

Auswirkungen des europäischen Emissionshandels- systems auf die deutsche Industrie

Endbericht

Projektträger
Umweltstiftung WWF Deutschland

gefördert durch
Bundesministerium für Umwelt,
Naturschutz und Reaktorsicherheit,
Umweltbundesamt

sowie
Umweltstiftung WWF Deutschland

Berlin/Köln, den 1. September 2003

Öko-Institut e.V.
Novalisstraße 10
D-10115 Berlin
Tel.: (030) 280 486-80
Fax: (030) 280 486-88
www.oeko.de

DIW Berlin
Königin-Luise-Straße 5
D-14195 Berlin
Tel.: (030) 897 89-0
Fax: (030) 897 89-200
www.diw.de

ECOFYS GmbH
Eupener Straße 59
D-50933 Köln
Tel.: (0221) 510 907-0
Fax: (0221) 510907-49
www.ecofys.de

Dr. Felix Chr. Matthes (Öko-Institut, Projektleitung)
Dipl.-Volksw. Martin Cames (Öko-Institut)
Dipl.-Ing. Odette Deuber (Öko-Institut)
Dipl.-Ing. Julia Repenning (Öko-Institut)
Dipl.-Ing. Matthias Koch (ECOFYS)
Dr. Jochen Harnisch (ECOFYS)
Dipl.-Volksw. Michael Kohlhaas (DIW Berlin)
Dipl.-Volksw. Katja Schumacher (DIW Berlin)
Dr. Hans-Joachim Ziesing (DIW Berlin)

Dieses Projekt wurde finanziell vom Bundesumweltministerium und vom Umweltbundesamt gefördert.

Die Förderer übernehmen keine Gewähr für die Richtigkeit, die Genauigkeit und Vollständigkeit der Angaben sowie für die Beachtung privater Rechte Dritter. Die geäußerten Ansichten und Meinungen müssen nicht mit denen der Förderer übereinstimmen.

Inhaltsverzeichnis

1	EINLEITUNG UND AUFTRAG	11
2	EMISSIONSHANDEL IN DER AKTUELLEN WISSENSCHAFTLICHEN DISKUSSION	13
2.1	VORBEMERKUNGEN	13
2.2	„THE ECONOMIC EFFECT OF EU-WIDE INDUSTRY-LEVEL EMISSION TRADING TO REDUCE GREENHOUSE GASES – RESULTS FROM PRIMES ENERGY SYSTEM MODEL“	13
2.3	GETS 3 – GREENHOUSE GAS AND ENERGY TRADING SIMULATIONS	15
2.4	„ZERTIFIKATEHANDEL FÜR CO ₂ -EMISSIONEN AUF DEM PRÜFSTAND“	21
2.4.1	Fragestellung und Methodik	21
2.4.2	Konzeptionelle Analyse des EU-Richtlinienentwurfs	22
2.4.3	Die Analyse mit dem angewandten Gleichgewichtsmodell code TM	22
2.4.4	Die Analyse mit dem RWI-Modellsystem	28
2.4.5	Zusammenfassung und Fazit	33
3	SIMULATION VERSCHIEDENER AUSGESTALTUNGSVARIANTEN FÜR EINEN EU-EMISSIONSHANDEL IN DEUTSCHLAND	36
3.1	MODELLBESCHREIBUNG	36
3.1.1	Ziel und Aufbau des Modells	36
3.1.2	Voreinstellung und Eingangsdatensätze	38
3.1.3	Modell- und Kontrollfunktionen	41
3.1.4	Berechnung der Vermeidungspotenziale und Bestimmung der Kostenbelastung verschiedener Varianten der Primärallokation	41
3.2	DATENGRUNDLAGEN	44
3.3	ENTWICKLUNG DER CO ₂ -EMISSIONEN VON 1990 BIS 2001	46
3.3.1	Entwicklung der CO ₂ -Emissionen aus dem Endenergieverbrauch der Industrie	46
3.3.2	Entwicklung der CO ₂ -Emissionen aus den Industriekraftwerken	49
3.3.3	Entwicklung der CO ₂ -Emissionen aus den Kraftwerken der allgemeinen Versorgung und der Fernwärmeerzeugung	54
3.3.4	Entwicklung der nicht-energiebedingten CO ₂ -Emissionen in der Industrie	57
3.3.5	Entwicklung der gesamten Emissionen von Bergbau, Industrie, Stromerzeugung der öffentlichen Elektrizitätsversorgung und Fernwärme von 1990 bis 2001	58
3.4	PROJEKTIONEN FÜR DIE CO ₂ -EMISSIONEN BIS 2010	59
3.5	ERFASSUNGSGRAD DES EU-RICHTLINIENVORSCHLAGS	65
3.6	VARIANTEN FÜR DIE ALLOKATION VON EMISSIONSRECHTEN FÜR DEUTSCHLAND IM JAHR 2010	72
3.6.1	Vorbemerkungen	72
3.6.2	Allokationsvarianten auf Grundlage ausgewählter Basisjahre	73
3.6.3	Allokationsvarianten auf Grundlage differenzierter Branchenziele	77
3.6.4	Allokationsvarianten unter Berücksichtigung spezifischer Aspekte	80
3.6.5	Allokationsvarianten auf Basis kostenorientierter Kenngrößen	84

3.6.6	Spezifische Allokationsvarianten für die öffentliche Stromversorgung	87
3.6.7	Allokation mit Teilauktionierung.....	90
3.7	VERMEIDUNGSKOSTEN	93
3.7.1	Einführung.....	93
3.7.2	Die CO ₂ -Vermeidungskostenkurve in der Variante „Perfect policy“	94
3.7.3	Der Einfluss der Brennstoffpreise und Zinssätze auf die Vermeidungskosten	97
3.7.4	Varianten der Umsetzung von Maßnahmen	100
3.7.5	Zusammenfassung der Vermeidungsoptionen	103
3.8	ZERTIFIKATSPREISNIVEAUS	104
3.9	BERECHNUNGSERGEBNISSE	110
3.9.1	Gesamtbilanz.....	110
3.9.2	Allokationsvarianten auf Grundlage ausgewählter Basisjahre.....	114
3.9.3	Allokationsvarianten auf Grundlage differenzierter Branchenziele.....	117
3.9.4	Allokationsvarianten mit Berücksichtigung spezifischer Aspekte	120
3.9.5	Allokationsvarianten auf Basis wertschöpfungsorientierter Kenngrößen.....	123
3.9.6	Spezifische Allokationsvarianten für die öffentliche Stromversorgung.....	125
3.9.7	Allokation mit Teilauktionierung.....	127
3.9.8	Zusammenfassung	129
4	WIRTSCHAFTLICHE AUSWIRKUNGEN ALTERNATIVER	
	ALLOKATIONSVERFAHREN	134
4.1	VORBEMERKUNG	134
4.2	ERSTVERTEILUNG UND WIRTSCHAFTLICHE THEORIE	134
4.3	EINZELWIRTSCHAFTLICHE ANPASSUNGSREAKTIONEN.....	137
4.4	GESAMTWIRTSCHAFTLICHE ANPASSUNGSMECHANISMEN.....	138
4.5	EINIGE VORLÄUFIGE SCHLUSSFOLGERUNGEN	141
5	ZUSAMMENFASSUNG UND SCHLUSSFOLGERUNGEN.....	143
5.1	ZUSAMMENFASSUNG	143
5.2	SCHLUSSFOLGERUNGEN.....	150
6	LITERATUR.....	151

ANHANGBAND

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1:	Gesamtkostenvergleich verschiedener Emissionshandelssysteme für die EU und Deutschland	14
Abbildung 2-2:	Grenzvermeidungskosten innerhalb der EU unter verschiedenen Handelsszenarien.....	15
Abbildung 2-3:	Mögliche Aufwendungen und Erlöse deutscher Sektoren im europäischen Emissionshandel, 2005-2017.....	19
Abbildung 3-1:	Benutzeroberfläche der Steuerungseinheit von SIMET	39
Abbildung 3-2:	Programmablauf von SIMET (schematisch).....	43
Abbildung 3-3:	Spezifische Emissionen in den Kraftwerken der öffentlichen Elektrizitätsversorgung, 2000 und 2010.....	88
Abbildung 3-4:	Vermeidungskostenkurve der CO ₂ -Minderungsmaßnahmen der Stromwirtschaft und der Industrie in Deutschland für das Jahr 2010	95
Abbildung 3-5:	CO ₂ -Vermeidungskostenkurve für die Stromerzeugung.....	96
Abbildung 3-6:	CO ₂ -Vermeidungskostenkurve für die Eisen- und Stahlindustrie	97
Abbildung 3-7:	CO ₂ -Vermeidungskostenkurve für die deutsche Stromwirtschaft und Industrie im Jahre 2010, in Abhängigkeit von den Brennstoffpreisen	98
Abbildung 3-8:	CO ₂ -Vermeidungskostenkurve für die deutsche Stromwirtschaft und Industrie im Jahre 2010 und der Einfluss des Zinssatzes: Gesamtübersicht	99
Abbildung 3-9:	CO ₂ -Vermeidungskostenkurve für die deutsche Stromwirtschaft und Industrie im Jahre 2010 und der Einfluss des Zinssatzes, Kostenbereich von –100 bis +100 €/t CO ₂	100
Abbildung 3-10:	Vermeidungskostenkurven der Grenzkosten von Minderungsmaßnahmen für die vier Umsetzungsvarianten.....	102
Abbildung 3-11:	Entwicklung der Preise für Emissionsrechte im britischen Emissionshandelssystem, 2002 und 2003	107
Abbildung 3-12:	Gesamtkosten bzw. -erlöse der Branchen mit großen Emissionsanteilen bei einem Zertifikatspreis von 10 €/t CO ₂ (Vermeidungskostenvariante „Pragmatic approach“ sowie Referenz-Baseline), 2010	130

Abbildung 3-13:	Gesamtkosten bzw. -erlöse der Branchen mit großen Emissionsanteilen bei einem Zertifikatspreis von 10 €/t CO ₂ (Vermeidungskostenvariante „Pragmatic approach“ sowie Alternativ-Baseline), 2010	131
Abbildung 3-14:	Gesamtkosten bzw. -erlöse der Branchen mit mittleren Emissionsanteilen bei einem Zertifikatspreis von 10 €/t CO ₂ (Vermeidungskostenvariante „Pragmatic approach“ sowie Referenz-Baseline), 2010	132
Abbildung 3-15:	Gesamtkosten bzw. -erlöse der Branchen mit mittleren Emissionsanteilen bei einem Zertifikatspreis von 10 €/t CO ₂ (Vermeidungskostenvariante „Pragmatic approach“ sowie Alternativ-Baseline), 2010	132

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1:	Annahmen der drei Basisszenarien	17
Tabelle 2-2:	Netto-Handelsvolumen unter vollkommenen Handel, gesamter Zeitraum	18
Tabelle 2-3:	CO ₂ -Emissionen im Referenzfall	24
Tabelle 2-4:	Resultate der Simulationsrechnungen mit code TM.....	26
Tabelle 2-5:	Langfristige Grenzvermeidungskosten in der Stromerzeugung	31
Tabelle 2-6:	Makroökonomische Effekte eines Emissionshandels (Veränderung gegenüber dem Szenario Marrakesch)	33
Tabelle 3-1:	Sektorgliederung nach der statistischen Systematik der Wirtschaftszweige	37
Tabelle 3-2:	Prozessbedingte CO ₂ - Emissionen	38
Tabelle 3-3:	CO ₂ -Emissionen aus dem industriellen Endenergieverbrauch, 1990-2001.....	47
Tabelle 3-4:	CO ₂ -Emissionen aus den Stromerzeugungsanlagen von Bergbau und Verarbeitendem Gewerbe, 1990-2001.....	51
Tabelle 3-5:	Stromerzeugung in den Industriekraftwerken im Bergbau und Verarbeitendem Gewerbe, 1990-2001.....	52
Tabelle 3-6:	Stromverbrauch im Bergbau und Verarbeitendem Gewerbe 1990-2001	52
Tabelle 3-7:	Spezifische Emissionen der Stromerzeugung im Bergbau und Verarbeitendem Gewerbe, 1990-2001.....	53
Tabelle 3-8:	CO ₂ -Emissionen aus den Stromerzeugungsanlagen der öffentlichen Elektrizitätsversorgung sowie der Fernwärmeerzeugung, 1990-2001	54
Tabelle 3-9:	Stromerzeugung in den Kraftwerken der öffentlichen Elektrizitätsversorgung und Fernwärmeerzeugung, 1990-2001.....	55
Tabelle 3-10:	Spezifische CO ₂ -Emissionen der Kraftwerke der öffentlichen Elektrizitätsversorgung und der Fernwärmeerzeugung, 1990-2001.....	56
Tabelle 3-11:	Nicht-energiebedingte CO ₂ -Emissionen aus Industrieprozessen, 1990-2001.....	57

