0	0,0	21,2	56,1
Übrige Umwandlung	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Energiewirtschaft insg.	0,0	0,0	0,0	21,2	2001,2
Industrie insgesamt	1776,3	2466,2	2701,9	2881,6	2658,8
Verkehr	259,0	508,4	658,2	830,9	798,2
GHD	1577,5	2153,3	2216,9	2249,1	2026,2
Haushalte	1954,9	2708,1	2771,4	2919,3	2842,7
JJ/CDM	0,0	241,9	589,9	720,9	920,1
Alle Sektoren	5567,6	8077,8	8938,2	9622,9	11247,3
nachrichtlich:					
Grenzvermeidungskosten in €/t CO₂	22,40	22,60	23,00	27,90	30,80
Vermeidungskosten incl. EEG-Umlage in €/t CO₂	119,03	91,93	73,04	53,31	46,83
Quelle: Eigene Berechnungen					

140 Mio. t eingehalten werden müsste. Kraftwerke auf Basis Stein- und Braunkohle kommen dafür kaum in Frage, denn selbst bei modernster Technik würden die CO₂-Emissionen um mehr als 100 Mio. t ansteigen, der Druck zu CO₂-Minderungen in den übrigen Bereichen sich daher extrem verschärfen. Aber selbst der massive Zubau von Erdgas GuD-Anlagen lässt die CO₂-Emissionen in der Energiewirtschaft zunächst noch ansteigen, kann also nur durch höhere und kostenträchtigere Minderungsanstrengungen in den übrigen Bereichen kompensiert werden (vgl. Tabelle 15), so dass sich die


Tabelle 16

Nettozusatzkosten für Erneuerbare im Ausstiegsszenario						
	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	Vermiedene Kosten in Mio. €					
Wasser	173	179	206	241	282	323
Wind, on shore	1089	874	1014	1246	1420	1542
Wind, off shore	0	89	278	885	1968	2470
Photovoltaik	12	16	25	43	60	82
Geothermie	0	2	8	28	44	67
Biogase	406	804	867	750	730	716
Biomasse	314	581	672	745	735	734
Summe	1995	2545	3071	3937	5240	5933
	Nettozusatzkosten in Mio. €					
Wasser	173	165	156	161	166	174
Wind, on shore	1257	2191	2509	2228	1910	1537
Wind, off shore	0	294	892	906	1667	2048
Photovoltaik	745	1917	2649	3076	2532	1604
Geothermie	0	65	184	280	294	284
Biogase	174	305	289	224	206	179
Biomasse	134	220	224	222	207	184
Summe	2484	5158	6903	7097	6982	6010
nachrichtlich:						
Vergütungen in €/MWh	56,02	73,11	74,42	60,73	46,24	37,53
Quelle: Eigene Berechnungen						

Grenzvermeidungskosten gegenüber dem Kostenoptimierungs-Szenario deutlich erhöhen.

Eine geringfügige Kompensation geht von den Erneuerbaren Energiequellen und deren vermiedenen Kosten aus; im Vergleich zum Kostenoptimierungsszenario erhöhen sich vermiedene Kosten, woraus eine Reduktion der Nettozusatzkosten folgt, die auf die Endverbraucher umgelegt werden. Im Jahr 2030 erreicht dieser Effekt 975 Mio. €, da die Nettozusatzkosten von 6 985 Mio. € im Kostenoptimierungsszenario auf 6 010 Mio. € sinken (vgl. Tabelle 16).

Tabelle 17

Großhandelspreise für Strom im EEG-/Ausstiegs-Szenario in €/MWh						
	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	Base					
Kostenoptimierung	47,95	44,54	46,44	49,91	54,04	59,29
EEG-Ausbau, Ausstieg	47,95	47,95	50,36	57,88	63,94	70,65
Differenz	0,00	3,42	3,92	7,97	9,90	11,37
	Peak					
Kostenoptimierung	57,41	56,28	57,94	62,13	66,08	71,25
EEG-Ausbau, Ausstieg	57,41	58,92	60,29	66,22	71,13	77,30
Differenz	0,00	2,64	2,35	4,10	5,06	6,05
Quelle: Eigene Berechnungen						

Dieser Entlastungseffekt ist allerdings deutlich geringer als der durch den Kernenergieausstieg und die höheren Vermeidungskosten induzierte Strompreiseffekt. Bezogen auf die gesamte Nettoabgabe an Endverbraucher in Höhe von 475 TWh im Jahr 2030 steht der Entlastung in Höhe von 1,90 €/MWh nämlich ein Anstieg der Großhandelspreise um mehr als 11 €/MWh für Base- und von 6 €/MWh für Peaklieferungen gegenüber (vgl. Tabelle 17).

6. CO₂-Minderung und der Handel mit CO₂-Emissionsrechten

Mit der Einführung des Emissionshandels Anfang des Jahres 2005 hat die Klimaschutzpolitik Neuland betreten. Die im Rahmen des SO₂-Reduktionsprogramms der US-amerikanischen Kraftwerke oder des Regional Clean Air Incentives Market (RECLAIM) in Kalifornien eingesetzten Handelssysteme waren regional oder sektoral eng begrenzt und konnten deshalb kaum als Vorlage für das EU-weite Handelssystem mit CO₂-Emissionen genutzt werden. Deshalb sollte die erste Handelsphase von 2005 bis 2007 auch als Pilot- oder Testphase dienen, um Fehler rechtzeitig erkennen und bis zur zweiten Handelsperiode entsprechend korrigieren zu können.

Für diesen Ansatz spricht insbesondere auch der enge Zeitrahmen, der für die Formulierung der Gesetzestexte verblieb, um die Vorschriften der Handelsrichtlinie in nationales Recht umzusetzen. So wurde etwa in Deutschland das Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG) wie auch das Zuteilungsgesetz 2007 (ZuG2007) und die dazugehörigen Zuteilungsverordnung 2007 (ZuV2007) und die Emissionshandelskostenverordnung 2007 (EHKostV2007) in weniger als einem Jahr von den parlamentarischen Gremien zur Beschlussreife gebracht. In anderen Mitgliedstaaten wurde der von der Richtlinie vorgesehene Zeitrahmen zum Teil erheblich überschritten.

Allein aufgrund diesen engen Zeitrahmens war zu erwarten, dass in der ersten Handelsperiode Probleme aufgedeckt werden, die bei der Konzeption des Handelssystems oder der rechtlichen und politischen Umsetzung nicht bedacht oder nicht erkannt wurden. Die Testphase hat in der Tat eine ganze Reihe von Erfahrungen gebracht, die von der Bedeutung der Zuteilung für das Handelsergebnis, über den vielfach kritisierten Zusammenhang zwischen Strompreisentwicklungen und CO₂-Zertifikatspreisen bis hin grundsätzlichen Fragen nach der Angemessenheit des Handels als Instrument zur kostengünstigen Erreichung vorgegebener Minderungsziele reichen.

6.1. Gesamtminderung und Makrobudget der ET-Sektoren

Ein erstes gravierendes Problem ergibt sich aus der Beschränkung des Handels auf die Europäische Union und hier auf die Anlagen der Energiewirtschaft und der energieintensiven Industrien. In einem Handelssystem, das sämtliche Emittenten und Treibhaus-

gase umfassen würde, könnten die in den jeweiligen Handelsperioden und bis 2030 verfügbaren Emissionsrechte unmittelbar aus den Zielvorgaben abgeleitet werden. Leider entspricht das gegenwärtige Handelssystem nicht diesen Idealvorstellungen. Der Handel ist nämlich auf die genannten Anlagen begrenzt und umfasst außerdem nur Kohlendioxid. Folglich muss das Gesamtbudget der Treibhausgase auf Kohlendioxid und die übrigen Gase sowie das Kohlendioxid-Budget selbst wiederum auf die am Handel beteiligten Anlagen und die übrigen Verbrauchergruppen wie Verkehr, Haushalte sowie Handel, Gewerbe Dienstleistungen aufgeteilt werden.

Im Sinne des im voraufgegangenen Abschnitt dargestellten Kostenoptimierungs-Szenarios müsste die Aufteilung ausschließlich nach den Vermeidungskosten der einzelnen Gase und Emittenten erfolgen – und zwar für alle Mitgliedstaaten der EU-27. Abgesehen davon, dass diese Informationen in der dafür notwendigen Detaillierung und Vollständigkeit zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht vorliegen, müsste auch in anderen Mitgliedstaaten der EU das gesamte bislang eingesetzte Instrumenten- und Maßnahmenbündel der Klimavorsorge unter Effizienzaspekten kritisch überprüft werden. Gegenwärtig ist dieser Ansatz nicht erkennbar. Vielmehr werden die Makrobudgets für die am Emissionshandel beteiligten Anlagen aus mehr oder weniger plausiblen Schätzungen

- der übrigen Treibhausgasen und
- der CO₂-Emissionen für die nicht am Emissionshandel beteiligten Sektoren (Verkehr, Handel, Gewerbe, Dienstleistungen, Private Haushalte)

abgeleitet – für jeden Mitgliedstaat nach eigenen politischen und ökonomischen Zielen. Selbst eine Abstimmung wichtiger exogener Vorgaben wie beispielsweise die Entwicklung der Erdöl-, Steinkohle- oder Erdgaspreise erfolgt nicht. Eine kostenminimale Zuordnung der geforderten Minderungsleistungen kann bei diesem Ansatz wohl nur zufällig entstehen.

Erschwerend kommt hinzu, dass die EU-Kommission in ihren Entscheidungen zu den Zuteilungsplänen der Mitgliedstaaten für die zweite Handelsperiode eine außerordentlich restriktive Haltung bei der Bemessung der CO₂-Budgets der Emissionshandelssektoren eingenommen hat. Die von den neuen EU-Mitgliedstaaten beantragten Budgets wurden durch die Kommission mit dem Hinweis auf die in Annex III der Emissionshandelsrichtlinie festgelegten Regeln und vor dem Hintergrund der im Mai 2006 erstmals verifizierten Differenzen zwischen zugeteilten und verbrauchten Emissionsrechten zum Teil massiv gekürzt. So wurden den polnischen Anlagen für die zweite Handelsperiode statt der von der polnischen Regierung festgelegten Gesamtmenge in Höhe von 284,6 Mio. t nur 208,5 Mio. t CO₂ zugestanden, das Budget also um mehr als 76 Mio. t reduziert. Insgesamt ist bei der Prüfung der Zuteilungspläne durch die EU-Kommission die Anzahl der CO₂-Berechtigungen um fast 200 Mio. t gekürzt worden. Nach Über-

Tabelle 18

NAP-Entwürfe der Mitgliedstaaten für 2008/12 und Kürzungen der EU-Kommission					
	Entwurf Mitgliedstaat	Kürzung der Kommission	Endgültiges Budget	Kioto Ziel	Kommissions-Ziel
Belgien	63,3	4,8	58,5	-7,5	-10,8
Dänemark	–				
Deutschland	483,0	29,9	453,1	-21,0	-23,4
Finnland	39,6	2,0	37,6	0,0	-2,9
Frankreich	132,8	0,0	132,8	0,0	0,0
Griechenland	75,5	6,4	69,1	25,0	19,2
Irland	22,6	1,5	21,2	13,0	10,3
Italien	209,0	13,3	195,7	-6,5	-9,1
Luxemburg	4,0	1,3	2,7	-28,0	-37,9
Niederlande	90,4	4,6	85,8	-6,0	-8,1
Österreich	32,8	2,1	30,7	-13,0	-15,7
Portugal					
Schweden	27,2	2,4	24,8	4,0	0,7
Spanien	152,6	0,4	152,2	15,0	14,9
Ver. Königreich	246,2	0,0	246,2	-12,5	-12,5
EU-15	1579,0	68,7	1510,3	-8,3	-10,0
Bulgarien					
Estland	24,4	12,7	11,7	-8,0	-37,8
Lettland	7,8	4,5	3,3	-8,0	-16,8
Litauen	16,7	7,7	8,9	-8,0	-37,9
Polen	284,6	76,1	208,5	-6,0	-19,5
Rumänien					
Slowakei	41,3	10,3	30,9	-8,0	-22,1
Slowenien	8,3	0,0	8,3	-8,0	-8,0
Tschechien	101,9	15,1	86,8	-8,0	-15,7
Ungarn	30,7	3,8	26,9	-6,0	-9,4
EU-NEU	515,6	130,3	385,3	-6,8	-18,7
Insgesamt	2094,6	199,0	1895,6	-8,0	-11,8

Quelle: EU-Kommission und Allokationspläne der Mitgliedstaaten



prüfung der noch nicht genehmigten Zuteilungspläne für Dänemark und Portugal dürfte die Kürzungssumme über 200 Mio. t liegen.

Unter der Annahme, dass die Entwicklung in den nicht am Emissionshandel beteiligten Sektoren von den Mitgliedstaaten zuverlässig vorausgeschätzt wurde, sind diese Kürzungen durch die EU-Kommission gleichbedeutend mit einer Verschärfung des Kyoto-Ziels insbesondere für die neuen Mitgliedstaaten. Über alle bislang geprüften Allokationspläne gewichtet ergibt sich eine Zielverschärfung von 4 % -Punkten (vgl. Tabelle 18).

Die Entscheidungen der EU-Kommission waren maßgeblich beeinflusst von den im Frühjahr 2006 erstmals erkennbaren Überschüsse an Emissionsrechten für die erste Handelsperiode: über alle Mitgliedstaaten und Anlagen summiert ergab sich in 2005 ein Überschuss der zugeteilten über die verbrauchten Rechte von fast 92 Mio. t CO₂.²¹

Hinter dieser Globalzahl verbergen sich jedoch ganz unterschiedliche sektorale und regionale Überschüsse/Defizite. Das größte Defizit wiesen die Anlagen in Großbritannien auf, die in 2005 fast 36,5 Mio. t CO₂ mehr verbrauchten als ihrer Zuteilung entsprach. Einen fast genauso hohen Überschuss (34,7 Mio. t) hatten die polnischen Anlagen, obwohl diese Anlagen rein formal erst nach Erstellung der Register Anfang 2006 am Handelssystem teilnehmen konnten.

Auch in sektoraler Hinsicht sind die Überschuss/Defizite extrem ungleich verteilt. Der größte Teil des Defizits in Höhe von 180 Mio. t CO₂-Berechtigungen entfällt mit 162 Mio. t auf die Anlagen der Tätigkeit I (Verbrennungsanlagen). Die übrigen Anlagen tragen nur 18 Mio. t des gesamten Defizits, allerdings mit 91 Mio. t rund ein Drittel des Überschusses von insgesamt 272 Mio. t.

Insoweit kann der im Mai 2006 für das erste Jahr des Handels festgestellte Überschuss kaum zur Rechtfertigung der von der EU-Kommission vorgenommenen Kürzungen herangezogen werden.

Hinzu kommen grundlegende Änderungen in der Abgrenzung der Anlagen²² und der Neuemittenten, die das Budget der bereits in 2005/07 am Handel beteiligten Anlagen (Bestandsanlagen) für die zweite Handelsperiode zusätzlich verkürzen (vgl. Tabelle 19).

²¹ In 2006 haben sich diese Überschüsse nochmals um mehr als 50 Mio. t auf 148,4 Mio. t vergrößert,

²² Einzelheiten vgl. Umweltbundesamt (Hrsg.), Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2004, Berlin 2006.

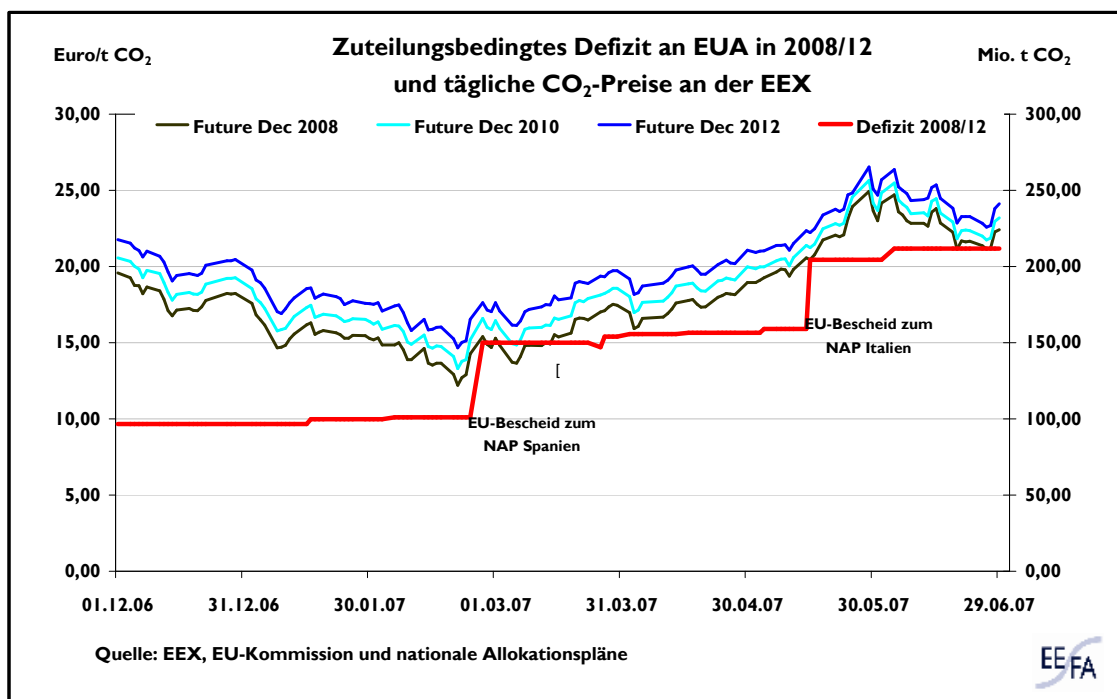
Tabelle 19

Makrobudgets für 2008/12, Verbrauch in 2006 und Defizit für 2008/12 in Mio. t CO₂					
	Budget 2008/12	Zusätzliche Anlagen	Reserve Neuanlagen	Verbrauch 2006	Differenz zu 2006
Belgien	58,51	4,95	5,00	49,52	-0,96
Dänemark	–				
Deutschland	453,10	11,00	25,00	477,38	-60,28
Finnland	37,56	0,40		44,61	-7,45
Frankreich	132,80	5,11	8,00	106,17	13,53
Griechenland	69,09		6,16	69,96	-7,03
Irland	21,15		1,14	21,70	-1,69
Italien	195,75	12,00	6,26	222,84	-45,35
Luxemburg	2,69		0,59	2,71	-0,61
Niederlande	85,81	0,75	6,70	77,95	0,41
Österreich	30,70		0,33	29,55	0,82
Portugal					
Schweden	24,80	2,00	3,00	19,80	0,00
Spanien	152,20	17,16	7,83	176,25	-49,04
Ver. Königreich	246,20	9,50	17,28	251,12	-31,70
EU-15	1510,35	62,87	87,28	1549,56	-189,36
Bulgarien					
Estland	11,66	0,31	1,73	12,11	-2,49
Lettland	3,28			2,94	0,34
Litauen	8,91	0,06		6,49	2,36
Polen	208,52	6,29	9,00	199,73	-6,50
Rumänien					
Slowakei	30,91	1,73	1,80	25,54	1,84
Slowenien	8,30		0,65	8,84	-1,20
Tschechien	86,84	0,67	1,50	83,61	1,05
Ungarn	26,91	1,43	0,68	25,74	-0,94
EU-NEU	385,32	10,49	15,36	365,01	-5,54
Insgesamt	1895,67	73,36	102,64	1914,57	-194,90

Quelle: EU-Kommission und Allokationspläne der Mitgliedstaaten



Schaubild 7



Die Änderungen in der Anlagendefinition sind u.a auf Revisionen im nationalen Emissionsinventar und der Überarbeitung der Leitlinien der EU-Kommission zur Erstellung des Allokationsplans für die zweite Handelsperiode zurückzuführen, die dazu geführt haben, dass zusätzliche Emissionsquellen in das Handelssystem integriert werden mussten. Für Deutschland hat sich durch diese Revisionen die Gesamtmenge an CO₂-Emissionen gegenüber dem Inventar, das dem ZuG 2007 zugrunde lag, im Basisjahr um 15,5 Mio. t, am aktuellen Rand sogar um 23,4 Mio. t erhöht. Von dieser Gesamtsumme sind von der EU-Kommission allerdings nur 11 Mio. t als zusätzliche Anlagen anerkannt worden.

Über alle EU-Mitgliedstaaten summiert müssen somit reichlich 70 Mio. t für Anlagen veranschlagt werden, die erst in der zweiten Periode Bestandteil der Zuteilungen und des Handelssystem sind.

Quantitativ noch bedeutender sind die Emissionsberechtigungen für Neuanlagen, die bei der Aufstellung der Allokationspläne zwar nur geschätzt werden können, über alle Mitgliedsstaaten kumuliert jedoch mehr als 100 Mio. t ergeben und die für Bestandsanlagen verfügbaren Rechte entsprechend verringern.