Tabelle 3-12:	Gesamte energiebedingte und nicht-energiebedingte CO ₂ -Emissionen von Bergbau, Industrie, Kraftwerken der öffentlichen Stromversorgung und Fernwärme, 1990-2001	58
Tabelle 3-13:	Projektionen für die CO ₂ -Emissionen aus dem industriellen Endenergieverbrauch, 2005 und 2010	60
Tabelle 3-14:	Projektionen für die CO ₂ -Emissionen aus den Stromerzeugungsanlagen von Bergbau und Verarbeitendem Gewerbe, 2005 und 2010	61
Tabelle 3-15:	Projektionen für die CO ₂ -Emissionen aus den Stromerzeugungsanlagen der öffentlichen Elektrizitätsversorgung sowie der Fernwärmeerzeugung, 2005 und 2010	62
Tabelle 3-16:	Projektionen für die nicht-energiebedingten CO ₂ -Emissionen aus Industrieprozessen, 2005 und 2010	62
Tabelle 3-17:	Gesamte energiebedingte und nicht-energiebedingte CO ₂ -Emissionen von Bergbau, Industrie, Kraftwerken der öffentlichen Stromversorgung und Fernwärme, 1990-2001 und Projektionen für 2005/2010	63
Tabelle 3-18:	Altersstruktur der Wärmekraftwerksblöcke nach Leistungsgruppen, Energieträgern und Inbetriebnahmezeitraum, 1993 und 2000	66
Tabelle 3-19:	CO ₂ -Emissionen aus Industriekraftwerken nach Größenklassen der elektrischen Leistung, 1990-2001	67
Tabelle 3-20:	Spezifischer Energieverbrauch, Beschäftigte, Betriebsgrößenklassen und Erfassungsgrad im Produzierenden Gewerbe, 1999	68
Tabelle 3-21:	Erfassungsgrade	70
Tabelle 3-22:	Gesamte energiebedingte und nicht-energiebedingte CO ₂ -Emissionen von Bergbau, Industrie, Kraftwerken der öffentlichen Stromversorgung und Fernwärme unter Berücksichtigung der Erfassungsgrade, 1990-2001 und Projektionen für 2005/2010	71
Tabelle 3-23:	Allokationsvarianten auf Grundlage ausgewählter Basisjahre, 2010	74
Tabelle 3-24:	Allokationsvarianten auf Grundlage der Selbstverpflichtungserklärungen, 2010	79
Tabelle 3-25:	Allokationsvarianten für spezifische Sonderregelungen, 2010	83
Tabelle 3-26:	Allokationsvarianten auf Basis kostenorientierter Kenngrößen, 2010	85

Tabelle 3-27:	Spezifische Allokationsvarianten für die öffentliche Stromversorgung, 2010	89
Tabelle 3-28:	Allokationsvarianten mit Teilauktionierung, 2010.....	91
Tabelle 3-29:	Verfügbare Potenziale zur CO ₂ -Minderung der Stromwirtschaft und der Industrie in Deutschland für das Jahr 2010	94
Tabelle 3-30:	CO ₂ -Minderungspotenziale für die deutsche Stromwirtschaft und Industrie in 2010, aufgeteilt nach Kostengruppen.....	96
Tabelle 3-31:	Geschätzte Brennstoffpreise frei Grenze im Jahre 2010	98
Tabelle 3-32:	Übersicht über die Berücksichtigung von Vermeidungsmaßnahmen für die vier Varianten	101
Tabelle 3-33:	Für einzelne Kostenbereiche verfügbare CO ₂ -Minderungsmaßnahmen der deutschen Stromwirtschaft und Industrie für das Jahr 2010, abhängig von der zugrunde liegenden Variante der Vermeidungskostenkurve	102
Tabelle 3-34:	Emissionsrechtepreis im Falle eines vollständigen globalen Emissionshandels (ohne Berücksichtigung des Bonn Agreements und des Marrakech Accords).....	105
Tabelle 3-35:	Emissionsrechtepreis im Jahr 2010 im Falle eines globalen Emissionshandels unter Berücksichtigung des Bonn Agreements und des Marrakech Accords sowie der Nichtteilnahme der USA	106
Tabelle 3-36:	Preise für Emissionsrechte nach Typ und Jahrgang, März 2002.....	108
Tabelle 3-37:	Preiserwartungen für Emissionsrechte im Europäischen Emissionshandelssystem	108
Tabelle 3-38:	Gesamtkosten im Emissionshandelssystem für verschiedene Varianten Zertifikatspreisniveaus, Vermeidungskostenansätze und Baseline-Varianten, 2010.....	112
Tabelle 3-39:	Zu- und Verkaufsaldo für Deutschland bei verschiedenen Varianten für Zertifikatspreisniveaus, Vermeidungskostenansätze und Baseline-Varianten, 2010	113
Tabelle 3-40:	Gesamtkosten der Allokationsvarianten für verschiedene Basisjahre bei einem Zertifikatspreis von 10 €/t CO ₂ (Vermeidungskostenvariante „Pragmatic approach“), 2010	114
Tabelle 3-41:	Zukaufsaldo der Allokationsvarianten für verschiedene Basisjahre bei einem Zertifikatspreis von 10 €/t CO ₂ (Vermeidungskostenvariante „Pragmatic approach“), 2010	116

Tabelle 3-42:	Gesamtkosten der Allokationsvarianten auf Grundlage der Selbstverpflichtungserklärungen bei einem Zertifikatspreis von 10 €/t CO ₂ (Vermeidungskostenvariante „Pragmatic approach“), 2010	118
Tabelle 3-43:	Zukaufsaldo der Allokationsvarianten auf Grundlage der Selbstverpflichtungserklärungen bei einem Zertifikatspreis von 10 €/t CO ₂ (Vermeidungskostenvariante „Pragmatic approach“), 2010	119
Tabelle 3-44:	Gesamtkosten der Allokationsvarianten mit Berücksichtigung spezifischer Aspekte bei einem Zertifikatspreis von 10 €/t CO ₂ (Vermeidungskostenvariante „Pragmatic approach“), 2010	121
Tabelle 3-45:	Zukaufsaldo der Allokationsvarianten mit Berücksichtigung spezifischer Aspekte bei einem Zertifikatspreis von 10 €/t CO ₂ (Vermeidungskostenvariante „Pragmatic approach“), 2010	122
Tabelle 3-46:	Gesamtkosten der Allokationsvarianten auf Basis wertschöpfungsorientierter Kenngrößen bei einem Zertifikatspreis von 10 €/t CO ₂ (Vermeidungskostenvariante „Pragmatic approach“), 2010	123
Tabelle 3-47:	Zukaufsaldo der Allokationsvarianten auf Basis wertschöpfungsorientierter Kenngrößen bei einem Zertifikatspreis von 10 €/t CO ₂ (Vermeidungskostenvariante „Pragmatic approach“), 2010	124
Tabelle 3-48:	Zukaufsaldo der spezifischen Allokationsvarianten für die öffentliche Stromversorgung (ohne Berücksichtigung von Vermeidungsmaßnahmen) bei einem Zertifikatspreis von 10 €/t CO ₂ , 2010	126
Tabelle 3-49:	Gesamtkosten der Allokationsvarianten mit Teilauktionierung bei einem Zertifikatspreis von 10 €/t CO ₂ (Vermeidungskostenvariante „Pragmatic approach“), 2010	127
Tabelle 3-50:	Zukaufsaldo der Allokationsvarianten mit Teilauktionierung bei einem Zertifikatspreis von 10 €/t CO ₂ (Vermeidungskostenvariante „Pragmatic approach“), 2010	128

1 Einleitung und Auftrag

Mit dem Start eines anlagenbezogenen Emissionshandelssystems für Treibhausgasemissionen im Jahr 2005 erreicht ein in der theoretischen Diskussion als sehr effizient eingeschätztes Instrument des Klimaschutzes das Stadium der großflächigen Umsetzung. Dabei ist dieses Instrument auch in der praktischen Anwendung keineswegs neu. Nach überwiegend positiven Erfahrungen mit einigen nationalstaatlichen oder unternehmensinternen Emissionshandelssystemen ergibt sich jedoch mit dem Start des Emissionshandelssystems für die – ab Mitte 2004 insgesamt 25 – Mitgliedsstaaten der Europäischen Union ein Anwendungsraum, der eine bisher unbekannte Größe erreicht. Mit dieser sehr breiten Umsetzung ergeben sich wichtige Vorteile (weitgehende Vermeidung von Wettbewerbsverzerrungen, Marktfunktionalität etc.) aber auch Probleme (v.a. durch die Schwierigkeiten bei der – letztlich notwendigen – Harmonisierung der nationalen Systeme im stark subsidiär angelegten Umsetzungskonzept der Europäischen Union).

Die Einführung des EU-Emissionshandels ist von heftigen Kontroversen begleitet. Diese beziehen sich im Kern oft weniger auf das Instrument Emissionshandel sondern vielmehr auf die klimapolitisch gesetzten Ziele. Andererseits führt dieses Instrument nicht nur zu mehr Transparenz und effizienter Ressourcenallokation, sondern hat auch signifikante Verteilungseffekte. Diese Verteilungseffekte können sich vor allem für die Ausarbeitung des Nationalen Allokationsplans als wichtige Rahmenbedingung erweisen.

Vor diesem Hintergrund wurde die Arbeitsgemeinschaft Öko-Institut, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW Berlin) und ECOFYS GmbH beauftragt, neben einer kompakten Auswertung der aktuellen wissenschaftlichen Diskussion zu den verschiedenen Effekten des Emissionshandels, eine Reihe von Modellrechnungen zu erstellen, mit denen wichtige Bestimmungsgrößen für die Verteilungswirkungen der Zuteilung von (kostenlosen) Emissionsrechten identifiziert und so weit wie möglich quantifiziert werden können.

Die hier vorgelegte Studie umfasst die Kurzbeschreibung und Diskussion von drei Studien, die die Diskussion um den Emissionshandel in besonderer Weise geprägt haben (Kapitel 2).

Im Kapitel 3 werden eigene Modellanalysen vorgelegt. Dazu gehören zunächst die Beschreibung des verwendeten Modells (Kapitel 3.1), die Auswahl der grundsätzlichen Datenquellen (Kapitel 3.2) sowie die Aufarbeitung der sektoral differenzierten Emissionsentwicklung für den Zeitraum 1990 bis 2001 (Kapitel 3.3). Im Kapitel 3.4 werden zwei verschiedene Projektionen für die Entwicklung der CO₂-Emissionen für die vom Emissionshandel erfassten Sektoren vorgelegt, das Kapitel 3.5 enthält eine Analyse zum Erfassungsgrad der geplanten EU-Emissionshandelsrichtlinie für die verschiedenen Sektoren und Anlagengruppen. Anschließend werden eine Vielzahl von Allokationsvarianten entwickelt, die sowohl die verschiedenen grundsätzlichen Ausgestaltungsvarianten als auch spezifische Problemlagen reflektieren (Kapitel 3.6). Für die Modellanalysen wurden eine ganze Reihe von CO₂-Vermeidungsoptionen aufbereitet (Kapitel 3.7) und eine Analyse der zu erwartenden Zertifikatspreisniveaus vorgenommen (Kapitel 3.8).

Auf der Basis dieser breiten Palette von Daten werden dann im Kapitel 3.9 die wichtigsten Berechnungsergebnisse präsentiert und diskutiert.

Auf qualitativer Ebene werden im Kapitel 4 die verschiedenen Aspekte der wirtschaftlichen Auswirkungen alternativer Allokationsverfahren systematisiert und diskutiert.

Das Kapitel 5 enthält eine Zusammenfassung der wichtigsten Ergebnisse sowie ausgewählte Schlussfolgerungen für die Umsetzung der Allokation der Emissionsrechte im EU-Emissionshandelssystem.

Im Anhangband sind schließlich die Ergebnisse der Modellanalysen für alle untersuchten Varianten in Detail zusammengestellt.

Die Arbeiten am hier vorliegenden Projekt erstreckten sich über einen Zeitraum, in dem der Entwurf der EU-Emissionshandelsrichtlinie heftig diskutiert und einer Vielzahl von Veränderungen unterzogen wurde. Einige der untersuchten Allokationsvarianten (z.B. die Variante mit einer Teilauktionierung der Emissionsrechte in Höhe von 15 % des gesamten Zertifikatsvolumens) haben ihren Ursprung in den entsprechenden Zwischenständen der Diskussion, die zwischenzeitlich von der Diskussion überholt bzw. modifiziert worden sind.

Die Studie versteht sich als ein Diskussionsbeitrag, in dem unter anderem einige Aspekte der Emissionsrechtezuteilung näher beleuchtet wurden. In diesem Kontext ist jedoch darauf hinzuweisen, dass sich die Analysen hier auf die Ebene der verschiedenen Branchen beziehen, das geplante EU-Emissionshandelssystem aber auf Anlagen abstellt. Eine Vielzahl von Verteilungseffekten, die auf Branchenebene identifiziert werden konnten, werden sich auf der Anlagenebene innerhalb der verschiedenen Branchen wiederholen.

Die Arbeiten an der Studie vollzogen sich im vielfältigen Dialog und in fruchtbaren Diskussionen innerhalb der Bearbeitergruppe, aber auch mit dem Projektträger Umweltstiftung WWF Deutschland sowie Vertretern der Fördermittelgeber, dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit sowie dem Umweltbundesamt. Allen KollegInnen sei an dieser Stelle für die Unterstützung gedankt. Die Verantwortung für alle Inhalte bleibt natürlich bei den Autoren.

2 Emissionshandel in der aktuellen wissenschaftlichen Diskussion

2.1 Vorbemerkungen

Die Frage nach den gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen von Klimaschutzmaßnahmen ist ein wichtiger Aspekt in der Klimadiskussion. Die Höhe und Verteilung von Kosten und Nutzen sind maßgeblich dafür, wo und welche klimapolitische Maßnahmen durchgeführt werden sollten. Es gibt bereits einige Studien, die die ökonomischen Effekte des vorgeschlagenen EU-Emissionshandels untersuchen. Obwohl sie sich nicht auf den aktuellsten Entwurf der EU-Richtlinie beziehen, können ihre Ergebnisse zur Einordnung der Berechnungen der vorliegenden Untersuchung dienen. Der methodische Ansatz und die relevanten Ergebnisse der wichtigsten Studien werden im Folgenden dargestellt und einer kritischen Betrachtung unterworfen werden.