Unter Berücksichtigung dieser Korrekturen zeichnet sich für die zweite Handelsperiode ein Defizit bei den bereits in 2005/07 am Handel beteiligten Anlagen ab, das im Vergleich zu den Emissionen des Jahres 2006 etwa 200 Mio. t CO₂ bzw. mehr als 10 % betragen wird. Entsprechend hoch sind die Minderungsanforderungen und der Bedarf an zusätzlichen, zum Kauf angebotenen Emissionsrechten. Die Terminmärkte haben diese zu erwartenden Knappheiten bereits in entsprechende CO₂-Preise übersetzt: seit Bekanntgabe der Entscheidung der EU-Kommission zum spanischen Allokationsplan sind die Preise kontinuierlich gestiegen und liegen gegenwärtig wieder auf dem durchschnittlichen Niveau des Jahres 2005 (vgl. Schaubild 7).

6.2. Zuteilungsverfahren und sektorale Minderungsanforderungen

Mit der Festlegung des Gesamtbudgets ist zwar der Rahmen für die maximal zulässigen CO₂-Emissionen gesetzt, um zu einem Handelssystem zu gelangen, müssen jedoch die Gesamtemissionen auf die einzelnen am Handel beteiligten Anlagenbetreiber aufgeteilt werden. Um die Kosten des Handelssystems zu minimieren, sollten die Emissionsrechte den einzelnen Anlagen entsprechend ihren spezifischen Kosten zur CO₂-Minderung zugeteilt werden. Effiziente Anlagen mit überdurchschnittlich hohen Vermeidungskosten sollten über die Zuteilung in die Verkäufer-, weniger effiziente Anlagen mit geringeren Vermeidungskosten in die Käuferposition gebracht werden.²³ Da die Minderung einer zusätzlichen Einheit CO₂ in unterdurchschnittlich effizienten Anlagen kostengünstiger ist als in überdurchschnittlich effizienten Anlagen, werden durch diesen Mechanismus Anlagen mit überdurchschnittlich hohen spezifischen CO₂-Emissionen gezwungen, zur Aufrechterhaltung ihrer Produktion zusätzliche Emissionsrechte zu erwerben, ihr Aktivitätsniveau zu drosseln oder Maßnahmen zur Emissionsminderung zu ergreifen, während überdurchschnittlich effiziente Anlagen ihre Produktion ausweiten oder Emissionsrechte verkaufen können. Das Reduktionsziel wird auf diese Weise mit den geringst möglichen Zusatzkosten erreicht.

Bei der Analyse der Minderungskosten in den einzelnen Sektoren wurde am Beispiel der Zementindustrie gezeigt, dass in den am Emissionshandel beteiligten Industriesektoren die Vermeidungskosten überdurchschnittlich hoch, Emissionsminderungen über weitere Effizienzsteigerungen oder Brennstoffsubstitutionen daher relativ eng begrenzt sind. Diese Einschätzung liegt auch den Zuteilungsregeln im ZuG 2007 bzw. ZuG 2012 zugrunde, die für Anlagen der energieintensiven Industrie eine den gegebenen Produktionsvolumina angemessene, weitgehend kostenlose Zuteilung vorsieht.

²³ Dieser Lenkungseffekt wird explizit bei der Erstzuteilung nach dem sogenannten benchmark-Ansatz angestrebt.


Die in ihrer Entscheidung vom 29. November 2006 von der EU-Kommission eingeforderte Kürzung des Makrobudgets von 482 auf 453,1 Mio. t CO₂ trifft deshalb vor allem die Minderungsanforderungen an die Energiewirtschaft. Bei einer Reserve in Höhe von 23 Mio. t und dem für Kleinanlagen (10 Mio. t) und für industrielle Produktionsanlagen vorgesehenen CO₂-Budget (158,5 Mio. t) verbleibt für die Kraftwerke und Heizkraftwerke ein zulässiges Gesamtbudget von 261,3 Mio. t. Unter Berücksichtigung der zur Versteigerung vorgesehenen Mengen in Höhe von 40 Mio. t entsteht bezogen auf das Emissionsniveau des Jahres 2005 in diesem Bereich in der zweiten Handelsperiode folglich ein Defizit von rund 100 Mio. t CO₂. Wenn diese Minderungszuweisungen auch für die folgenden Handelsperioden unverändert beibehalten werden – die bisherigen Erfahrungen auch in anderen EU-Mitgliedstaaten sprechen eher dafür – entfällt die gesamte Minderungslast auf die Energiewirtschaft und hier insbesondere auf die Kraftwerke.

In einem Handelssystem können diese Minderungsanforderungen selbstverständlich auch durch den Zukauf von Rechten erfüllt werden. Je höher allerdings das Defizit und damit der Zwang zum Zukauf von Emissionsrechten wird, umso mehr entfernt sich das Handelssystem vom Prinzip der kostenlosen Zuteilung und geht in ein System mit Auktionierung über. Dieser Übergang wird nicht nur die Struktur des Kraftwerksparks zugunsten kohlenstoffärmerer Brennstoffeinsätze wie Erdgas verändern, sondern auch erhebliche Auswirkungen auf die Strompreise haben, da die variablen Kosten dieser Erzeugungstechniken um mehr als das Doppelte über denen von Stein- und Braunkohle liegen.

Tabelle 20

CO₂-Minderungen und zulässige Restemissionen der Kraftwerke					
	2010	2015	2020	2025	2030
	Minderungen gegenüber 2005 in Mio. t				
Kostenoptimierung	-0,1	-12,6	-26,0	-32,4	-51,4
Ausbau EE nach EEG	-35,0	-55,2	-70,6	-84,8	-92,5
Ausbau EE und Kernenergieausstieg	-29,0	-27,1	-18,0	-41,7	-63,2
Emissionshandel	-65,2	-65,0	-70,0	-80,0	-90,0
	Zulässige Restemissionen in Mio. t				
Kostenoptimierung	271,9	259,4	246,1	239,6	220,6
Ausbau EE nach EEG	237,0	216,8	201,4	187,2	179,5
Ausbau EE und Kernenergieausstieg	243,0	244,9	254,0	230,3	208,8
Emissionshandel	166,8	167,0	162,0	152,0	142,0

Quelle: Eigene Berechnungen



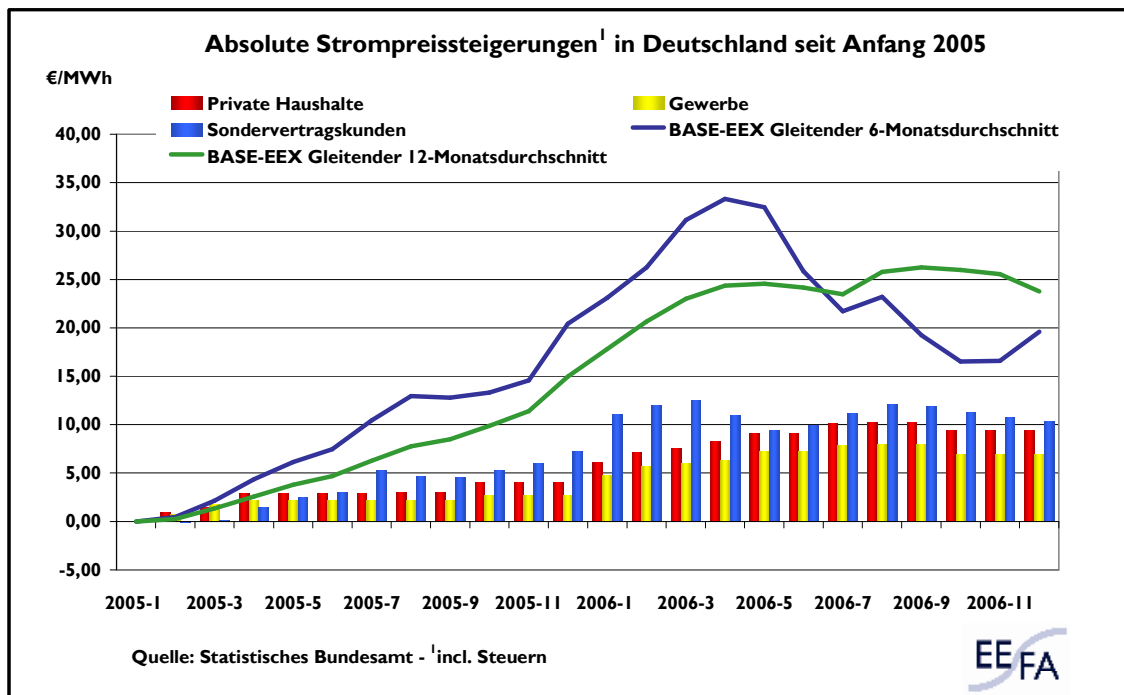
6.3. Vermeidungskosten und Strompreisentwicklung

Damit wird sich ein Problem wieder stellen, das bereits zu Beginn der ersten Handelsperiode erhebliche Aufmerksamkeit auf sich gezogen: die Einpreisung der kostenlos zugeweilten CO₂-Emissionsrechte in die Strompreise. Denn selbst die deutliche Kürzung der Emissionsrechte in der Energiewirtschaft und die Teilauktionierung von 40 Mio. t können nicht verhindern, dass der überwiegende Teil der Emissionsrechte kostenlos zugeweiht wird. Für die zweite Handelsperiode summieren sich diese Rechte im Bereich der Kraftwerke auf rund 167 Mio. t (vgl. Tabelle 20).

Bei einem Preis von 17,80 €/t CO₂ ist diese kostenlos zugeweilte Menge mit einem kalkulatorischen Kostenwert von knapp 3 Mrd. € anzusetzen. Eine vollständige Überwälzung dieser kalkulatorischen Kosten in die Strompreise wäre für die Elektrizitätswirtschaft mit einem entsprechenden Zusatzgewinn, für die Stromverbraucher mit entsprechenden Zusatzkosten verbunden.

Die konkrete Höhe der Kostenüberwälzung hängt von der Angebots- und Nachfragesituation auf den jeweiligen Märkten ab. Auf dem Großhandelsmarkt ergibt sich die Einpreisung über die variablen Kosten der Kraftwerke quasi automatisch, da CO₂ unab-

Schaubild 8



hängig von der Form der Zuteilung kalkulatorischer oder realer Bestandteil der variablen Kosten ist. Die Preise an der Strombörse in Leipzig zeigen diesen Zusammenhang – unabhängig ob auf dem Spot- oder Terminmarkt – deutlich an.

Für die eigentlichen Verbraucherpreise ist dieser Zusammenhang allerdings nicht mehr so stringent, da neben dem Spot- und Terminmarkt auch andere Komponenten die Verbraucherpreise beeinflussen. Immerhin zeigt sich auch hier ein – wenn auch verzögerter - Zusammenhang zwischen CO₂-Preisentwicklung und Verbraucherpreisen (vgl. Schaubild 8).

Diese Zusammenhänge induzieren Zusatzkosten bei den einzelnen Verbrauchern, die hier mit bis zu 2,6 Mrd. € angesetzt wurden. Auf die mit dieser Schätzung verbundenen Preis- und Mengenunsicherheiten wurde bereits hingewiesen.


6.4. Minderungsbeiträge und -kosten

Die einseitige Zuweisung der CO₂-Minderungen an die Kraftwerke entspräche nur dann einer effizienten Klimavorsorgepolitik, wenn die Vermeidungskosten in diesem Bereich stets unterhalb der Kosten in den übrigen Bereichen lägen. Davon kann jedoch nach den im Kostenoptimierungs-Szenario dargestellten Minderungskosten im Bereich der privaten Haushalte, des Verkehrs und des Handels, des Gewerbes und der Dienstleistungen nicht ausgegangen werden. Deshalb läuft der auf die Anlagen der Energiewirtschaft und die energieintensiven Industriebereiche beschränkte Emissionshandel in Verbindung mit der einseitigen Lastenteilung der CO₂-Minderungen grundsätzlich Gefahr, die kostengünstigen Minderungspotentiale in den nicht am Emissionshandel beteiligten Sektoren ungenutzt zu lassen, im Extremfall sogar einen Anstieg der CO₂-Emissionen in diesen Sektoren als unvermeidbar hinzunehmen.

Die erhöhten Minderungsanforderungen müssen zumindest in der zweiten Handelsperiode überwiegend durch den Zukauf von Emissionsrechten gedeckt werden, da der dafür notwendige Umbau des Kraftwerksparks innerhalb von vier Jahren kaum bewältigt werden kann. Die Zusatzkosten dürften deshalb vor allem aus dem Zukauf von Emissionsrechten resultieren. Eine exakte Quantifizierung dieser Zusatzkosten ist allerdings im Unterschied zum EEG nicht möglich, da das Handelssystem EU-weit angelegt ist, die Zusatzkosten daher nur bei einem EU-weit gültigen Preis für CO₂-Rechte zuverlässig abgeschätzt werden könnten. Da diese Voraussetzungen in diesem Forschungsprojekt nicht geschaffen werden konnten, wurden für die Abschätzung der Kosteneffekte die im Kostenoptimierungs-Szenario ermittelten Grenzvermeidungskosten verwendet.

Ein letztes, besonders schwerwiegendes Problem wurde mit den in den vorigen Abschnitten dargestellten Simulationsrechnungen offensichtlich: Die fehlende Abstimmung

Tabelle 21

CO₂-Minderungen und Kosten im EEG-/Ausstiegs- und ET-Szenario					
	2010	2015	2020	2025	2030
	Minderungen gegenüber 2005 in Mio. t				
Kraftwerke	-65,2	-65,0	-70,0	-79,2	-88,2
Heizkraftwerke	0,5	0,5	0,0	-0,8	-1,8
Übrige Umwandlung	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Energiewirtschaft insg.	-64,7	-64,5	-70,0	-80,0	-90,0
Industrie insgesamt	1,1	-1,5	-2,1	-6,2	-10,5
Verkehr	-1,2	-3,4	-5,5	-8,3	-9,2
GHD	-0,1	-2,2	-2,9	-4,7	-5,7
Haushalte	-12,2	-16,1	-19,5	-22,9	-25,6
Jl/CDM	0,0	-20,0	-50,0	-70,0	-100,0
Alle Sektoren	-77,2	-107,7	-149,9	-192,1	-241,0
	Grenzkosten der CO ₂ -Minderungen in Mio. €				
Kraftwerke	1160,9	1137,2	1287,8	1576,8	1966,5
Heizkraftwerke	0,0	0,0	0,0	15,1	40,6
Übrige Umwandlung	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Energiewirtschaft insg.	1160,9	1137,2	1287,8	1591,9	2007,1
Industrie insgesamt	2538,2	3161,8	3301,3	3409,4	3247,5
Verkehr	266,2	363,0	414,3	469,4	467,7
GHD	2048,9	2614,5	2703,8	2727,4	2490,2
Haushalte	2367,1	2980,3	3085,4	3123,3	2970,4
Jl/CDM	0,0	241,9	589,9	720,9	920,1
Alle Sektoren	8381,2	10498,7	11382,5	12042,5	12103,0
nachrichtlich:					
Grenzvermeidungskosten in €/t CO₂	17,80	17,50	18,40	19,90	22,30
Vermeidungskosten incl. EEG-Umlage in €/t CO₂	108,63	97,48	75,94	62,70	50,23
Quelle: Eigene Berechnungen					

des übrigen Maßnahmen- und Instrumentenbündels mit dem Handelssystem. Wenn man akzeptiert, dass der Emissionshandel eigentlich kein zusätzliches, sondern ein eigenständiges Instrument der Klimavorsorgepolitik ist, mit dem ein vorgegebenes CO₂-Minderungsziel mit den geringsten Zusatzkosten erreicht werden kann, könnte im Grundsatz auf den Einsatz anderer Instrumente verzichtet werden. Wenn dennoch an den bereits implementierten Instrumenten festgehalten wird, so ergeben sich daraus zwei grundlegende Konflikte:

- zum einen können dadurch Emissionsminderungen erzwungen werden, die mit höheren Kosten verbunden sind als jene, die in einem umfassenden Handelssystem genutzt würden (siehe EEG);
- zum anderen können über selektive Preisimpulse die Vermeidungskosten und damit die Wirtschaftlichkeit einzelner Vermeidungsmaßnahmen verzerrt werden (siehe Kernenergieausstieg).

Im ersten Fall wird der Preis am Handelsmarkt unterhalb des Preises liegen, der bei einem Handelssystem ohne zusätzliche Maßnahmen zu erwarten wäre,²⁴ im zweiten Fall diesen übertreffen, da der CO₂-Preis diese systembedingten Verzerrungen überwinden muss, um die gleichen Minderungspotentiale erschließen zu können.

Angesichts dieser unzureichenden Abstimmung zwischen Emissionshandel und den übrigen Instrumenten der Klimavorsorgepolitik dürfte es nicht verwundern, wenn mit der Einführung des Emissionshandels die Kosten der Klimavorsorgepolitik gegenüber den bisherigen Szenarien noch weiter zunehmen (vgl. Tabelle 21).

²⁴ Die Folgen für den EU-weiten Handel und die Minderungsanforderungen für die nicht am Handel beteiligten Sektoren hat der Wissenschaftliche Beirat beim Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit im Detail für die Erneuerbaren Energiequellen erörtert. Einzelheiten vgl. Wissenschaftlicher Beirat beim Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (Hrsg.), Zur Förderung erneuerbarer Energien, Berlin 2004.

7. CO₂-Minderung und die Konzentration auf nationale Maßnahmen


In den bisherigen Szenarien wurde angenommen, dass von der Gesamtminderung in Höhe von 240 Mio. t nur 140 Mio. t aus heimischen Maßnahmen, 100 Mio. t hingegen aus projektbasierten Mechanismen gewonnen werden können. Diese Annahme wird im folgenden aufgehoben und durch die Annahme ersetzt, dass die gesamten CO₂-Minderungen ausschließlich durch nationale Maßnahmen erbracht werden müssen. Dieses Vorgehen bedarf, da es in offenkundigem Widerspruch zu den aktuellen Beschlüssen der EU-Kommission und vieler Mitgliedstaaten der EU steht, einen erheblichen Teil der Minderungsverpflichtungen über projektbasierte Maßnahmen zu erfüllen, einer eigenständigen Begründung.

Zunächst ist darauf hinzuweisen, dass die zu Beginn getroffene Annahme, projektbasierte Mechanismen könnten zu geringeren Vermeidungskosten genutzt werden als nationale Maßnahmen, zwar durch die bisher beobachtete Marktentwicklung gestützt wird, bis 2030 jedoch nicht als gesichert vorausgesetzt werden kann. Insbesondere in einem globalen Klimavorsorgeregime, bei dem die bisher als Anbieter von CDM-Projekten auftretenden Staaten eigenständige Minderungsverpflichtungen eingehen, könnte sich das Angebot deutlich reduzieren und damit weitere nationale Minderungsmaßnahmen mit höheren spezifischen Vermeidungskosten wirtschaftlich werden lassen.

Neben dieser eher spekulativen Motivation liefert die gegenwärtige Klimaschutzpolitik der Bundesregierung jedoch sehr reale Gründe für die Analyse einer ausschließlich auf nationale Maßnahmen ausgerichteten Klimavorsorgestrategie. In ihrer Regierungserklärung vom 26. April 2007 hat die Bundesregierung nämlich einen ausschließlich aus nationalen Maßnahmen bestehenden Katalog vorgestellt, mit dem die Treibhausgasemissionen von 2006 bis 2020 um 270 Mio. t reduziert werden sollen. Unabhängig von der inneren Konsistenz des Maßnahmenbündels²⁵ und der Realisierbarkeit der mit den ein

²⁵ So sollen rund 15 % der Gesamtminderung durch die energetische Gebäudesanierung erreicht werden, gleichzeitig die Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung verdoppelt und der Stromverbrauch um 11 % reduziert werden. Dass die energeti-

Tabelle 22

Großhandelspreise für Strom im Domestic-Action-Szenario in €/MWh						
	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	Base					
Kostenoptimierung	47,95	44,54	46,44	49,91	54,04	59,29
EEG-Ausbau, Ausstieg, ETS, Domestic Action	47,95	49,36	52,80	60,37	68,92	76,95
Differenz	0,00	4,82	6,36	10,46	14,88	17,66
	Peak					
Kostenoptimierung	57,41	56,28	57,94	62,13	66,08	71,25
EEG-Ausbau, Ausstieg, ETS, Domestic Action	57,41	59,57	62,07	67,67	74,06	80,54
Differenz	0,00	3,29	4,13	5,54	7,98	9,30
Quelle: Eigene Berechnungen						


zelen Maßnahmen anvisierten Emissionsminderungen dokumentiert dieser Aktionsplan die Überzeugung der Bundesregierung, dass mit nationalen Maßnahmen allein das anvisierte Ziel kostengünstiger zu erreichen ist als unter Einbeziehung von JI/CDM-Projekten. Auch wenn Zeithorizont und Minderungsziel der vorliegenden Studie nicht exakt mit den Vorgaben der Bundesregierung übereinstimmen, so können die folgenden Ergebnisse wichtige Hinweise auf den Realitätsgehalt dieser Annahme liefern.