2.2 „The Economic Effect of EU-Wide Industry-Level Emission Trading to Reduce Greenhouse Gases – Results from PRIMES Energy System Model“

Im Auftrag der europäischen Kommission haben Capros et al. (2000) mit Hilfe des PRIMES Energiesystemmodells eine Analyse verschiedener Möglichkeiten der Ausgestaltung eines EU-weiten Emissionshandels durchgeführt. Das PRIMES Modell simuliert ein partielles Marktgleichgewicht für den Energiesektor und kann daher keine Gesamtwohlfahrtseffekte abbilden. Die Kostenziffern beziehen sich nur auf die Belastungen, die mit Reduktionsbemühungen im Energiesystem verbunden sind, nicht aber auf die der Gesamtökonomie.

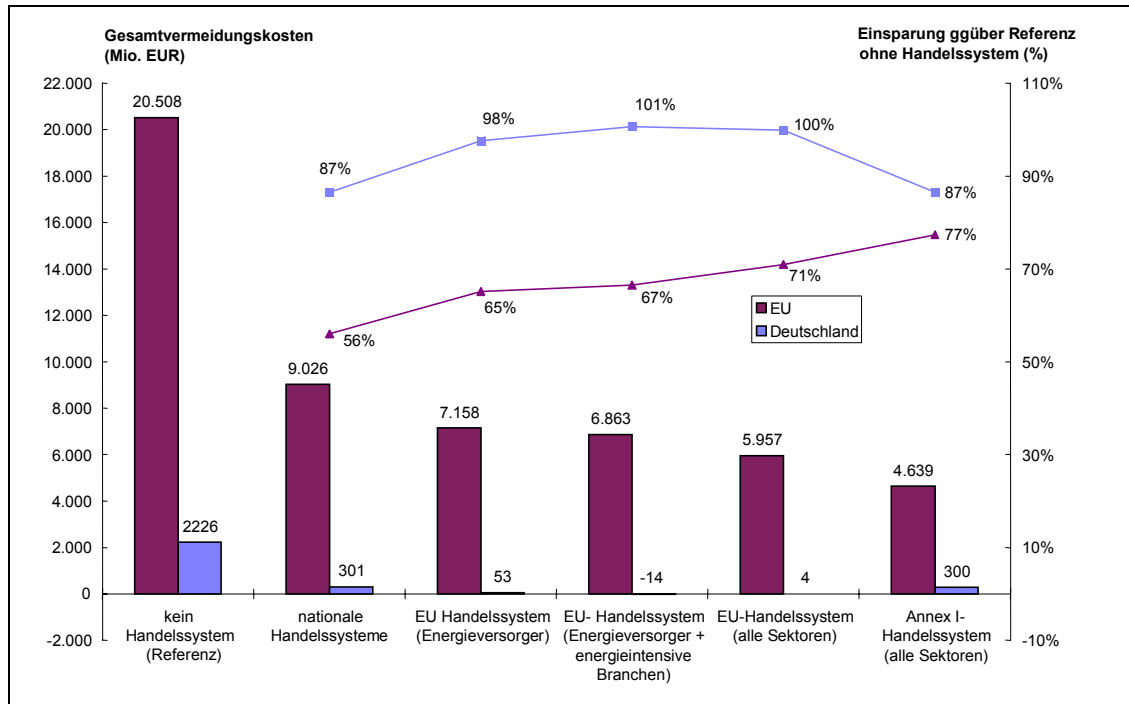
Abbildung 2-1 zeigt die Gesamtvermeidungskosten (einschließlich der Käufe oder Verkäufe von Emissionsrechten) für die Erreichung der Ziele des Kioto-Protokolls bei unterschiedlichen Ausgestaltungen des europäischen Handelssystems. Dabei werden folgende Szenarien unterschieden:

1. innerhalb der einzelnen Länder existiert *kein nationales Handelssystem*, das für eine Kostenminimierung sorgt,
2. innerhalb der einzelnen EU-Staaten besteht ein *nationales Handelssystem*, an dem alle Sektoren beteiligt sind,
3. *EU-weites System* nur zwischen Energieversorgern,
4. *EU-weites System* unter Einbeziehung der Energieversorger sowie der energieintensiven Branchen,
5. *EU-weites System* unter Einschluss aller Sektoren und Branchen, und
6. *internationales System* innerhalb aller Annex I-Staaten unter Einbeziehung aller Sektoren.

Die Variante 4 entspricht ungefähr dem aktuellen Entwurf der EU-Richtlinie. Allerdings werden bei keinem dieser Handelssysteme die weiteren flexiblen Instrumente des Kioto-

Protokolls (JI und CDM) berücksichtigt, die im EU-System voraussichtlich genutzt werden können. Eine Einbeziehung würde die aufgezeigten Kosten verringern.

Abbildung 2-1: Gesamtkostenvergleich verschiedener Emissionshandelssysteme für die EU und Deutschland



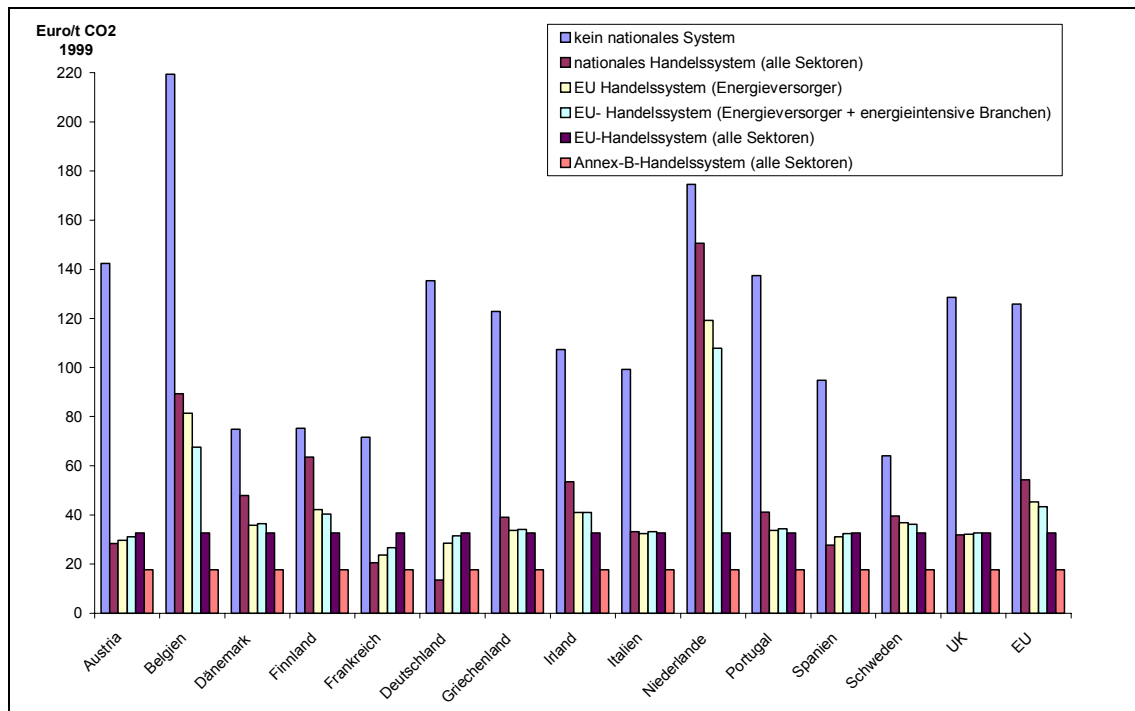
Quelle: Capros et al. (2000)

Abbildung 2-1 zeigt deutlich die Verringerung der Gesamtkosten mit zunehmender Flexibilität für die EU. Die Kosten innerhalb der EU würden bei einem Annex I-weiten Handel um 77 % auf knapp ein Viertel der ursprünglichen Kosten verringert. Für Deutschland führt ein EU-weites Handelssystem unter Einbeziehung der Energieversorger sowie der energieintensiven Branchen zu Nettogewinnen von 14 Mio. € im Vergleich zum Referenzfall. Es wird erwartet, dass Deutschland als Nettoverkäufer von Emissionsrechten auf dem europäischen Markt auftritt. Daher profitiert Deutschland nicht von einem Handelssystem zwischen allen Annex I-Staaten, bei dem sich ein niedriger Marktpreis ergeben würde. (Metzger et al. 2001). Allerdings sind die Gesamtvermeidungskosten gegenüber einem System ohne Handel noch immer um 86,5 % niedriger.

Die Grenzvermeidungskosten für alle EU-Staaten sind in Abbildung 2-2 dargestellt. Im Referenzfall, d.h. ohne die Einbeziehung jeglicher Flexibilität, wären die Grenzvermeidungskosten am höchsten in Belgien, den Niederlanden, Österreich und Deutschland. Die Spanne reicht von 64 €/t CO₂ bis 219 €/t CO₂, falls keinerlei Handelssystem erlaubt ist, und von 14 €/t CO₂ bis 151 €/t CO₂ im Falle einer effizienten nationalen Erreichung des Minderungszieles (z.B. durch nationalen Emissionshandel). Für ein EU-weites Handelssystem mit allen Sektoren ergibt sich ein Marktpreis für CO₂-Emissionsrechte

von 33 €/t CO₂ bei einem Handelsvolumen von 71 Mio. t CO₂. Diese Menge entspricht 2,5 % aller in der EU im Jahre 2010 ausgegebenen Emissionsrechte. Deutschland würde mit 51 Mio. t CO₂ deutlich mehr als 50 % der gehandelten Emissionsrechte auf den Markt bringen.

Abbildung 2-2: Grenzvermeidungskosten innerhalb der EU unter verschiedenen Handelsszenarien



Quelle: Capros et al. (2000)

Insgesamt zeigen die Untersuchungen von Capros et al. (2000), dass Deutschland von einem EU-weiten Emissionshandelssystem deutlich profitieren würde. Die Kosten der Erreichung der Kioto-Ziele sinken deutlich gegenüber einem System ohne Emissionshandel. Ein EU-weites Handelssystem unter Einbeziehung der Energieversorger und der energieintensiven Branchen führt für Deutschland sogar zu Nettogewinnen.

2.3 GETS 3 – Greenhouse Gas and Energy Trading Simulations

Die GETS 3 Simulation wurde im Auftrag der Union of the Electricity Industry (Eurelectric) von Environmental Resources Management (ERM) durchgeführt (ERM/Eurelectric 2002). Die Simulation basiert ebenso wie die Rechnungen des PRIMES Modells auf einem Partialmodell, einer modifizierten Version des WHETHER-Modells von ERM (ERM/Eurelectric 2002). Ähnlich wie das PRIMES-Modell zielt GETS 3 darauf ab, die Auswirkungen verschiedener Ausgestaltungen von Emissionshandelssystemen auf die Gesamtkosten und Verteilung der Kosten in der EU zu untersuchen. Im Gegensatz zu PRIMES werden in GETS 3 allerdings die relativen

Unterschiede der Ergebnisse verschiedener Ausgestaltungsmöglichkeiten in den Vordergrund gestellt und nicht die absoluten Angaben. Die absoluten Angaben hängen wesentlich von der Menge und den Kosten einzelner Vermeidungsoptionen im Modell ab, die besonders bezüglich des *No regret*-Potenzials mit hoher Unsicherheit behaftet sind. Relative Größen hingegen werden als unabhängig von diesen Vermeidungsoptionen betrachtet und daher in der GETS 3 Simulation bevorzugt. Untersucht werden zehn Industriebereiche, die Elektrizitätswirtschaft plus 9 weitere Bereiche des verarbeitenden Gewerbes in 20 Ländern, den 15 EU Staaten plus weitere potentielle Handelspartner.

Die Simulation beruht auf hauptsächlich zwei Datenquellen: der GENESIS Datenbasis, von ECOFYS und dem Datensatz des *Shared Analysis*-Projekts, der auch in der PRIMES Studie verwendet wurde. Modelliert werden eine Vielzahl von Kombinationen möglicher Ausgestaltungen (oder Designs) eines europäischen Emissionshandelssystems. Zunächst werden drei Basisszenarien entwickelt:

1. ein *No trading*-Szenario, das keinen Handel oder Joint Implementation in den 20 Ländern erlaubt,
2. ein *Latest guess*-Szenario, das sich am Stand der EU Richtlinie zum Emissionshandel zur Zeit der Veröffentlichung (März 2002) orientiert und in vielen Aspekten damit dem abschließenden Entwurf vom 09.12.2002 sehr nahe kommt, und
3. ein *Perfect trading*-Szenario, das einen uneingeschränkten Handel zwischen den 20 Ländern und 10 Industriesektoren ab 2005 erlaubt.

Die Hauptannahmen der drei Basisszenarien sind in Tabelle 2-1 dargelegt. Die Sensitivitätsanalysen werden jeweils für diese drei Basisszenarien durchgeführt und beziehen sich auf Unterschiede bei der Einbeziehung von verschiedenen Treibhausgasen, von Ländern und Sektoren, der Anfangsausstattung mit Emissionsrechten, dem Basisjahr der Anfangsausstattung, des Anfangszeitpunktes des Emissionshandelssystems, etc. Die Simulation läuft über zwei Verpflichtungsperioden (2008-2012 und 2013-2017) und eine Vorverpflichtungsperiode (2005-2007).

Die Hauptergebnisse der Simulation könnten wie folgt zusammengefasst werden:

Vermeidungskosten: Die Gesamtkosten zur Erfüllung der Minderungsverpflichtungen aller Länder sind am geringsten im *Perfect trading*-Szenario. Die Kosten sind hierbei als abdiskontierte jährliche Investitionskosten und Aufwendungen zum Erwerb von Emissionsrechten zu verstehen. Bei einem eingeschränkten Handel im *Latest guess*-Szenario steigen sie um 1,6 Mrd. €, während eine Erfüllung der Minderungsziele ohne Handel, d.h. im *No trading*-Szenario, 80,5 Mrd. € teurer wäre als mit uneingeschränktem Handel. D.h. ein Emissionshandelssystem wirkt sich günstig auf die Kosten der Emissionsminderungen aus. Zu beachten ist, dass die hohen Kosten im *No trading*-Szenario zum Großteil dadurch entstehen, dass Sektoren ihre Minderungsziele nicht erfüllen und daher entsprechende Strafen zahlen müssen. Daher sind zusätzlich zu den höheren Kosten im *No trading*-Szenario auch noch die Emissionen bedeutend höher. Die Emissionsminderungsverpflichtungen werden weit verfehlt.

Handelsvolumen und –preise: Das Nettohandelsvolumen für die Periode von 2005 bis 2010 ist in Tabelle 2-2 dargestellt.¹ Es zeigt sich, dass in den meisten Ländern die Elektrizitätswirtschaft zusammen mit der Chemieindustrie als Hauptverkäufer von Emissionsrechten auf den Markt tritt, während die restlichen Sektoren des verarbeitenden Gewerbes, insbesondere die Eisen und Stahl- und die Baustoffindustrie, die Hauptnachfrager nach Emissionsrechten sind. In Deutschland hat nur die Elektrizitätswirtschaft eine Verkäuferposition inne, während alle übrigen Sektoren Emissionsrechte nachfragen werden.

Tabelle 2-1: Annahmen der drei Basisszenarien

	Perfect trading	Latest guess	No trading
erfasste Treibhausgase	Alle 6	nur CO ₂	Alle 6
beteiligte Länder	EU-15 + andere JI	EU-15 + andere JI	EU-15 + andere JI
beteiligte Sektoren	Elektrizitätswirtschaft + Industrie	Elektrizitätswirtschaft + Industrie	Elektrizitätswirtschaft + Industrie
Transaktionskosten, Projektkosten (JI) (€ ₂₀₀₀ /t CO ₂)	2, 5	2, 5	2, 5
Anfangsausstattung	Grandfathering	Grandfathering	Grandfathering
Basisjahr	1995	1995	1995
Emissionsrechte für Stromnachfragerreduktionen	Upstream	Upstream	Upstream
Strafe für Nichterfüllung € ₂₀₀₁ /tCO ₂ bis 2007 bzw. ab 2008	50, 100	50, 100	50, 100
Mindestererfüllung im eigenen Land	0	0	0
Handel erlaubt?	ja	ja	nein
Welthandel erlaubt?	nein	nein	nein
Banking von Jahr zu Jahr erlaubt?	ja	ja	nein
Übertragung zwischen Verpflichtungsperioden möglich?	unbegrenzt (100%)	0	nein
Anfangsjahr für Minderungsverpflichtung und Handel	2.005	Länderspezifisch (2002-08) Deutschland 2005	2.005
Minderungsverpflichtung 2008-12	Kioto	Kioto	Kioto
Minderungsverpflichtung 2013-17	Kioto + 1% p.a.	Kioto + 1% p.a.	Kioto + 1% p.a.
Allokation der Minderungsverpflichtung	Gleichaufteilung der Last auf Sektoren	Gleichaufteilung der Last auf Sektoren	Gleichaufteilung der Last auf Sektoren
Art der Minderungsverpflichtung	Absolute Verpflichtungen	Absolute Verpflichtungen	Absolute Verpflichtungen

Quelle: ERM/Eurelectric (2002)

¹ Positive Zahlen entsprechen einem Kauf, negative Werte einem Verkauf von Emissionsrechten.

Es sollte jedoch beachtet werden, dass die Nettoverkäufe der Stromwirtschaft wesentlich von den in der Simulation getroffenen Annahmen abhängen und in Realität deutlich niedriger sein könnten. Die Annahmen betreffen z.B. das Basisjahr der Allokation von Emissionsrechten. In der Simulation wird als Basisjahr das Jahr 1995 zugrunde gelegt. Dies kann dazu führen, dass der Stromwirtschaft bedeutend mehr Emissionsrechte zugewiesen werden, als wenn ein späteres Basisjahr gewählt würde. Auch wird angenommen, dass die wichtigste Vermeidungsoption der Stromwirtschaft der Ersatz von bestehenden Kohlekraftwerken durch neue Gas- und Dampf-Kraftwerke mit Erdgasfeuerung ist und dabei keine Zusatzkosten entstehen. Höhere Kosten würden das Vermeidungspotenzial und damit die projizierten Emissionsrechtsverkäufe deutlich einschränken. Auch wird angenommen, dass der Elektrizitätswirtschaft die Emissionsminderungen in vollem Maße angerechnet werden, die durch Einsparungen auf der Nachfrageseite oder durch neue erneuerbare Energiesysteme und -anlagen erzielt wurden. Die Veränderung einer oder mehrerer dieser Annahmen würde sich erheblich auf das Handelsvolumen auswirken.

Tabelle 2-2: Netto-Handelsvolumen unter vollkommenen Handel, gesamter Zeitraum

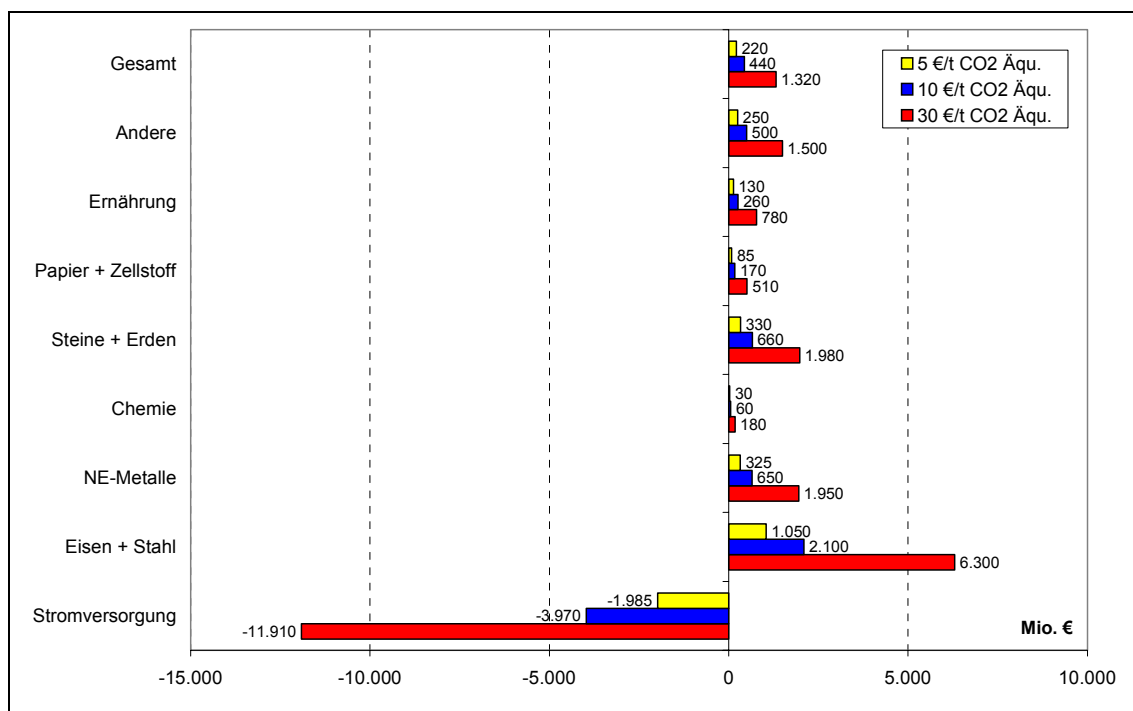
Land	Stromversorgung	Eisen + Stahl	NE-Metalle	Chemie	Steine + Erden	Papier + Zellstoff	Ernährung	Andere	Gesamt
Mio. t CO ₂ -Äquivalent									
Österreich	-6	15	1	2	9	4	1	1	26
Belgien	-23	104	3	7	12	1	6	1	111
Deutschland	-397	210	65	6	66	17	26	50	44
Dänemark	39	2	0	0	8	4	-1	5	58
Spanien	-198	27	1	-37	61	24	-1	-10	-135
Finnland	7	13	1	3	-2	1	1	0	24
Frankreich	-102	47	36	-70	1	10	4	-5	-79
Großbritannien	-351	49	6	-84	20	3	5	8	-344
Griechenland	54	3	3	-4	-17	-1	-1	-6	33
Irland	29	2	8	9	1	0	1	1	52
Italien	-11	23	2	18	51	12	-2	-2	92
Niederlande	10	11	4	25	18	2	7	5	81
Portugal	61	0	1	-2	42	-9	1	-1	92
Schweden	-19	-12	1	-5	-4	6	-8	-2	-45
Norwegen	0	0	0	0	-1	0	0	0	-1
Schweiz	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1
Tschechien	-2	0	0	0	0	0	0	0	-2
Ungarn	-1	0	0	0	0	0	0	0	-1
Polen	-4	0	0	0	0	0	0	-1	-6
EU-14	-908	494	130	-132	269	73	38	45	10
Europa- 19	-915	494	130	-132	268	73	38	44	0

Quelle: ERM/Eurelectric (2002)

Aus der Simulation ergeben sich nur sehr geringe Preise für Emissionsrechte, die nicht weiter spezifiziert werden. Die niedrigen Preise sind eine Funktion der Vermeidungskosten individueller Maßnahmen, die der Modellierung zugrunde liegen. Die GENESIS Datenbasis weist eine hohe Anzahl von Maßnahmen mit negativen Vermeidungskosten aus (*No regret*-Potenziale), die zu niedrigen Handelspreisen führen. Würden diese Maßnahmen ähnlich behandelt wie in der hier vorliegenden Arbeit (vgl. Kapitel 3.7) so würden auch die Ergebnisse der GETS 3-Simulation erheblich anders ausfallen.

In Abbildung 2-3 sind exemplarisch Zertifikatspreise von jeweils 5, 10 und 30 Euro pro Tonne CO₂-Äquivalent angenommen, um die Kosten und Gewinne für deutsche Industriesektoren vergleichend darzustellen. Es zeigt sich deutlich, dass unter den Annahmen der GETS 3-Studie zu den Vermeidungspotenzialen und –kosten (s.o.) die Eisen und Stahl-Industrie die Hauptkosten trägt, während die Elektrizitätswirtschaft als alleiniger Bereich Nettogewinne hat. Die Chemieindustrie, die in einigen europäischen Ländern Verkäufer von Emissionsrechten ist, wird nach dieser Simulation in Deutschland (in geringem Maße) auf der Käuferseite stehen.

Abbildung 2-3: Mögliche Aufwendungen und Erlöse deutscher Sektoren im europäischen Emissionshandel, 2005-2017



Quelle: ERM/Eurelectric (2002), eigene Berechnungen

Sensitivitätsanalysen: Die Sensitivitätsanalysen zeigen, dass eine Beschränkung des Handels auf nur wenige Länder oder nur einen Teil der Sektoren einen bedeutenden Einfluss auf die Kosten hat. Die Erfüllungskosten sind z.B. sechs- bis achtmal höher, wenn sich der Emissionshandel auf die meistemittierenden Länder beschränkt (Deutschland, UK, Frankreich und Italien ergeben zusammen 72 % der EU-Treibhausgasemissionen). Wesentliche Auswirkungen auf die Kosten, das Handelsvolumen und die Handelspreise hat auch die Wahl des Basisjahrs und des Startjahrs für den Emissionshandel.

Die Einbeziehung von allen sechs Treibhausgasen (statt nur CO₂) hat dagegen keine wesentliche Auswirkung auf die Gesamtkosten. Dies liegt vor allem auch darin begründet, dass die in der Studie betrachteten Industriesektoren nur wenige Einsparpotenziale für die anderen Treibhausgase bieten. Allein die Chemieindustrie weist einen signifi-

kanten Anteil an N₂O-Emissionen auf. Weitere Einsparpotenziale wären im hier nicht berücksichtigten nicht-industriellen Bereich (v.a. Landwirtschaft, Kohlebergbau, Gaswirtschaft) zu erwarten.

Abschließend bleibt zu bemerken, dass die größten Verteilungseffekte durch die Zuweisung der sektoralen Minderungsziele entstehen. GETS 3 simuliert drei Varianten der Zuweisung von Minderungszielen:

- jeder Sektor wird gleich belastet, d.h. die im Burden Sharing Agreement des Kioto Protokolls vereinbarte Minderung für das jeweilige Land wird auf die einzelnen Sektoren übertragen,
- Minderungsziele werden auf einer „Per unit output“-Basis bestimmt und
- Minderungsziele werden entsprechend der Grenzvermeidungskosten eines Sektors gesetzt.