7.1. Der forcierte Ausbau der Erneuerbaren Energiequellen

Ein wesentlicher Beitrag zur Erreichung des CO₂-Minderungsziels von 240 Mio. t wird von einem weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energiequellen kommen; denn zum einen sind höhere Minderungsanforderungen mit steigenden Grenzvermeidungskosten verbunden, so dass in den bisherigen Szenarien unwirtschaftliche regenerative Energiequellen in den Bereich der Wirtschaftlichkeit vordringen können. Verstärkt wird dieser Effekt zum anderen durch die von steigenden Grenzvermeidungskosten und einem massiven Strukturwandel in der Stromerzeugung induzierten höheren Strompreise. Im Vergleich zum Kostenoptimierungs-Szenario steigen die Großhandelspreise deutlich stärker an und liegen für 24-Stundenlieferungen im Jahr 2030 nicht nur um mehr als 17 €/MWh über den Niveau im Kostenoptimierungs-Szenario, sondern auch um rund 8 €/MWh über den Einspeisevergütungen für neu zu errichtende Windkraftanlagen auf See. Der Anreiz zum Bau dieser Anlagen müsste daher nicht mehr von einem Festver-


sche Sanierung des Gebäudebestandes und die beabsichtigte Stromeinsparung möglicherweise im Widerspruch zum beabsichtigten Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung stehen, bleibt dabei unberücksichtigt.

Tabelle 23

Einspeisemengen und -vergütungen Erneuerbare Energiequellen im Domestic-Action-Szenario						
	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	Einspeisemengen in GWh					
Wasser	4953	4781	4891	5017	5148	5279
Wind, on shore	26727	36453	44766	47850	49366	48506
Wind, off shore	0	4653	13801	32875	77062	85414
Photovoltaik	1282	3912	6446	8967	10734	12500
Geothermie	0	370	1351	3171	6176	9180
Biogase	5986	11705	16130	19223	21887	24550
Biomasse	5401	9769	12368	14777	15164	15550
Summe	44348	71643	99753	131880	185535	200980
	Vergütungen in Mio. €					
Wasser	347	344	362	401	448	496
Wind, on shore	2346	3065	3524	3474	3331	3079
Wind, off shore	0	383	1170	2648	5939	6523
Photovoltaik	757	1933	2674	3119	2592	1686
Geothermie	0	67	192	308	528	679
Biogase	581	1159	1419	1346	1445	1522
Biomasse	448	801	1039	1256	1251	1244
Summe	4479	7752	10380	12552	15533	15230
nachrichtlich:						
Vergütungen in €/MWh	100,99	108,20	104,06	95,17	83,72	75,78
Quelle: Eigene Berechnungen nach Angaben der Leiststudie zu Erneuerbaren Energiequellen						

gütungssystem kommen, sondern könnte dem Markt überlassen werden. Dabei ist allerdings der Hinweis von Bedeutung, dass diese Verbesserung der Wettbewerbsposition nicht durch technologische Entwicklungen oder eine kosteneffizientere Anlagentechnik, sondern allein über die Ausgestaltung der Klimavorsorgepolitik erreicht wird. Aufgrund dieser Zusammenhänge steigt die Stromerzeugung der Erneuerbaren Energiequellen bis 2030 auf mehr als 200 TWh (vgl. Tabelle 23), einschließlich der großen Wasserkraftwerke sogar auf 220 TWh an.

Tabelle 24


Nettozusatzkosten für Erneuerbare Energiequellen im Domestic-Action-Szenario						
	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	Vermiedene Kosten in Mio. €					
Wasser	173	179	206	241	282	323
Wind, on shore	1089	900	1064	1300	1531	1680
Wind, off shore	0	92	291	923	2121	2690
Photovoltaik	12	16	26	45	65	89
Geothermie	0	2	9	29	48	73
Biogase	406	840	1065	1036	1127	1218
Biomasse	314	581	779	967	976	995
Summe	1995	2610	3440	4540	6149	7067
	Nettozusatzkosten in Mio. €					
Wasser	173	165	156	161	166	174
Wind, on shore	1257	2165	2460	2174	1800	1400
Wind, off shore	0	292	879	1726	3818	3833
Photovoltaik	745	1917	2648	3074	2527	1597
Geothermie	0	65	183	279	480	606
Biogase	174	319	355	309	318	304
Biomasse	134	220	260	289	275	249
Summe	2484	5143	6940	8011	9383	8162
nachrichtlich:						
Vergütungen in €/MWh	56,02	71,78	69,57	60,75	50,57	40,61
Quelle: Eigene Berechnungen						

Trotz des kräftigen Strompreisanstiegs erreicht nur ein begrenzter Teil der Erneuerbaren Energiequellen die Wettbewerbsfähigkeit, so dass ein erheblicher Teil unverändert über feste Vergütungssätze mit einer Bindungsfrist von 20 Jahren gefördert wird. Der weitere Ausbau der Erneuerbaren Energiequellen verursacht also auch in diesem Szenario erhebliche Zusatzkosten, die zunächst kontinuierlich ansteigen und erst gegen Ende des Untersuchungszeitraumes leicht sinken (vgl. Tabelle 24).

Tabelle 25

CO₂-Minderungen und Kosten bei EEG-Umlage, Ausstieg, Emissionshandel und Domestic Action					
	2010	2015	2020	2025	2030
	Minderungen gegenüber 2005 in Mio. t				
Kraftwerke	-29,2	-34,0	-44,3	-97,2	-134,0
Heizkraftwerke	0,5	0,5	0,0	-0,8	-1,8
Übrige Umwandlung	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Energiewirtschaft insg.	-28,7	-33,5	-44,3	-98,0	-135,8
Industrie insgesamt	0,5	-4,6	-8,0	-15,7	-18,9
Verkehr	-3,2	-12,3	-24,6	-36,8	-38,7
GHD	-1,8	-4,1	-6,2	-8,4	-10,0
Haushalte	-13,0	-22,7	-28,5	-34,0	-37,3
Alle Sektoren	-46,2	-77,2	-111,6	-192,9	-240,7
	Grenzkosten der CO ₂ -Minderungen in Mio. €				
Kraftwerke	519,3	594,7	815,8	1934,5	2988,0
Heizkraftwerke	0,0	0,0	0,0	15,1	40,6
Übrige Umwandlung	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Energiewirtschaft insg.	519,3	594,7	815,8	1949,7	3028,6
Industrie insgesamt	2784,7	3621,8	4129,1	5140,4	4985,7
Verkehr	338,4	668,9	1081,6	1689,8	1828,3
GHD	2158,1	2813,4	3218,6	3848,7	3599,4
Haushalte	2607,4	3516,4	4022,6	4853,0	4762,9
Alle Sektoren	8408,0	11215,2	13267,7	17481,6	18204,9
nachrichtlich:					
Grenzvermeidungskosten in €/t CO₂	22,70	25,00	26,40	32,20	35,80
Vermeidungskosten incl. EEG-Umlage in €/t CO₂	181,87	145,20	118,91	90,61	75,63


Quelle: Eigene Berechnungen



7.2. Minderungsbeiträge und -kosten

Im Vergleich zu den übrigen Szenarien machen die Nettokosten des weiteren Ausbaus der Erneuerbaren Energiequellen jedoch nur den geringeren Teil der gesamten Zusatzkosten aus, die in diesem Szenario bis 2030 auf über 18 Mrd. € ansteigen (vgl. Tabelle 25). Durch die Beschränkung der Minderungsoptionen auf nationale Maßnahmen müssen nun auch vergleichsweise kostenträchtige Optionen etwa im Bereich der energeti-

Tabelle 26

Struktur der Stromerzeugung in öffentlichen Kraftwerken in GWh						
	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Kostenoptimierungs-Szenario						
Laufwasser	15284	15547	15960	16096	16092	16490
Pumpspeicher	8066	8398	8569	8569	8616	8616
Kernenergie	163055	158119	158119	158119	168119	167359
Braunkohle	150127	149520	146227	143731	131731	122358
Steinkohle	122760	106297	94401	83804	78709	76867
Heizöl	4669	2816	1840	1663	1663	1663
Erdgas	54149	55255	59359	58900	60084	62645
Übrige	13484	14046	13693	14451	14756	15056
Insgesamt	531594	509997	498167	485332	479769	471053
Domestic Action						
Laufwasser	15284	15547	15960	16096	16092	16490
Pumpspeicher	8066	8398	8569	8569	8616	8616
Kernenergie	163055	142838	95786	21253	0	0
Braunkohle	150127	134120	132755	106246	65194	37303
Steinkohle	122760	105391	100286	103078	81398	61765
Heizöl	4669	2816	1840	1663	1663	1663
Erdgas	54149	68103	80030	121457	140697	159271
Übrige	13484	15546	16793	18951	18956	19556
Insgesamt	531594	492758	452019	397312	332614	304662
Quelle: Eigene Berechnungen						

schen Gebäudesanierung oder der Verkehrsteilung genutzt werden, die in den übrigen Szenarien vermieden werden können.

Diese Minderungsstrategie erfordert zudem einen strukturellen Wandel in der öffentlichen Stromerzeugung, der durchaus als dramatisch bezeichnet werden kann (vgl. Tabelle 26). Innerhalb der nächsten 25 Jahre wird die Stromerzeugung auf Basis Stein- und Braunkohle mehr als halbiert. Die Kernenergie wird ohnehin nur noch über die vorgesehene Restnutzungsdauer genutzt. Neue Kraftwerke werden ausschließlich auf Basis regenerativer Energiequellen oder mit Erdgas als Brennstoff zugebaut. Bei Errei-

chen der wirtschaftlichen Nutzungsdauer scheiden nach 2030 auch die in den nächsten Jahren neu errichteten Steinkohleanlagen und die in den neunziger Jahren in Ostdeutschland errichteten Braunkohlekraftwerke ersatzlos aus dem Bestand aus. Nach Abschluss dieses Strukturwandels basiert die Stromerzeugung in öffentlichen Kraftwerken nur noch auf Erneuerbaren Energiequellen und Erdgas.


8. CO₂-Minderungen und strukturelle Anpassungen

Der in der öffentlichen Stromerzeugung induzierte strukturelle Umbruch bleibt selbstverständlich nicht auf diesen Sektor begrenzt. Unmittelbare Konsequenzen zeigen sich in der physischen Energieversorgung – hier gemessen am Primärenergieverbrauch (vgl. Tabelle 27). Während im Kostenoptimierungs-Szenario alle verfügbaren Energiequellen einen Beitrag zur Deckung des Primärenergieverbrauchs leisten, verschiebt sich der Primärenergieverbrauch im Domestic-Action-Szenario deutlich in Richtung Erneuerbarer und kohlenstoffärmerer Energiequellen. Solange demnach spezifische Eingriffe des Staates zugunsten oder zulasten einzelner Techniken auf das für die Zielerreichung notwendige Minimum begrenzt bleiben, lässt sich ein breit gestreuter Energiemix aufrechterhalten, in dem Erneuerbare Energiequellen ebenso einen wichtigen Versorgungsbeitrag leisten wie wettbewerbsfähige, heimische Ressourcen. Versorgungssicherheit kann insoweit durchaus in Einklang mit ambitionierten Klimaschutzzielen stehen.