Die Modellierung ergibt, dass ein Übergang von absoluten auf relative Minderungsziele hohe Transfers von der Elektrizitätswirtschaft und der chemischen Industrie auf die Eisen und Stahl Industrie, die Baustoffindustrie und die restliche Industrie bewirkt. Relative Minderungsziele begünstigen die Sektoren, die niedrige oder negative Wachstumsraten haben, während die Gesamterfüllungskosten unverändert bleiben.

Wesentliche Verteilungseffekte verursacht auch eine Auktionierung von Emissionsrechten, die in der GETS 3-Simulation mit einer Rückverteilung über eine Senkung der Lohnnebenkosten verbunden ist. In GETS 3 werden zwei Varianten der Versteigerung untersucht, eine vollständige Versteigerung der Emissionsrechte und eine teilweise Versteigerung der Emissionsrechte (der Anteil der versteigerten Emissionsrechte beträgt dabei 5 % im Jahre 2008, wird dann linear auf 50 % bis zum Jahre 2012 erhöht und beträgt 50 % in allen folgenden Jahren). Die Rückverteilung durch Senkung der Lohnnebenkosten erfolgt einmal nur innerhalb der modellierten Sektoren und einmal auch unter Einbezug der anderen Wirtschaftsbereiche (z.B. Bauwirtschaft und Dienstleistungen). Die wesentliche Umverteilung findet vom Elektrizitätsbereich auf die übrigen Sektoren des verarbeitenden Gewerbes statt bzw. auf die anderen Wirtschaftsbereiche, falls diese in die Rückverteilung einbezogen werden. Im Falle einer teilweisen Versteigerung der Emissionsrechte werden diese Transfers halbiert.

Insgesamt zeigt die Untersuchung von ERM/Eurelectric (2002), dass die Kosten zur Erfüllung der Minderungsverpflichtungen durch Einführung eines Emissionshandelsystems wie in der EU-Richtlinie skizziert deutlich niedriger sind als ohne ein solches System. Bemerkenswert ist, dass die Studie Vermeidungskostenansätze zu Grunde legt, aus denen sich Nettogewinne für die deutsche Elektrizitätswirtschaft ergeben, während die Eisen- und Stahl-Industrie die Hauptkosten trägt.

2.4 „Zertifikatehandel für CO₂-Emissionen auf dem Prüfstand“

2.4.1 Fragestellung und Methodik

Im Oktober 2002 wurde eine Studie mit dem Titel „Zertifikatehandel für CO₂-Emissionen auf dem Prüfstand“ veröffentlicht, die das Rheinisch-Westfälische Institut für Wirtschaftsforschung (RWI) in Kooperation mit der Arbeitsgemeinschaft Energie- und Systemplanung (AGEP), Münster im Auftrag der Industriegewerkschaft Bergbau, Chemie, Energie (IG BCE) sowie verschiedener Unternehmen und Interessenverbände erstellt hat (AGEP/RWI 2002). Ziel dieser Untersuchung war es, den Entwurf der Richtlinie für einen europäischen Emissionshandel vom 23. Oktober 2001 auf konzeptionelle Vereinbarkeit und Umsetzbarkeit zu prüfen und die zu erwartenden Wirkungen auf die Emission von Treibhausgasen und die Wirtschaft zu ermitteln.

Als Ergebnis der Studie wird hervorgehoben, dass der Richtlinienentwurf

- bedeutende konzeptionelle Probleme und Widersprüche enthalte;
- die Kriterien einer nachhaltigen Entwicklung nicht erfülle und im Vergleich zu alternativen Ausgestaltungen zu einer Verschlechterung der Emissionsbilanz, gravierenden ökonomischen Wirkungen und sozialen Verwerfungen führe.

Stattdessen wird gefordert, ein EU-weites Klimakonzept „unter Berücksichtigung realer politischer, juristischer und ökonomischer Bedingungen von den Kioto-Vereinbarungen und den dort vereinbarten drei Instrumenten ausgehend“ zu erarbeiten und der Wirtschaft die Nutzung der projektbezogenen flexiblen Mechanismen (JI – *Joint Implementation* und CDM – *Clean Development Mechanism*) und den Emissionshandel mit anderen Annex I-Staaten zu ermöglichen (S. VIII)².

Zur Abschätzung der Wirkungen auf Wirtschaft und Umwelt wurden verschiedene computergestützte Modelle eingesetzt. Wie weiter unten erläutert wird, wurden diese beiden Analysen unabhängig und mit teilweise voneinander abweichenden Annahmen über wirtschaftliche Rahmenbedingungen durchgeführt.

- Mit einem angewandten Gleichgewichtsmodell (code TM) wurde untersucht, welche Auswirkungen ein europäischer Emissionshandel auf die weltweiten CO₂-Emissionen, die Weltmarktpreise von Energieträgern und den nationalen Energiemix hat.
- Mit dem RWI-Modellsystem wurden die Effekte auf Energieangebot und -nachfrage sowie die sektorale Produktion und die Beschäftigung untersucht.

Im Folgenden sollen zunächst die konzeptionelle Kritik und die quantitativen Berechnungen mit den Simulationsmodellen analysiert werden. Anschließend wird die Plausibilität der Schlussfolgerungen vor dem Hintergrund der behaupteten konzeptionellen Probleme und quantitativen Auswirkungen kritisch betrachtet.

² Zitate aus der Studie werden in diesem Abschnitt durch Angabe der Seitenzahl nachgewiesen und beziehen sich auf die Buchveröffentlichung der Studie; vgl. AGEP/RWI (2002).

2.4.2 Konzeptionelle Analyse des EU-Richtlinienentwurfs

Die Studie wählt als Ausgangspunkt der konzeptionellen Kritik den internationalen Rahmen für den Klimaschutz, der durch das Kioto-Protokoll gesteckt wurde. Dabei wird die Position vertreten, „dass die konzeptionellen Probleme eines Handelssystems für THG-Zertifikate daraus erwachsen, dass sich auf UN-Ebene nur ein Teil der Staaten zu Emissionsreduktionen verpflichtet haben“ (S. 138). Damit besteht die Gefahr, dass Maßnahmen in diesen Ländern zu Verlagerungen von Emissionen in andere Regionen führen und so der Wert regionaler Minderungen für das Weltklima abgeschwächt wird. Gleichzeitig kann dies zu ökonomischen und sozialen Problemen in den Regionen führen, aus denen wirtschaftliche Aktivitäten abwandern. Aus diesem Umstand wird die Nebenbedingung abgeleitet, „möglichst wenig Anreize zur Verlagerung von energieintensiven Produktionen zu geben“ (S. 29). Dies jedoch habe zur Folge, „dass absolute Restriktionen auf Unternehmens- oder Anlagenebene nicht lösbare konzeptionelle Mängel aufwerfen“ (S. VIII). Bei absoluten Begrenzungen sei es einfach, durch Produktionsverlagerung, Emissionsbeschränkungen einzuhalten. Auch aufgrund von Schwankungen des Kohlenstoffgehalts verschiedener fossiler Energieträger „scheiden eventuell punktgenaue Emissionsobergrenzen für die einzelnen Unternehmen wegen der erheblichen Bürokratiekosten aus“ (S. 44).

Kritik wird auch daran geübt, dass nur ein Teil der europäischen Wirtschaft in den Handel einbezogen würde. Damit gingen Effizienzverluste einher, die nicht durch niedrigere Monitoring- und Durchsetzungskosten zu rechtfertigen seien. Hinzu kämen Probleme innerhalb der EU durch Wettbewerbs- und beihilferechtliche Aspekte und praktische Probleme bei der Umsetzung, die zu hohen administrativen Kosten führen könnten.

Weiterhin sei unklar, wie der europäische Emissionshandel mit bestehenden klimapolitischen Maßnahmen in Einklang zu bringen sei, „ohne Doppeleffekte u.ä. sowie erhebliche zusätzliche bürokratische Belastungen hervorzurufen“ (S. VII). Besonders wird auf den Konflikt mit der Selbstverpflichtung der deutschen Wirtschaft zum Klimaschutz hingewiesen, die als erfolgreiches und weiterhin notwendiges Instrument angesehen wird.

Die Studie zieht weit reichende Konsequenzen: „Damit ist nicht nur der EU-RLV sondern grundsätzlich alle Emissionshandelssysteme auf konzeptioneller Ebene abzulehnen, die Unternehmen auf der Basis von absoluten Restriktionen einbinden“ (S. 139) und weiterhin: „Wenn überhaupt, bietet sich ein Emissionshandelssystem für die deutsche Industrie erst längerfristig an“ (S. 143).

2.4.3 Die Analyse mit dem angewandten Gleichgewichtsmodell code TM

2.4.3.1 Das Modell

Bei dem Modell code TM handelt es sich um ein voll-dynamisches Gleichgewichtsmodell, das die Weltwirtschaft in 13 Regionen und jede dieser Regionen in 13 Sektoren abbildet. Voll-dynamisch bedeutet dabei, dass das Modell für alle Perioden der Analyse simultan und konsistent ein Gleichgewicht bestimmt. Dies entspricht der Annahme,

dass die Wirtschaftssubjekte ihrem Verhalten Erwartungen zugrunde legen, die sich in der Zukunft als richtig herausstellen. Diese Annahme wird auch mit den Begriffen „Forward-looking“ oder „rationale Erwartungen“ bezeichnet.³

Ein Schwerpunkt der Modellierung mit code TM liegt auf der Abbildung der Weltenergiemärkte. Wenn Maßnahmen zur Umsetzung der Kioto-Ziele die Preise fossiler Energieträger beeinflussen, so hat dies Rückwirkungen auf die Effekte dieser Politiken und muss dementsprechend berücksichtigt werden.

Die Anwendung eines globalen Modells mit einer Unterscheidung der wichtigsten Regionen der Welt ist grundsätzlich sinnvoll, um Auswirkungen klimapolitischer Maßnahmen auch in Ländern zu erfassen, die selbst keine Klimapolitik betreiben. So kann z.B. infolge verbesserter Wettbewerbsfähigkeit, steigender Einkommen und sinkender Energiepreise in diesen Regionen der Energieverbrauch steigen. Andererseits können Innovationen und neue umweltverträglichere Technologien auch in diesen Ländern zu Emissionsminderungen führen.⁴

2.4.3.2 Referenzentwicklung

Bei der Szenarioanalyse mit code TM werden verschiedene Politiksznarien einer Referenzentwicklung (ohne die analysierten Politikmaßnahmen) gegenüber gestellt. Die Unterschiede in den Simulationsergebnissen (bzgl. Emissionen oder Wachstum etc.) werden als Auswirkung der Politik interpretiert. Das Referenzszenario hat zweierlei Bedeutung. Zum einen ist für die Interpretation der Ergebnisse wichtig, mit welchem Szenario ein Politiksznario verglichen wird. Zum anderen hat das Referenzszenario Auswirkungen auf die quantitativen Ergebnisse. In der Analyse mit code TM wird als Referenzszenario eine *Business as usual*-Entwicklung (BAU) unterstellt. Das heißt, die ausgewiesenen Veränderungen beziehen sich auf einen Fall, in dem die Verpflichtungen aus dem Kioto-Protokoll nicht erfüllt werden. Die ausgewiesenen Effekte sind daher nicht primär als Auswirkungen des Zertifikatehandels zu interpretieren, sondern als Kosten der Erfüllung des Kioto Zieles mit einer speziellen Ausgestaltung von Instrumenten. Für die Frage der Ausgestaltung des Emissionshandels ist daher vor allem der Vergleich zwischen verschiedenen Politiksznarien von Interesse.

Die Referenzentwicklung wird ausgehend von Angaben der UNFCCC über Emissionen der Jahre 1995 bis 2002 und einer Schätzung der OECD über den zukünftigen Verbrauch je Energieträger und Region erstellt. Ein genauer Nachweis der Quellen und weiterer notwendiger Annahmen (z.B. über autonomen technischen Fortschritt, Substitutionselastizitäten oder die Bevölkerungsentwicklung) wird nicht gegeben. Die wirt-

³ Alternativ dazu werden häufig rekursiv-dynamische Modelle eingesetzt, bei denen vom Anfangsjahr ausgehend schrittweise ein Jahr nach dem anderen berechnet wird. Dabei werden myopische Erwartungen unterstellt, d.h. es wird bei ökonomischen Entscheidungen im Modell davon ausgegangen, dass gegenwärtige Preise, Einkommen, etc. auch in der Zukunft vorherrschen.

⁴ Dieser Effekt wird allerdings in code TM nicht berücksichtigt, da induzierter technischer Fortschritt nicht modelliert wird.

schaftliche Entwicklung wird dann im Modell so berechnet, dass diese Vorgaben für den Energieverbrauch und die Emissionen erfüllt werden.⁵

Die folgende Tabelle 2-3 zeigt die im Referenzszenario unterstellten CO₂-Emissionen und die Minderungsziele auf Basis der Übereinkommen von Marrakesch („Marrakesh Accords“). Gemäß diesem Szenario übertrifft nach dem Ausscheiden der USA aus dem Kioto-Protokoll das Angebot die Nachfrage nach Emissionsrechten auch ohne zusätzliche Maßnahmen im Klimaschutz. Maßgeblich dafür ist der Zusammenbruch der Wirtschaft der ehemaligen Sowjetunion. Die überschüssigen Emissionsrechte werden daher als „Hot air“ bezeichnet. Sie entfallen zum allergrößten Teil (knapp 94 %) auf Russland.