Erst der gezielte Eingriff in die Zielsetzungen oder zugunsten einzelner Techniken und Minderungsoptionen hat deutliche Verschiebungen des Energiemixes zur Folge und verschiebt damit das Zieldreieck der Energieversorgung zugunsten des Klimaschutzes und zulasten der Versorgungssicherheit. Insoweit ist der im Szenario mit ausschließlich nationalen Maßnahmen erkennbare notwendige Strukturwandel keineswegs die zwingende Konsequenz ambitionierter Klimaschutzziele, sondern den zusätzlichen Restriktionen bei der Auswahl der Minderungsoptionen und Techniken geschuldet.

Die Umbrüche im Primärenergieverbrauch sind jedoch nur die physische Seite der strukturellen Anpassungsprozesse; sie sind verbunden mit einem zum Teil erheblichen Anstieg der Strombeschaffungskosten auf der Großhandelsebene. Ursächlich dafür ist der Übergang auf den kohlenstoffärmeren Brennstoff Erdgas, dessen Brennstoffkosten selbst unter Berücksichtigung der steigenden Grenzvermeidungskosten deutlich über den variablen Kosten von Stein- und Braunkohle liegen. Gegenwärtig beträgt der Unterschied zwischen den Brennstoffkosten für Steinkohle und Erdgas ohne Berücksichtigung der CO₂-Komponente fast 50 €/MWh. Der CO₂-Preis müsste also schon auf mehr als 130 €/t CO₂ ansteigen, um diesen Unterschied auszugleichen.

Tabelle 27

Entwicklung des Primärenergieverbrauchs im Kostenoptimierungs- und Domestic-Action Szenario						
	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	Kostenoptimierung					
Steinkohle	1841	1447	1319	1209	1130	1096
Braunkohle	1596	1429	1385	1352	1240	1152
Mineralöle	5106	4893	4684	4542	4425	4351
Naturgase	3283	3241	3267	3231	3181	3180
Wasserkraft, Windkraft	169	232	220	237	231	244
Außenhandelsaldo Strom	-16	0	0	0	0	0
Kernenergie	1779	1674	1674	1674	1780	1772
Biomasse, Müll, Übrige	467	715	676	715	728	741
Insgesamt	14225	13631	13224	12960	12714	12535
nachrichtlich:						
Effizienz (BIP/PEV), €/GJ	150	170	192	215	240	268
	Domestic Action					
Steinkohle	1841	1437	1363	1359	1135	943
Braunkohle	1596	1282	1257	1001	616	354
Mineralöle	5106	4880	4617	4353	4091	3983
Naturgase	3283	3343	3337	3595	3650	3757
Wasserkraft, Windkraft	169	232	297	379	544	572
Außenhandelsaldo Strom	-16	0	0	0	0	0
Kernenergie	1779	1512	1014	225	0	0
Biomasse, Müll, Übrige	467	718	762	816	850	887
Insgesamt	14225	13403	12649	11727	10886	10495
nachrichtlich:						
Effizienz (BIP/PEV), €/GJ	150	173	197	227	261	289
Quelle: Eigene Berechnungen						


Zwar wird sich die Schere zwischen den Brennstoffkosten aufgrund der geschilderten Preisannahmen und der Wirkungsgradsteigerungen in Zukunft eher etwas schließen, gleichwohl beträgt die Differenz auch im Jahr 2030 noch immer mehr als 45 €/MWh.

Die allmähliche Verdrängung von Stein- und Braunkohle durch Erdgas hat demnach zur Folge, dass sich die Grenzkostenkurve, die die Grundlage für die Ermittlung der Großhandelspreise für Strom bildet, zugunsten der teureren Kraftwerke mit niedrigeren spezifischen CO₂-Emissionen verschiebt. Besonders ausgeprägt ist dieser Effekt für den

Tabelle 28

Stromgroßhandelspreise nach Szenarien in €/MWh						
	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Base						
Kostenoptimierung	47,95	44,54	46,44	49,91	54,04	59,29
EEG-System	47,95	43,17	44,34	47,71	50,67	54,10
EEG-System, Ausstieg	47,95	47,95	50,36	57,88	63,94	70,65
EEG-System, Ausstieg, ETS	47,95	45,51	47,50	55,18	61,17	66,92
EEG-System, Ausstieg, ETS, Domestic Action	47,95	49,36	52,80	60,37	68,92	76,95
Peak						
Kostenoptimierung	57,41	56,28	57,94	62,13	66,08	71,25
EEG-System	57,41	55,29	56,26	60,34	63,38	67,22
EEG-System, Ausstieg	57,41	58,92	60,29	66,22	71,13	77,30
EEG-System, Ausstieg, ETS	57,41	56,60	57,93	64,15	68,69	73,87
EEG-System, Ausstieg, ETS, Domestic Action	57,41	59,57	62,07	67,67	74,06	80,54

Quelle: Eigene Berechnungen



Base-Preise, da dieser Preis stärker von den variablen Kosten der Stein- und Braunkohle abhängt als der Peak-Preis (vgl. Tabelle 28).

Dieser Preisimpuls trifft insbesondere die industriellen Sonderabnehmer, deren Kosten der Strombeschaffung aufgrund der im Vergleich zu anderen Verbrauchern geringen Netzkosten sowie staatlichen Steuern und Abgaben maßgeblich von der Großhandelspreisentwicklung an der Leipziger Strombörse bestimmt werden. Ein Anstieg der Börsenpreise um mehr als 17 €/MWh kann in einzelnen Prozessen Kostenimpulse von bis zu 250 €/t Produkt ergeben.

Erschwerend kommt hinzu, dass Kostenimpulse auf der Großhandelsebene nicht durch Sonderregelungen, wie sie bei der EEG- oder KWK-Umlage oder auch im Rahmen der ökologischen Steuerreform möglich waren und mit denen die Zusatzbelastungen in Grenzen gehalten werden konnten, aufgefangen werden können. Dies gilt selbst dann, wenn die besonderen Abnahmebedingungen der energie- und stromintensiven Sektoren bei der Ermittlung des Großhandelspreises berücksichtigt werden.

Insofern ist davon auszugehen, dass die im Vergleich zum Kostenoptimierungs-Szenario deutlich höheren Großhandelspreise für Strom vor allem die Energiekosten der industriellen Abnehmer treffen – je nach Szenario bis zu 3,5 Mrd. € (vgl. Tabelle 29). Da diese Zusatzkosten kaum durch interne Anpassungsmaßnahmen aufgefangen werden können, von den im internationalen Wettbewerb stehenden Sektoren aber nicht überwältigt werden können, wächst die Gefahr, dass zusätzlich zu den Umbrüchen im

Tabelle 29

Strombezugskosten auf Großhandelsebene nach Szenarien, Abweichungen zum Kostenoptimierungs-Szenario in Mio. €					
	2010	2015	2020	2025	2030
	EEG-Szenario				
Industrie	-295	-441	-476	-734	-1122
Verkehr	-21	-34	-36	-55	-82
Handel, Gewerbe	-162	-249	-261	-394	-595
Haushalte	-165	-261	-267	-404	-602
Alle Endverbraucher	-643	-985	-1041	-1587	-2401
	EEG-/Ausstiegs-Szenario				
Industrie	725	813	1686	2132	2417
Verkehr	54	67	139	170	187
Handel, Gewerbe	414	447	857	1054	1198
Haushalte	426	434	784	954	1089
Alle Endverbraucher	1619	1761	3466	4309	4890
	EEG-/Ausstiegs-/ET-Szenario				
Industrie	1013	1007	1946	2390	2536
Verkehr	75	73	140	167	169
Handel, Gewerbe	581	586	1077	1289	1352
Haushalte	606	571	1006	1160	1208
Alle Endverbraucher	2275	2237	4169	5006	5265
	Domestic Action-Szenario				
Industrie	1055	1358	2150	3041	3533
Verkehr	78	110	182	249	275
Handel, Gewerbe	572	735	1123	1569	1798
Haushalte	571	721	1036	1426	1651
Alle Endverbraucher	2275	2923	4491	6284	7257
Quelle: Eigene Berechnungen					

überwältigt werden können, wächst die Gefahr, dass zusätzlich zu den Umbrüchen im Energiemix auch sektorale Strukturbrüche auftreten, die zu entsprechenden Verlusten an Produktion und Beschäftigung am Standort Deutschland führen können.

9. Zusammenfassung

Die Politik der Klimavorsorge besteht nicht nur in Deutschland, sondern auch in der EU insgesamt aus einer Vielzahl von Zielen, Maßnahmen und Instrumenten. So wurden auf dem Gipfeltreffen der Staats- und Regierungschefs der Europäischen Union am 8./9. März 2007 ein Ziel für die Reduktion des Primärenergieverbrauchs, ein weiteres für den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energiequellen und ein drittes für die Reduktion der Treibhausgasemissionen beschlossen. Ähnlich inflationär haben sich die Zielvorgaben in Deutschland entwickelt: der Beitrag der Erneuerbaren Energien soll bis 2020 auf mindestens 27 % der gesamten Stromerzeugung ansteigen, die Kraft-Wärme-Kopplung ihren Beitrag zur Stromerzeugung mindestens verdoppeln und die Treibhausgasemissionen bis 2020 um mindestens 30 % reduziert werden. Schon diese unterschiedlichen Zielsetzungen können die Effizienz der Klimaschutzpolitik beeinträchtigen, da a priori nicht gewährleistet ist, dass die einzelnen Zielsetzungen sich konsistent in das übergeordnete Ziel der Emissionsminderung einordnen.

Hinzu kommen politisch festgelegte Prioritäten bei der Auswahl einzelner Minderungstechniken. So wird mit dem von der Bundesregierung beschlossenen Gesetz zur geordneten Beendigung der Kernenergienutzung zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität (Ausstiegsgesetz) der Einsatz dieser Technik zur Stromerzeugung mit dem Jahr 2023 beendet sein. Die Kernenergie nimmt im gegenwärtigen Energiesystem jedoch eine wichtige ökonomische und ökologische Funktion wahr. Kernkraftwerke decken relativ verlässlich und kostengünstig ein Drittel des deutschen Strombedarfs, tragen mit dazu bei, dass Strom ohne zusätzliche CO₂-Emissionen erzeugt werden kann und liefern einen großen Teil des für industrielle Produktionsprozesse notwendigen Grundlaststroms. Der Verzicht auf diese Technik wird daher sowohl die Politik der Klimavorsorge wie auch die Strompreise nachhaltig verändern.

Die vorliegende Untersuchung hatte zum Ziel, die Zusatzkosten verschiedener Maßnahmen- und Maßnahmenbündel genauer zu untersuchen, die sich vor allem im Hinblick auf die staatlich vorgegebenen Restriktionen bei der Wahl der einzusetzenden Techniken und Instrumente ergeben. Die gegenwärtig von der Bundesregierung favorisierte Strategie, die Minderungsziele mit einem massiven Ausbau der Erneuerbaren

Energiequellen bei gleichzeitigem Ausstieg aus der Kernenergie zu erreichen ist unter allen denkbaren Varianten die teuerste. Die Gründe dafür sind im einzelnen:

- die Vergütungssysteme für Erneuerbare Energiequellen sind nicht nach den Kosten der CO₂-Minderung ausgerichtet, sondern nach Techniken und Anlagenstandorten. Dabei ist die Vergütung umso höher, je ineffizienter und kleiner die Anlage ist. In einzelnen Fällen wie z.B. der Photovoltaik erreichen die Vermeidungskosten mehr als 800 €/t CO₂.
- Mit dem Beschluss zum Ausstieg aus der Kernenergie, die sogar beim Neubau Vermeidungskosten von unter 10 €/t CO₂ induziert, entfällt nicht nur eine kostengünstige Minderungsstrategie, sondern muss durch Minderungsoptionen ersetzt werden, deren Vermeidungskosten um den Faktor zehn höher liegen.

Die höchsten Zusatzkosten verursacht jedoch jene Minderungsstrategie, die allein auf den Einsatz nationaler Maßnahmen abzielt und die Möglichkeiten der projektbasierten Minderungsmöglichkeiten vollständig ausklammert. Die Zusatzkosten erreichen am Ende der Untersuchungszeitraumes mehr als 18 Mrd. € und erfordern zudem einen strukturellen Wandel in der öffentlichen Stromerzeugung, der durchaus als dramatisch bezeichnet werden kann. Innerhalb der nächsten 25 Jahre wird die Stromerzeugung auf Basis Stein- und Braunkohle mehr als halbiert. Die Kernenergie wird ohnehin nur noch über die vorgesehene Restnutzungsdauer genutzt. Neue Kraftwerke werden ausschließlich nur noch auf Basis regenerativer Energiequellen oder mit Erdgas als Brennstoff zugebaut. Bei Erreichen der wirtschaftlichen Nutzungsdauer scheiden auch nach 2030 die in den nächsten Jahren neu errichteten Steinkohleanlagen und die in den neunziger Jahren in Ostdeutschland errichteten Braunkohlekraftwerke ersatzlos aus dem Bestand aus. Nach Abschluss dieses Strukturwandels basiert die Stromerzeugung in öffentlichen Kraftwerken nur noch auf Erneuerbaren Energiequellen und Erdgas.

Um diese schwerwiegenden strukturellen Umbrüche zu vermeiden, müssen die bislang in der Klimaschutzpolitik eingesetzten Maßnahmen und Instrumente auf ihre innere Konsistenz und Widerspruchsfreiheit überprüft und der Einsatz projektbasierter Minderungsoptionen stärker ausgebaut werden. Ohne diese strategische Umorientierung besteht nämlich die Gefahr, dass sich die Wirkungen der einzelnen Instrumente zum Teil überlappen, in besonders ungünstigen Fällen sogar gegenseitig behindern. Diese Aufgabe ist nur bei zum Teil grundlegenden Korrekturen des bisherigen Instrumentenmixes und der ökologischen, energiewirtschaftlichen und ökonomischen Prioritätensetzungen zu lösen. Die Verlängerung der Laufzeiten der bestehenden Kernkraftwerke ist dabei möglicherweise nur ein Beispiel für diese fälligen Korrekturen. Viel entscheidender ist die grundsätzliche Stärkung des Effizienzaspektes im Instrumenteneinsatz bei unveränderten ökologischen Zielen.

Tabellen-Anhang

Szenario I: Optimierung

Tabelle A I

Endenergieverbrauch im Kostenoptimierungs-Szenario in PJ							
	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	nach Sektoren						
Industrie	2421	2367	2361	2319	2282	2209	2174
Verkehr	2750	2604	2599	2528	2464	2420	2418
GHD	1478	1479	1462	1424	1406	1379	1361
Haushalte	2618	2763	2625	2574	2541	2499	2454
Alle Sektoren	9267	9212	9047	8846	8694	8507	8407
	nach Energieträgern						
Steinkohle	175	161	152	145	138	124	117
Braunkohle	5	5	5	5	4	4	4
Übrig. FB	534	585	584	578	619	631	643
Benzin	1238	1014	970	894	843	783	764
Diesel	1145	1131	1103	1079	1044	1030	1022
Kerosin	297	341	388	402	408	415	417
Heizöl, I	1149	1071	988	904	863	842	814
Heizöl, s.	96	94	82	79	74	69	65
Übrig. Mineralöle	136	116	113	113	113	109	108
Erdgas	2241	2341	2338	2362	2349	2321	2307
Übrig. Gase	206	177	158	153	142	120	114
Strom	1780	1825	1836	1811	1788	1770	1757
Fernwärme	265	350	330	322	308	290	276
Alle Energieträger	9267	9212	9047	8846	8694	8507	8407
Quelle: Eigene Berechnungen							EEFA

Tabelle A 2

Primärenergieverbrauch im Kostenoptimierungs-Szenario in PJ							
	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Steinkohle	2021	1841	1447	1319	1209	1130	1096
Braunkohle	1550	1596	1429	1385	1352	1240	1152
Mineralöle	5499	5106	4893	4684	4542	4425	4351
Naturgase	3015	3283	3241	3267	3231	3181	3180
Wasserkraft, Windkraft	127	169	232	220	237	231	244
Außenhandelsaldo Strom	11	-16	0	0	0	0	0
Kernenergie	1851	1779	1674	1674	1674	1780	1772
Biomasse, Müll, Übrige	327	467	715	676	715	728	741
Alle Energieträger	14401	14225	13631	13224	12960	12714	12535
nachrichtlich:							
Effizienz (BIP/PEV), €/GJ	143	150	170	192	215	240	268
Quelle: Eigene Berechnungen							



Szenario II: EE-Ausbau


Tabelle A 3

Endenergieverbrauch im EEG-Szenario in PJ							
	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	nach Sektoren						
Industrie	2421	2367	2333	2279	2271	2225	2195
Verkehr	2750	2604	2597	2560	2526	2523	2522
GHD	1477	1479	1458	1428	1412	1392	1372
Haushalte	2618	2763	2651	2619	2597	2578	2550
Alle Sektoren	9267	9212	9038	8886	8805	8718	8639
	nach Energieträgern						
Steinkohle	175	161	151	144	137	124	118
Braunkohle	5	5	5	5	4	4	4
Übrig. FB	534	585	583	577	619	637	654
Benzin	1238	1014	970	925	904	883	863
Diesel	1145	1131	1103	1079	1044	1034	1026
Kerosin	297	341	388	402	409	416	417
Heizöl, I	1149	1071	1003	932	897	884	865
Heizöl, s.	96	94	82	79	74	69	65
Übrig. Mineralöle	136	116	113	113	113	109	108
Erdgas	2241	2341	2365	2398	2395	2381	2380
Übrig. Gase	206	177	157	152	143	129	125
Strom	1780	1825	1794	1766	1767	1767	1745
Fernwärme	265	350	325	314	298	281	268
Alle Energieträger	9267	9212	9038	8886	8805	8718	8639
Quelle: Eigene Berechnungen							EEFA

Tabelle A 4

Primärenergieverbrauch im EEG-Szenario in PJ							
	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Steinkohle	2021	1841	1372	1243	1112	1036	1003
Braunkohle	1550	1596	1335	1258	1219	1131	1072
Mineralöle	5499	5106	4907	4743	4632	4571	4507
Naturgase	3015	3283	3267	3283	3271	3248	3253
Wasserkraft, Windkraft	127	169	232	297	371	488	516
Außenhandelsaldo Strom	11	-16	0	0	0	0	0
Kernenergie	1851	1779	1621	1442	1316	1060	947
Biomasse, Müll, Übrige	327	467	713	730	790	815	838
Alle Energieträger	14401	14225	13448	12997	12711	12350	12136
nachrichtlich:							
Effizienz (BIP/PEV), €/GJ	143	150	172	194	216	243	271

Quelle: Eigene Berechnungen



Szenario III: EE-Ausbau und Kernenergieausstieg

Tabelle A 5



Endenergieverbrauch im EEG/Ausstiegs-Szenario in PJ							
	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	nach Sektoren						
Industrie	2421	2367	2300	2241	2224	2177	2129
Verkehr	2750	2604	2596	2517	2448	2397	2415
GHD	1478	1479	1457	1418	1387	1356	1327
Haushalte	2618	2763	2617	2493	2420	2379	2285
Alle Sektoren	9267	9212	8970	8669	8479	8309	8155
	nach Energieträgern						
Steinkohle	175	161	150	144	137	125	118
Braunkohle	5	5	5	5	4	4	4
Übrig. FB	534	585	580	572	590	611	608
Benzin	1238	1014	970	892	840	778	768
Diesel	1145	1131	1102	1066	1027	1008	1011
Kerosin	297	341	388	402	409	416	418
Heizöl, I	1149	1071	986	883	847	812	771
Heizöl, s.	96	94	79	76	71	64	59
Übrig. Mineralöle	136	116	113	113	113	109	108
Erdgas	2241	2341	2332	2293	2274	2251	2209
Übrig. Gase	206	177	151	146	137	121	114
Strom	1780	1825	1790	1763	1733	1732	1704
Fernwärme	265	350	326	315	298	278	263
Alle Energieträger	9267	9212	8970	8669	8479	8309	8155
Quelle: Eigene Berechnungen							

Tabelle A 6

Primärenergieverbrauch im EEG/Ausstiegs-Szenario in PJ							
	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Steinkohle	2021	1841	1388	1415	1397	1396	1217
Braunkohle	1550	1596	1357	1305	1219	961	859
Mineralöle	5499	5106	4872	4637	4495	4356	4290
Naturgase	3015	3283	2983	2939	2911	2872	2823
Wasserkraft, Windkraft	127	169	232	297	371	488	516
Außenhandelsaldo Strom	11	-16	0	0	0	0	0
Kernenergie	1851	1779	1512	1014	225	0	0
Biomasse, Müll, Übrige	327	467	710	726	761	789	792
Alle Energieträger	14401	14225	13056	12333	11379	10862	10497
nachrichtlich:							
Effizienz (BIP/PEV), €/GJ	143	150	178	203	236	265	294