Tabelle 2-3: CO₂-Emissionen im Referenzfall

	absolute CO ₂ - Emissionen	Marrakesch- Zusage absolut	Reduktionsbedarf	Änderungen 2008/12 zu 1990	Marrakesch/ BSA Zusage
	Mio. t CO ₂			%	
Deutschland	980	801	179	-3,4	-21,0
Großbritannien	603	511	92	-2,5	-12,5
Rest Westeuropa	2.101	1.846	255	1,4	0,0
Russland	2.367	3.305	-938	-35,1	4,0
Osteuropa	943	1.004	-61	-3,5	5,6
Japan	1.326	1.101	225	17,9	-2,1
Kanada	607	471	136	30,4	1,2
Australien	375	328	47	23,7	8,0
gesamt	9.302	9.367	-65		

Quelle: AGEF/RWI 2002

2.4.3.3 Politiksznarien

Für die Politiksznarien ist zunächst festzulegen, welche Emissionsminderungen in den am Emissionshandel beteiligten Sektoren, den so genannten ET-Sektoren, der einzelnen EU-Staaten erbracht werden müssen. Die EU-Richtlinie nennt in Anhang III einige Kriterien für diese Zielbestimmung, legt aber kein verbindliches Verfahren fest. Die Studie betrachtet hierbei Deutschland als Sonderfall, da in den neuen Bundesländern nach 1990 große Teile der Wirtschaft zusammengebrochen sind. Sofern Unternehmen ohne Rechtsnachfolger „untergegangen“ sind oder Emissionsreduktionen durch den Staat finanziert wurden, werden diese aus den Emissionen des Jahres herausgerechnet (gut 13 % der Gesamtemissionen von 1990). Gegenüber dieser reduzierten Basis bleibt ein Reduktionsbedarf von 9 %, um die deutschen Ziele im europäischen Burden sharing zu erreichen.⁶ Der Beitrag der ET-Sektoren wird auf der Grundlage der Selbstverpflichtung der Wirtschaft mit 12 % festgelegt. Wie diese Festlegung zustande gekommen ist, wird nicht erläutert. Für die ET-Sektoren in anderen EU-Ländern werden weder Reduktionsziele ausgewiesen noch aktuelle Emissionen dargestellt.

⁵ Die resultierenden jährlichen Wachstumsraten im Zeitraum 1995 bis 2012 liegen in den Industrieländern zwischen 1,2% (Japan) und 2,8% (Kanada), wobei die meisten osteuropäischen und EU-Länder mit etwa 2% ausgewiesen werden, vgl. AGEF/RWI (2002, S. 63).

⁶ Dies errechnet sich wie folgt: $(1,00 - 0,13) \times (1,00 - 0,09) = 0,79 = (1,00 - 0,21)$.

Dem Referenzszenario werden sechs Politiksznarien gegenüber gestellt, die verschiedene Annahmen treffen, unter welchen Bedingungen die ET-Sektoren ihre Verpflichtungen erfüllen müssen. Dabei werden zunächst drei Ausgestaltungen der europäischen Klimapolitik unterschieden:

- Das Szenario *EU-RLV eng* beruht auf einer engen Interpretation des Richtlinienentwurfs. Es nimmt an, dass von europäischen Unternehmen, die dem Emissionshandel unterliegen, keine Emissionsrechte außerhalb dieses Unternehmenskreises erworben werden können, d.h. dass weder die projektbezogenen flexiblen Mechanismen des Kioto-Protokolls (JI und CDM) noch der Emissionshandel mit Akteuren aus anderen Annex I-Ländern in Anspruch genommen werden können. Annex I-weiter Handel findet in diesem Fall lediglich auf Staaten-, nicht aber auf Unternehmensebene statt.
- Das Szenario *EU-RLV weit* erlaubt im Gegensatz dazu die Nutzung der projektbezogenen Instrumente JI und CDM.
- Im Szenario *Marrakesch* wird darüber hinaus der Emissionshandel mit Akteuren aus Annex I-Ländern zugelassen, die nicht der EU angehören.

Jedes dieser Szenarien wird mit zwei unterschiedlichen Annahmen über das Verhalten Russlands als dem voraussichtlich größten Anbieter von Emissionsrechten untersucht. In einem Fall wird angenommen, dass Russland seine Marktmacht zu einem Preissetzungsverhalten nutzt, im anderen Fall wird unterstellt, dass Russland diese Marktmacht nicht gezielt nutzt und sich wie ein Wettbewerber auf dem Markt für Emissionsrechte verhält.

2.4.3.4 Ergebnisse

Die wesentlichen Ergebnisse der Modellsimulationen sind in der Tabelle 2-4 wiedergegeben. Folgende Resultate sind hervor zu heben:

Die *Annex I-weiten CO₂-Preise* fallen bei einem strategischen Angebotsverhalten Russlands mit 3,80 US \$/t CO₂ deutlich höher aus als im Falle ohne strategisches Verhalten Russlands, wo der Preis nahe bei Null liegt. Nicht zu erklären ist der Preis von 0,33 \$/t CO₂ im Szenario Marrakesch ohne strategisches Verhalten Russlands, da im Referenzszenario ein Überangebot an *Hot air* angenommen wurde. Bei strategischem Verhalten wird der Preis durch die Kosten von CDM-Projekten begrenzt, die mit 3,80 \$/t CO₂ angesetzt werden.

Die *weltweiten Emissionen* fallen bei einem strategischen Angebotsverhalten Russlands deutlich geringer aus als im Falle vollkommener Konkurrenz. Dies ist darauf zurückzuführen, dass Russland Emissionsrechte vom Markt nimmt und stilllegt, um höhere Preise für die verbleibenden Rechte zu erzielen. Kaum nachzuvollziehen ist allerdings die Zusammensetzung dieses Rückgangs. So gehen z.B. im Szenario *EU-RLV eng* die Emissionen bei strategischem Verhalten Russlands in den Annex I-Ländern um 1.845 Mio. t CO₂ stärker zurück als im Fall ohne strategisches Verhalten, obwohl Russland nur über *Hot air* im Umfang von 938 Mio. t verfügt. Der Anstieg der CO₂-Preise auf

3,80 \$/t CO₂ muss also in den Annex I -Ländern einen zusätzlichen Rückgang der Emissionen um mehr als 900 Mio. t CO₂ herbeiführen – und zwar außerhalb Russlands und dem europäischen ET-Sektor sowie bei fallenden Weltenergiepreisen. Russland hat das Angebot an Zertifikaten künstlich verknappt und wird daher nicht als Reaktion auf Preissteigerungen echte Minderungsmaßnahmen durchführen, das Reduktionsziel des europäischen ET-Sektor geht bereits mit einem sehr viel höheren Preis einher.

Die europäischen CO₂-Preise liegen über den weltweiten, sofern das europäische Handelssystem vom Annex I-weiten System abgekoppelt ist. Ein Preisausgleich findet statt, wenn europäische Unternehmen am Annex I-weiten Handel teilnehmen können. Eine Annäherung kann auch durch die projektbasierten Mechanismen JI und CDM herbeigeführt werden. Wenn die Kosten solcher Projekte nicht oberhalb des Zertifikatspreises liegen (bzw. bei einem strategischen Verhalten Russlands diesen begrenzen), kann sogar ein Ausgleich der Preise über diese Mechanismen herbeigeführt werden.

Tabelle 2-4: Resultate der Simulationsrechnungen mit code TM

Jahr 2012		Referenzfall	ohne strategisches Verhalten Russlands			mit strategischem Verhalten Russlands		
			EU-RLV		Marrakesch	EU-RLV		Marrakesch
			eng ohne JI/CDM	weit mit JI/CDM	mit JI/CDM und mit Annex B-weitem ET	eng ohne JI/CDM	weit mit JI/CDM	mit JI/CDM und mit Annex B-weitem ET
weltweite Emissionen	Mio. t CO ₂	29.740	29.510	29.340	29.380	28.340	28.000	27.990
CO ₂ -Vergleich zu BAU	%		-0,8	-1,3	-1,2	-4,7	-5,9	-5,9
leakage-Effekt	%		20,1	6,0	4,7	34,4	10,9	10,9
absolute CO ₂ -Minderung in der EU	Mio. t CO ₂		300	63	8	295	75	75
absolute CO ₂ -Min-derung in allen restringierten Regionen	Mio. t CO ₂		300	425	380	2.145	1.930	1.930
absolute CO ₂ -Erhöhung in allen Regionene ohne Restriktion	Mio. t CO ₂		62	25	18	740	215	215
CO ₂ -Preis energieintensive in EU	\$/t		12,7	2,6	0,3	15,3	3,8	3,8
Annex B-weit	\$/t		0,0	0,0	0,3	3,8	3,8	3,8

Quelle: AGEP/RWI (2002)

Im Szenario *EU-RLV eng* fallen die europäischen CO₂-Preise mit 12,70 \$/t CO₂ bzw. 15,30 \$/t CO₂ am höchsten aus. Der Preisunterschied in Abhängigkeit von Russlands Verhalten mag zunächst überraschen, da die beiden Handelssysteme nicht gekoppelt sind. Die Unterschiede sind hier durch eine Veränderung der Weltmarktpreise für Energieträger zu erklären. Aufgrund der weltweit geringeren Energienachfrage sinken die Weltmarktpreise bei strategischem Verhalten Russlands. Dadurch stiege jedoch (bei unveränderten CO₂-Preisen) in Europa die Nachfrage nach Energie und Emissionsrechten. Ein neues Gleichgewicht auf dem Zertifikatemarkt wird in etwa erreicht, wenn der Anstieg des CO₂-Preises den Rückgang der Energiepreise ausgleicht.

Die *EU-weiten Emissionsminderungen* sind am höchsten im Szenario *EU-RLV eng*. Die Minderungen im ET-Sektor sind hierbei fest vorgegeben, die Reduktionsziele der ande-

ren Emittenten können prinzipiell durch Zukauf (durch den Staat) im Annex I-weiten Emissionshandel erfüllt werden.⁷ Dass die Emissionsminderung in der EU um 5 Mio. t CO₂ (von 300 auf 295 Mio. t CO₂) zurückgehen soll, wenn Zertifikate durch strategisches Verhalten Russlands verteuert werden, ist nicht nachzuvollziehen. Sofern über projektbezogene Mechanismen oder Annex I-weiten Emissionshandel kostengünstigere Möglichkeiten geschaffen werden, den Emissionszielen gerecht zu werden, sinken die Minderungen in der EU. Ein Teil der benötigten Emissionsrechte wird von anderen Annex I-Ländern erworben, ein weiterer Teil über CDM-Maßnahmen in Nicht-Annex I-Ländern. Deutschland wird in den Berechnungen im Gegensatz zu den meisten anderen Studien als Nettokäufer von Zertifikaten gesehen.

Emissionsminderungen in Annex I-Ländern gehen grundsätzlich mit einem Anstieg der Emissionen in anderen Ländern, dem sogenannten *Leakage* einher. Dafür sind im Wesentlichen zwei Effekte verantwortlich. Zum einen erhöht Klimaschutz die Produktionskosten und erhöht die Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen, die keinen vergleichbaren Maßnahmen unterliegen. Zum anderen reduzieren Emissionsminderungen die Energienachfrage und damit die Weltenergiepreise. Dies führt zu einem Anstieg der Energienachfrage und damit der Emissionen in anderen Ländern. Der erste Effekt kann in dem Maße verringert werden, wie kostengünstigere Vermeidungsmaßnahmen oder Zukaufsmöglichkeiten eröffnet werden.⁸ Der zweite ist nur von der Elastizität der Energienachfrage abhängig und lässt sich nicht verhindern.⁹ Nach den Simulationsergebnissen können weltweit höhere Emissionsminderungen erzielt werden, wenn JI und CDM zugelassen werden. Der Annex I-weite Emissionshandel bringt dem gegenüber keine deutlichen Verbesserungen mehr und kann die Emissionen sogar erhöhen.

Insgesamt bleibt festzuhalten, dass die Unterschiede der globalen Emissionsminderung in Abhängigkeit von Russlands Verhalten bei der Vermarktung von *Hot air* diejenigen bei unterschiedlichen Ausgestaltungen der europäischen Klimapolitik um ein Vielfaches übertreffen. Ohne strategisches Verhalten Russlands schwanken die globalen Emissionsminderung zwischen 230 und 400 Mio. t CO₂. Mit strategischem Verhalten bewegen sie sich zwischen 1.400 und 1.750 Mio. t CO₂. Die größten Schwächen des Kioto-Prozesses liegen also im Bereich der heißen Luft. Insgesamt wird der gegenwärtige An-

⁷ Dieses Verhalten wird in der Analyse auch unterstellt, obwohl viele Ländern bereits weitere Maßnahmen zu Emissionsminderung in diesem Bereich planen. Die Nachfrage nach Emissionsrechten von nicht-europäischen Annex I-Ländern würde damit geringer ausfallen als in der Studie unterstellt.

⁸ Sofern im Zuge von projektbezogenen Mechanismen die Minderungen außerhalb der Region erbracht werden, tritt dabei neben einem realen ökonomischen Effekt auch ein rein statistischer Effekt auf: Die Minderung in der Region wird niedriger ausgewiesen, während der Anstieg außerhalb der Region reduziert wird. Allein diese „Umbuchung“ vermindert das *Leakage*, ohne einen realen Effekt. Daher ist es aus ökologischer Sicht sinnvoller, auf die globale Emissionsminderung zu schauen als auf die relativ willkürliche Definition des *Leakage*. Am deutlichsten wird dies bei einem Vergleich der Ergebnisse für die Szenarien *EU-RLV weit* und *Marrakesch*, wo eine Verminderung des *Leakage* mit einer Erhöhung der weltweiten Emissionen einher geht.

⁹ Dies gilt übrigens auch für CDM-Projekte. Da hier jedoch die Verminderung und der Anstieg der Emissionen in der gleichen Region stattfinden wird dies statistisch nicht erfasst.

satz der EU-Richtlinie, JI und CDM zuzulassen, beim Annex I-weiten Handel aber restriktiv vorzugehen, durch die Simulationsergebnisse gestützt.

2.4.4 Die Analyse mit dem RWI-Modellsystem

Das RWI-Modellsystem ist eine Sammlung von Modellen, die kombiniert zur Analyse der oben dargestellten Szenarien auf die deutsche Wirtschaft angewandt werden. Analyseschwerpunkt ist die „Abbildung der Wechselwirkungen, die zwischen energiewirtschaftlichen, sektoralen und gesamtwirtschaftlichen Entwicklungen bestehen“ (S. 159).

Das System umfasst ein Struktur-, ein Energie- sowie ein Emissionsmodell. Im *Energiemodell* werden die Stufen der Energieversorgung von der Primärenergie bis zum endgültigen Endverbrauch in Anlehnung an das Schema der Energiebilanzen abgebildet. Das Teilmodell „Energienachfrage“ ermittelt die Endenergienachfrage der Unternehmen für vorgegebene sektorale Produktionswerte und der privaten Haushalte in Abhängigkeit vom verfügbaren Einkommen. Das zweite Teilmodell „Energieangebot“ berechnet, wie die ermittelte Endenergienachfrage unter gegebenen Rahmenbedingungen (Weltenergiepreise, inländische Erzeugungs- bzw. Entstehungskosten, verfügbare Technologien, vorhandener Anlagenbestand, umwelt- und energiepolitische Rahmenbedingungen, usw.) am kostengünstigsten erzeugt, welche Primärenergieträger eingesetzt und welche Preise verschiedenen Abnehmergruppen berechnet werden. Das *Emissionsmodell* berechnet die mit der Umwandlung und dem Verbrauch von Energie verbundenen Schadstoffemissionen, hier insbesondere die CO₂-Emissionen. Das ökonometrische Strukturmodell bildet die reale Güternachfrage und die Preisbildung untergliedert nach 60 Sektoren ab.

In den Modellen wird der Zertifikatehandel nicht explizit abgebildet. Vielmehr werden die Ergebnisse des Handels über die Preise der Zertifikate in die Analyse eingebracht. Auf eine Ankoppelung an die Ergebnisse der Analyse mit dem globalen Modell code TM wird verzichtet. So werden beispielsweise eigenständige Annahmen über die Entwicklung der Energiepreise getroffen. Bei dem als Referenz gewählten Szenario *Marrakesch* wird von einem Preis für Emissionsrechte von 5 €/t CO₂ ausgegangen. Als PolitikszENARIO werden die Annahmen des Szenarios *EU-RLV eng* gewählt, bei dem „ohne die möglichen Standortverlagerungen energieintensiver Sektoren“ (S. 97) ein Preis von 30 €/t CO₂ in der ersten Budgetperiode 2008 bis 2012 erwartet wird. Es ist schwer diese Werte mit den Ergebnissen der CGE-Analyse von 0,33 bis 3,80 \$/t CO₂ im Szenario *Marrakesch* und von 12,70 bis 15,30 \$/t CO₂ im Szenario *EU-RLV eng* in Beziehung zu setzen. Insofern ist fraglich, ob an dieser Stelle nicht mögliche Synergieeffekte durch den Einsatz unterschiedlicher Modelle mit verschiedenen Stärken vergeben wurden. Im Vergleich zu den CO₂-Preisen der Analyse mit code TM führen die genannten Annahmen zu deutlich höheren Belastungen für die analysierten Teile der Wirtschaft.

Bezüglich der Erstallokation wird unterstellt, dass die Emissionsrechte anfangs kostenlos vergeben werden, in der Kioto-Periode aber 20 % der Menge zu einem Preis von 5 €/t CO₂ (im Szenario *Marrakesch*) bis 30 €/t CO₂ (im Szenario *EU-RLV eng*) versteigert werden. Welche Annahmen über die Verteilung der kostenlosen Emissionsrechte

auf einzelne Sektoren getroffen wurden, wird nicht dargestellt. Die Verwendung der bei einer Auktion erzielten Mittel wird nicht in die Analyse einbezogen. Da diese Mittelverwendung bei einigen anderen Analysen aber eine wesentliche Rolle für die gesamtwirtschaftliche Beurteilung des Emissionshandels spielt¹⁰, stellt dies eine ernste Lücke in der Analyse dar. Die Belastung der Wirtschaft wird dadurch tendenziell überzeichnet.

Die Analyse des RWI ist eine Partialanalyse, bei der wichtige Parameter unabhängig vom untersuchten Politikscenario exogen vorgegeben werden, z.B. die Entwicklung des Welthandels, der Wechselkurs oder das Lohnniveau. Auch existierende klimapolitische Maßnahmen, wie das EEG, das KWK-Gesetz oder die ökologische Steuerreform, werden unverändert weitergeführt.

2.4.4.1 Auswirkungen auf die Energiewirtschaft

Kurzfristig werden in der Energiewirtschaft keine Auswirkungen erwartet. Dies wird durch die folgende Argumentationskette abgeleitet:

1. Der Anlagenbestand ist kurzfristig als konstant zu betrachten, so dass Auswirkungen nur auftreten, wenn der Zertifikatehandel die Rangfolge der eingesetzten Kraftwerke („Merit order“) verändert.
2. Maßgeblich für die Produktionsentscheidung sind die variablen Kosten der Stromerzeugung, insbesondere die Brennstoffkosten inklusive des Zertifikatspreises. „Grundsätzlich ist der Verkauf von Emissionsrechten und damit die Verringerung der Stromerzeugung immer dann vorteilhaft, wenn der Erlös aus dem Verkauf der Emissionsrechte die Brennstoffkosten übersteigt, eine Steigerung der Stromerzeugung und damit ein Zukauf wirtschaftlich sinnvoll, wenn die Zusatzkosten durch höhere Stromerlöse ausgeglichen werden“ (S. 106).
3. „Die Stromerlöse steigen allerdings nur dann, wenn zumindest ein Teil der Emissionsrechte kostenpflichtig wird. Eine kostenlose Erstzuteilung leistet dies nicht und hat insoweit keinen Einfluss auf die Brennstoffkosten und damit auf die Rangfolge der eingesetzten Kraftwerke.“ (S. 106)

Der zweite und der dritte Punkt sind zweifelhaft, zumindest missverständlich formuliert.¹¹ Eine Produktionsausweitung ist kurzfristig (d.h. im Rahmen bestehender Produktionskapazitäten) sinnvoll, wenn dadurch ein positiver Kostendeckungsbeitrag erzielt wird, d.h. so lange die variablen Produktionskosten geringer sind als der zusätzliche Erlös aus dem Stromverkauf.¹² Bei bisher nicht voll ausgelasteten Kraftwerken wird dies nur dann der Fall sein, wenn der Erzeugerpreis für Strom um mehr ansteigt als die zusätzlichen Kosten für CO₂-Zertifikate. Dies könnte insbesondere für den Einsatz von

¹⁰ Vgl. dazu z.B. Parry (2002).

¹¹ Vgl. zu den im folgenden diskutierten Zusammenhängen auch Kapitel 4. Dort wird gezeigt, dass die Wirkungen davon abhängig sind, ob Emissionsrecht bei der Stilllegung von Anlagen verfallen oder nicht. Annahmen dazu werden in der Analyse des RWI nicht dargestellt.

¹² D.h. solange die variablen Kosten pro Stromeinheit geringer sind als der Erzeugerpreis.

Gas zutreffen, das deutlich niedrigere spezifische CO₂-Emissionen aufweist als insbesondere Braun- und Steinkohle. Die Behauptung, die kostenlose Vergabe von Emissionszertifikaten führe keine Erhöhung des Strompreises herbei, widerspricht dem ökonomischen Opportunitätskostenprinzip. Da Emissionsrechte einen Marktwert besitzen und ggf. verkauft werden können, fließt ihr Wert in die Berechnung der variablen Produktionskosten voll ein und wird auch zu einer Änderung des Strompreises führen.¹³ Daher kann die Rangfolge der eingesetzten Kraftwerke durchaus beeinflusst werden. Ob dies empirisch in relevantem Ausmaß beobachtbar ist, also die *Merit order* tatsächlich signifikant verändert wird, bedarf einer vertiefenden Diskussion.

Langfristig kann sich der Emissionshandel auf die Investitionsentscheidungen beim Bau neuer Kraftwerke auswirken. Für diese Entscheidung sind neben den variablen Kosten die Investitionskosten von Bedeutung. Dabei spielen wiederum die Brennstoffkosten eine maßgebliche Rolle, die sich aus Brennstoffpreis, Kohlenstoffgehalt, Zertifikatspreis und dem Wirkungsgrad der Anlage ergeben.

Nach Ansicht des RWI, spielt für die Entscheidung „ob die bestehenden Emissionsrechte für eine bestimmte Technik bzw. einen Brennstoff genutzt werden“ die gewählte Anfangsverteilung keine Rolle (S. 114). Dies ist richtig, sofern die Grundsatzentscheidung gefallen ist, eine Anlage zu bauen und nur noch der Anlagentyp bestimmt werden soll. Für diese Entscheidung selbst aber kann die Vergabeart durchaus von Bedeutung sein. Die kostenlose Vergabe ist als Subvention für die Errichtung einer Anlage anzusehen, die möglicherweise verfällt, wenn kein Kraftwerk betrieben wird.¹⁴ Daher dürfte eine kostenlose Vergabe langfristig zu einem höheren Kraftwerksbestand und Produktionsniveau führen als eine Versteigerung der Zertifikate. Inwieweit dies in der Analyse des RWI berücksichtigt wird, ist nicht ersichtlich.

Die wichtigsten Ergebnisse der Berechnungen im Energiemodell sind in der folgenden Tabelle 2-5 zusammengefasst. Sie zeigt, ab welchem Zertifikatspreis ein Kraftwerke auf Braun- und Steinkohlebasis beim Neubau durch weniger CO₂-intensive Kraftwerkstypen verdrängt wird.¹⁵

¹³ Der Strompreis steigt um die Zusatzkosten des Grenzanbieters. Sofern es sich hierbei um einen europäischen Anbieter handelt, der auch dem Emissionshandel unterliegt, und dieser eine Anlage mit hohen spezifischen CO₂-Emissionen betreibt, steigen die Kosten und damit der Preis stärker als bei einer Anlage mit niedrigen Emissionen pro Outputeneinheit.

¹⁴ Dies hängt davon ab, ob Emissionsrechte an den Staat zurück gegeben werden müssen, wenn eine Anlage stillgelegt wird.

¹⁵ Vom RWI wurden auch Schwellenwerte für Kernkraftwerke ermittelt. Diese werden im Folgenden jedoch ausgeklammert, da in Deutschland der Neubau von Kernkraftwerken gegenwärtig politisch nicht akzeptabel erscheint.

Tabelle 2-5: Langfristige Grenzvermeidungskosten in der Stromerzeugung

Brennstoff	Substitut	2005	2010	2020
		€/t CO ₂		
Grundlast				
Braunkohle	Steinkohle	14,4	14,6	17,1
	Erdgas GuD	23,5	23,1	23,6
Steinkohle	Erdgas GuD	26,8	26,1	25,9
Mittellast				
Braunkohle	Steinkohle	-4,9	-6,8	-8,7
	Erdgas GuD	1,6	-1,2	-6,1
Steinkohle	Erdgas GuD	3,9	0,8	-5,2

Quelle: AGEF/RWI 2002

Nach dieser Tabelle wird im Grundlastbereich auch künftig die Braunkohle dominieren. Erst ab einem CO₂-Preis von etwa 15 €/t CO₂ wird sie durch Steinkohle verdrängt, ab etwa 26 €/t CO₂ von Erdgas. Im Mittellastbereich dominiert ohne Klimaschutzmaßnahmen die Steinkohle, ab einem Zeitpunkt zwischen dem Jahr 2010 und 2020 GuD-Kraftwerke auf Basis von Erdgas. Schon ein relativ geringer Zertifikatspreis von knapp 4 €/t CO₂ wird ab 2005 den Übergang zum Erdgas herbeiführen.¹⁶

Das RWI sieht darin Risiken für die deutsche Stromversorgung. Es weist darauf hin, dass bei diesem Kraftwerkstyp in der Kostenstruktur die Brennstoffkosten im Vergleich zu den Kapitalkosten einen besonders hohen Anteil hätten und damit Preis- und Versorgungsrisiken besonders stark ausgesetzt seien, die bei Erdgas zudem höher einzuschätzen seien als bei Importkohle.

Dieser Übergang auf Erdgas würde in dem Umfang vorgenommen, wie alte Anlagen das Ende ihrer Lebensdauer erreichen. Davon sei Deutschland, insbesondere das linksrheinische Revier, überdurchschnittlich betroffen. Daraus könnten sich zusätzlich regionale Anpassungsprobleme ergeben.

2.4.4.2 Sektorale Auswirkungen

In den Produktionsbereichen, die vom europäischen Emissionshandel erfasst werden sollen, sieht das RWI nur in geringem Umfang Emissionsminderungspotenziale, die durch den Emissionshandel mobilisiert werden könnten. Die industrielle Stromerzeugung erfolgt i.d.R. in Kombination mit Wärmeerzeugung und wird künftig wie öffentliche KWK-Anlagen auch ohne zusätzliche Anreize auf der Basis von Erdgas vorgenommen. Effizienzverbesserungen im Produktionsbereich seien mit hohen spezifischen Kosten verbunden und würden durch den Emissionshandel kaum ausgelöst.