Quelle: Eigene Berechnungen




Szenario IV: EE-Ausbau, Kernenergieausstieg und Emissionshandel

Tabelle A 7

Endenergieverbrauch im EEG/Ausstiegs/ET-Szenario in PJ							
	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	nach Sektoren						
Industrie	2421	2367	2370	2361	2347	2307	2239
Verkehr	2750	2604	2624	2607	2582	2544	2528
GHD	1478	1479	1511	1465	1448	1416	1381
Haushalte	2618	2763	2625	2574	2541	2499	2454
Alle Sektoren	9267	9212	9131	9007	8918	8765	8602
	nach Energieträgern						
Steinkohle	175	161	150	139	132	123	107
Braunkohle	5	5	5	15	19	24	19
Übrig. FB	534	585	580	560	596	604	609
Benzin	1238	1014	987	963	943	875	821
Diesel	1145	1131	1111	1089	1064	1064	1079
Kerosin	297	341	388	403	410	418	419
Heizöl, I	1149	1071	1012	943	914	896	864
Heizöl, s.	96	94	84	92	91	91	83
Übrig. Mineralöle	136	116	113	123	128	129	133
Erdgas	2241	2341	2344	2375	2364	2338	2321
Übrig. Gase	206	177	160	158	148	126	117
Strom	1780	1825	1865	1828	1802	1788	1756
Fernwärme	265	350	331	320	306	288	274
Alle Energieträger	9267	9212	9131	9007	8918	8765	8602
Quelle: Eigene Berechnungen							EEFA

Tabelle A 8

Primärenergieverbrauch im EEG/Ausstiegs/ET-Szenario in PJ							
	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Steinkohle	2021	1841	1522	1498	1485	1397	1339
Braunkohle	1550	1596	1377	1370	1308	1013	802
Mineralöle	5499	5106	4931	4817	4739	4641	4553
Naturgase	3015	3283	3310	3394	3700	3782	3792
Wasserkraft, Windkraft	127	169	232	297	371	488	516
Außenhandelsaldo Strom	11	-16	0	0	0	0	0
Kernenergie	1851	1779	1512	1014	225	0	0
Biomasse, Müll, Übrige	327	467	711	713	768	782	793
Alle Energieträger	14401	14225	13595	13104	12596	12104	11796
nachrichtlich:							
Effizienz (BIP/PEV), €/GJ	143	150	171	192	217	243	270
Quelle: Eigene Berechnungen							

Szenario V: EE-Ausbau, Kernenergieausstieg, Emissionshandel und Domestic Action

Tabelle A 9



Endenergieverbrauch im Domestic-Action-Szenario in PJ								
	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	
	nach Sektoren							
Industrie	2421	2367	2345	2292	2223	2146	2094	
Verkehr	2750	2604	2596	2489	2326	2157	2127	
GHD	1478	1479	1458	1421	1373	1331	1290	
Haushalte	2618	2763	2609	2454	2351	2260	2197	
Alle Sektoren	9267	9212	9008	8656	8274	7894	7708	
	nach Energieträgern							
Steinkohle	175	161	151	145	135	121	114	
Braunkohle	5	5	5	5	4	4	4	
Übrig. FB	534	585	582	573	580	578	578	
Benzin	1238	1014	969	894	801	648	585	
Diesel	1145	1131	1101	1037	943	899	910	
Kerosin	297	341	388	402	409	417	418	
Heizöl, I	1149	1071	978	880	816	772	735	
Heizöl, s.	96	94	82	79	73	69	64	
Übrig. Mineralöle	136	116	113	113	113	109	108	
Erdgas	2241	2341	2337	2275	2246	2199	2177	
Übrig. Gase	206	177	157	152	141	120	112	
Strom	1780	1825	1816	1781	1707	1674	1633	
Fernwärme	265	350	330	322	304	284	268	
Alle Energieträger	9267	9212	9008	8656	8274	7894	7708	
Quelle: Eigene Berechnungen								

Tabelle A 10

Primärenergieverbrauch im Domestic-Action-Szenario in PJ							
	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Steinkohle	2021	1841	1437	1363	1359	1135	943
Braunkohle	1550	1596	1282	1257	1001	616	354
Mineralöle	5499	5106	4880	4617	4353	4091	3983
Naturgase	3015	3283	3343	3337	3595	3650	3757
Wasserkraft, Windkraft	127	169	232	297	379	544	572
Außenhandelsaldo Strom	11	-16	0	0	0	0	0
Kernenergie	1851	1779	1512	1014	225	0	0
Biomasse, Müll, Übrige	327	467	718	762	816	850	887
Alle Energieträger	14401	14225	13403	12649	11727	10886	10495
nachrichtlich:							
Effizienz (BIP/PEV), €/GJ	143	150	173	197	227	261	289

Quelle: Eigene Berechnungen



Zusammenfassende Tabellen

Tabelle A 11

Grenzvermeidungskosten nach Szenarien					
	2010	2015	2020	2025	2030
	in €/t CO ₂				
Kostenoptimierung	17,80	17,50	18,40	19,90	22,30
EEG-System	13,40	12,10	11,80	10,30	9,20
EEG-System, Ausstieg	22,40	22,60	23,00	27,90	30,80
EEG-System, Ausstieg, Emissionshandel	17,80	17,50	18,40	19,90	22,30
EEG-System, Ausstieg, Emissionshandel, Domestic Actio	22,70	25,00	26,40	32,20	35,80


Quelle: Eigene Berechnungen 

Tabelle A 12

Stromgroßhandelspreise nach Szenarien in €/MWh						
	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	Base					
Kostenoptimierung	47,95	44,54	46,44	49,91	54,04	59,29
EEG-System	47,95	43,17	44,34	47,71	50,67	54,10
EEG-System, Ausstieg	47,95	47,95	50,36	57,88	63,94	70,65
EEG-System, Ausstieg, ETS	47,95	45,51	47,50	55,18	61,17	66,92
EEG-System, Ausstieg, ETS, Domestic Actio	47,95	49,36	52,80	60,37	68,92	76,95
	Peak					
Kostenoptimierung	57,41	56,28	57,94	62,13	66,08	71,25
EEG-System	57,41	55,29	56,26	60,34	63,38	67,22
EEG-System, Ausstieg	57,41	58,92	60,29	66,22	71,13	77,30
EEG-System, Ausstieg, ETS	57,41	56,60	57,93	64,15	68,69	73,87
EEG-System, Ausstieg, ETS, Domestic Actio	57,41	59,57	62,07	67,67	74,06	80,54



Quelle: Eigene Berechnungen 

Tabelle A 13

Zusatzkosten verschiedener Klimavorsorgestrategien				
	2010	2020	2030	Kumuliert
	in Mio. €			
Kostenoptimierung	604	2264	4046	45816
EEG-System	5510	8672	8597	163419
EEG-System, Ausstieg	5568	8938	11247	175232
EEG-System, Ausstieg, Emissionshandel	8381	11383	12103	220829
EEG-System, Ausstieg, Emissionshandel, Domestic Actio	8408	13268	18205	276355
	in €/t CO₂			
Kostenoptimierung	18,07	16,06	16,85	
EEG-System	113,59	55,70	35,79	
EEG-System, Ausstieg	119,03	73,04	46,83	
EEG-System, Ausstieg, Emissionshandel	108,63	75,94	50,23	
EEG-System, Ausstieg, Emissionshandel, Domestic Actio	181,87	118,91	75,63	
Quelle: Eigene Berechnungen				

Literatur- und Quellenverzeichnis

- Arndt, H.-W., Heins, B., Hillebrand, B., Meyer, E.-C., Pfaffenberger, W. und Ströbele, W. (1998), Ökosteuern auf dem Prüfstand der Nachhaltigkeit, *Angewandte Umweltforschung*, Band 13, Berlin: Analytica.
- Hillebrand, B., Buttermann, H.G., Behringer, J.M., Bleuel, M. (2006), The Expansion of Renewable Energies and Employment Effects in Germany, *Energy Policy*, Volume 34;
- Hillebrand, B., Buttermann, H.G., Behringer, J.M., Bleuel, M. (2005), Beschäftigungsbilanz des weiteren Ausbaus Erneuerbarer Energien, *Zeitschrift für Energiewirtschaft* Jg. 29, Köln.
- Institut für Wohnen und Umwelt, IWU (2003), Deutsche Gebäudetypologie, Systematik und Datensätze, Darmstadt;
- Jäger, G., Theis, K.A. (2001), Increase of Power Plant Efficiency, *VBG PowerTech*; Jg. 2001, Heft 11, S.21 ff.
- KfW Bankengruppe (2007), Umwelt-Monitor Februar 2007, Frankfurt a. Main;
- Lindenberger, D., Wissen, R., Bartels, M., Hillebrand B., Buttermann, H.G. (2005), Ökonomische Auswirkungen alternativer Laufzeiten von Kernkraftwerken in Deutschland, Köln:
- Neubarth, J., O. Woll, Ch. Weber und M. Gerecht (2006), Beeinflussung der Spotmarktpreise durch Windstromerzeugung, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Jg. 56;
- Nitsch, J. (2007), Leitstudie 2007, „Ausbaustrategie Erneuerbare Energien“, Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit;
- Rehfeldt, K. (2004), Antworten auf die Fragen der SPD zur öffentlichen Anhörung des Umweltausschusses am 8.März 2004, Berlin;

- Reiche, D., Bechberger, M. (2004), Policy differences in the promotion of renewable energies in the EU member states. *Energy policy*, Volume 32;
- Rühland, P.-C. (1993), Moderner 500-Megawatt-Steinkohleblock im Kraftwerk Staudinger, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Jg. 43, S. 624 f;
- Scholz, R. (2004), Kohlenstoffbedarf und resultierende Kohlendioxid-Emission beim Hochofenprozess. Gutachten im Auftrag der ThyssenKrupp Stahl AG.
- Statistisches Bundesamt (2003), Bevölkerung Deutschlands bis 2050, Ergebnisse der 10. koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung, Stuttgart: Metzler und Poeschel.
- The World Bank (2007), State and Trends of the Carbon Market in 2007, Washington D.C.;
- Umweltbundesamt (2006), Nationaler Inventarbericht zum deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2004, Reihe „Climate Change“ 03/06“, Dessau;
- VEAG (2000), Geschäftsbericht 1999, Berlin;
- Verein deutscher Zementwerke (Hrsg.), Tätigkeitsberichte 2005 bis 2007, Bau & Technik. Düsseldorf;
- Wissenschaftlicher Beirat beim Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (2004), Zur Förderung erneuerbarer Energien, Berlin 2004.