Die Analyse des RWI geht daher davon aus, dass Differenzen zwischen den Emissionen im *Business as usual*-Szenario und der kostenlosen Anfangsausstattung an Emissionsrechten durch Zukauf geschlossen werden. Die Produktionsbereiche werden dann einerseits durch Ausgaben für Zertifikate belastet, andererseits durch höhere Stromkosten. In

¹⁶ Auch Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) werden künftig ohne zusätzliche Anreize mit hoher Wahrscheinlichkeit ausschließlich auf der Basis von Erdgas installiert.

der Studie werden die Zusatzkosten eines europäischen Emissionshandelssystems (Szenarien *EU-RLV eng* und *EU-RLV weit*) im Vergleich zum Szenario *Marrakesch*, die durch diese beiden Effekte hervorgerufen werden, in absoluten Größen im europäischen Vergleich ausgewiesen. Aufgrund der unterschiedlichen Größe der erfassten Sektoren in verschiedenen Ländern erlauben diese Angaben allerdings keine ökonomischen Schlussfolgerungen. Dafür wären Informationen über die relativen Kostensteigerungen, bezogen auf den Produktionswert oder die Wertschöpfung aussagekräftiger.

2.4.4.3 Makroökonomische Wirkungen

Vom RWI werden Schätzungen für Auswirkungen des europäischen Emissionshandel auf das Bruttoinlandsprodukt (BIP) und die Beschäftigung im Jahr 2010 und 2020 für alle Länder der EU ausgewiesen. Das Zustandekommen dieser Zahlen ist abgesehen von einem Hinweis auf das verwendete Modell und die zugrunde gelegten Szenarien nicht beschrieben oder nachvollziehbar. Der wesentliche Vorteil computergestützter Analysen liegt jedoch gerade darin, dass die Annahmen explizit dargestellt und das Zusammenwirken verschiedener ökonomischer Mechanismen quantitativ nachvollzogen werden kann. Der Wert der vorgelegten Zahlen ist daher in der gegenwärtigen Form als gering anzusehen.

Die Zahlen selbst deuten auf äußerst geringe Auswirkungen verschiedener Ausgestaltungen des Emissionshandels hin. Im Szenario *EU-RLV eng* wird das BIP im Jahr 2010 (2020) in Deutschland um 0,07 % (0,09 %), in der europäischen Union um 0,06 % (0,07 %) niedriger ausfallen als im Szenario *Marrakesch*. Die Beschäftigung geht in Deutschland um 27.600 (34.300) in der gesamten EU um 100.700 (112.700) zurück. Durch Einbezug von JI und CDM in das europäische System im Szenario *EU-RLV weit* können diese Effekte verringert werden. Es treten dann kaum noch Wachstums- oder Beschäftigungseffekte auf.

Wie oben bereits ausgeführt, wurde bei diesen Berechnungen unterstellt, dass 20 % der Zertifikate versteigert werden, die Verwendung des Auktionserlöses in der Berechnungen jedoch nicht berücksichtigt. Wird dieser genutzt, um bestehende Steuern oder Abgaben zu senken, so geht dies mit positiven wirtschaftlichen Effekten einher, die in einigen Studien substanziell zu einem positiven Gesamturteil beitragen.

Alle diese Ergebnisse beziehen sich auf einen Vergleich mit dem aus theoretischer Sicht kostengünstigsten Szenario *Marrakesch*. Gegenüber Szenarien ohne Emissionshandel (z.B. feste Quoten im Rahmen von Selbstverpflichtungen) dürften daher deutlich positive Effekte zu erwarten sein.

Tabelle 2-6: Makroökonomische Effekte eines Emissionshandels (Veränderung gegenüber dem Szenario Marrakesch)

	Szenario EU-RLV weit		Szenario EU-RLV eng	
	Veränderungen gegenüber dem Szenario Marrakesch			
	BIP	Beschäftigung	BIP	Beschäftigung
	%	in 1000	in %	in 1000
Deutschland EU-15	2010			
	-0,01	-4	-0,07	-27,6
	-0,01	-15,6	-0,06	-100,7
Deutschland EU-15	2020			
	-0,01	-3,6	-0,09	-34,3
	-0,01	-14,6	-0,07	-112,7

Quelle: AGEP/RWI (2002)

2.4.5 Zusammenfassung und Fazit

Aus ihrer konzeptionellen Kritik am europäischen Emissionshandel leitet die Studie eine weitgehende Ablehnung aller Handelssysteme ab, „die Unternehmen auf der Basis von absoluten Restriktionen einbinden“ (S. 139). Begründung dafür ist, dass damit die Gefahr des *Leakage* verbunden sei, d.h. der Verlagerung von Emissionen in Länder außerhalb der EU. Durch dieses Phänomen werde das Ziel des Kioto-Prozesses, die Reduktion der globalen Emissionen von Treibhausgasen, gefährdet. Außerdem führe es zu nachteiligen ökonomischen und sozialen Folgen für die europäische Wirtschaft. Darüber hinaus wird eine Reihe ernster praktischer und administrativer Probleme gesehen, z.B. bei der Verteilung der Erstausrüstung sowie dem Monitoring.

Eine weitere Kritik am Richtlinienentwurf vom 23. Oktober 2001 bezieht sich darauf, dass das EU-Konzept eine „Isolation von dem auf UN-Ebene vereinbarten Konzept der Flexibilisierung mit drei Instrumenten“¹⁷ (S. VI) vorsehe. Dadurch würden die Kosten der Zielerreichung für europäische Unternehmen höher als notwendig, das *Leakage* werde verstärkt, und der Wirtschaftsstandort verlöre an Wettbewerbsfähigkeit. Daher stehe der Emissionshandel gemäß der EU-Richtlinie mit dem Ziel der Nachhaltigkeit in Konflikt, da er (im Vergleich zu anderen Lösungen) weniger Umweltentlastung herbeiführe und mit höheren wirtschaftlichen und sozialen Kosten verbunden sei.

Eine der Auswirkungen des Emissionshandels, die besonders kritisch hervorgehoben wird, ist die Verlagerung der Nachfrage nach Primärenergieträgern von Stein- und Braunkohle zu Erdgas. Dadurch werde einerseits die Versorgungssicherheit Deutschlands gefährdet und die Abhängigkeit von relativ wenigen Anbietern von Erdgas erhöht. Andererseits führe dies zu hohem Anpassungsdruck und sozialen Problemen in den deutschen Kohlerevieren. Neben dem Klimaschutz würden also auch andere politische Ziele „wie die Versorgungssicherheit, Wachstum und soziale Gerechtigkeit negativ betroffen“ (S. VII).

¹⁷ Durch diese und ähnliche Formulierungen („völkerrechtlich bindende(n) Kyoto-Mechanismen“, S.2) wird der falsche Eindruck erweckt, dass ein Vertragspartner verpflichtet sei, diese Mechanismen zu nutzen. Es handelt sich dabei jedoch nur um eine Möglichkeit, nicht aber eine Verpflichtung.

Weiterhin sei unklar, wie der europäische Emissionshandel mit bestehenden klimapolitischen Maßnahmen in Einklang zu bringen sei, „ohne Doppeleffekte u.ä. sowie erhebliche zusätzliche bürokratische Belastungen hervorzurufen“ (S. VII). Besonders wird auf den Konflikt mit der Selbstverpflichtung der deutschen Wirtschaft zum Klimaschutz hingewiesen, die als erfolgreiches und weiterhin notwendiges Instrument angesehen wird.

Insgesamt leiten die Autoren aus den präsentierten Ergebnissen ein deutlich negatives Ergebnis ab: „Ablehnung des EU-RLV aufgrund von konzeptionellen Mängeln und gravierenden negativen Wirkungen“ (S. V). Die Absage geht sogar darüber hinaus und bezieht sich auf alle Emissionshandelssysteme, „die Unternehmen auf der Basis von absoluten Restriktionen einbinden“ (S. 139). Die Studie folgert: „Wenn überhaupt, bietet sich ein Emissionshandelssystem für die deutsche Industrie erst längerfristig an“ (S. 143).

Weder aus den konzeptionellen Kritikpunkten noch aus den durchgeführten Simulationsrechnungen lassen sich die in der Studie ausgedrückten grundlegenden Vorbehalte gegen den Emissionshandel allgemein und den Entwurf der EU-Richtlinie im Speziellen ableiten. Die Gefahr des *Leakage* ist bereits in der Konstruktion des Kioto-Protokolls angelegt und kann grundsätzlich nicht vermieden werden. Auch sollte dieser Punkt nicht einseitig in den Vordergrund gestellt werden. Die Bedeutung der ersten Verpflichtungsperiode des Kioto-Protokolls ist weniger in der globalen Emissionsminderung an sich zu sehen, sondern vielmehr als Beginn eines internationalen politischen Prozesses, in dem die beteiligten Industrieländer ihre besondere Verantwortung auf dem Weg zu einer nachhaltigen Entwicklung anerkennen. Dieser erste Schritt ermöglicht, Vertrauen zu bilden, Institutionen aufzubauen und Erfahrungen zu sammeln, wie die Effizienz des Marktmechanismus genutzt werden kann, um die Nutzung des knappen Gutes „Umwelt“ zu steuern. Auch die Simulationsrechnungen können die grundsätzliche Ablehnung nicht stützen. Sie ergeben, dass die wirtschaftlichen Effekte (im Vergleich mit dem Szenario *Marrakesch*) insgesamt gering sind, und zwar umso geringer, je umfangreicher die Möglichkeiten zur Nutzung flexibler Mechanismen gestaltet werden. Auch die ökologische Wirksamkeit kann nach so nach den Berechnungen von AGEF/RWI (2002) verbessert werden. Schon durch die Einbeziehung der projektbezogenen Mechanismen JI und CDM können die größten Nachteile im Vergleich zu dem Szenario mit vollem Einsatz der flexiblen Instrumente vermieden werden. Die Öffnung für einen Annex I-weiten Handel bringt dem gegenüber nur noch geringe Vorteile.

Eine generelle Ablehnung des Emissionshandels können die Simulationsrechnungen und die konzeptionellen Probleme schon aus methodischen Gründen nicht rechtfertigen, da kein Szenario mit alternativen Politikmaßnahmen analysiert wurde, mit denen die Verpflichtungen des Kioto-Protokolls und des europäischen *Burden sharing* eingehalten werden können. Die pauschal behauptete Leistungsfähigkeit von Selbstverpflichtungen als Instrument des Klimaschutzes ist aus theoretischen wie empirischen Gründen durchaus in Frage zu stellen.

Bei dem Plädoyer, in einem europäischen Emissionshandel, die flexiblen Mechanismen des Kioto-Protokolls so weit wie möglich einzubeziehen, wurden Argumente, die dafür

sprechen, einen substanziellen Teil der Minderungsverpflichtung in der EU selbst zu erfüllen, nicht in Betracht gezogen. So kann der Druck zu „inländischen“ Emissionsminderungen Innovationen induzieren und europäischen Herstellern von Anlagen zur emissionsfreien oder –armen Energieerzeugung sowie zur Energieeinsparung langfristig Wettbewerbsvorteile verschaffen. Diese Mechanismen sind auch in den verwendeten Simulationsmodellen nicht abgebildet und daher in der Wirkungsanalyse nicht berücksichtigt. Der Einbezug der projektbezogenen Mechanismen JI und CDM entspricht dem aktuellen Stand der Diskussion in der EU. Die EU hält es jedoch für notwendig, Bedingungen für entsprechende Projekte zu formulieren, um zu verhindern, dass diese die ökologische Wirksamkeit der europäischen Klimaschutzanstrengungen unterlaufen. Langfristig ist sicherlich auch ein Annex I-weiter Emissionshandel anzustreben. Angesichts der *Hot air*-Problematik könnte dies in der ersten Verpflichtungsperiode jedoch auch unerwünschte Effekte haben.

3 Simulation verschiedener Ausgestaltungsvarianten für einen EU-Emissionshandel in Deutschland

3.1 Modellbeschreibung

Im Rahmen des Vorhabens wurde zur Bewertung verschiedener Ausgestaltungsoptionen eines nationalen Allokationsplanes für Deutschland das Modell SIMET (Simulation von ET-Systemen) entwickelt. Es dient insbesondere zur Abschätzung der sektoralen Kostenbelastungen in Abhängigkeit von der Anfangsverteilung der Emissionsrechte. Das Simulationsprogramm ist mit Hilfe der Makroprogrammierung (Visual Basic) in Excel modelliert worden.

Alle Modellrechnungen beziehen sich auf das Jahr 2010, das als repräsentativ für die Verpflichtungsperiode 2008 bis 2012 angesehen wird. Die Aussagen zu Emissionsprojektionen, Kosten, Vermeidungspotenzialen und Zertifikatspreisen beziehen sich auf diesen Zeitpunkt.

Schließlich folgt die Modellierung einem branchenorientierten Ansatz. Wichtige Verteilungsprobleme des EU-Emissionshandelssystems werden sich jedoch auf Anlagen- bzw. Unternehmensebene innerhalb der verschiedenen Branchen ergeben. Trotzdem erlaubt die Analyse auf Branchenebene erste Rückschlüsse auf besonders sensible Ausgestaltungsoptionen des Systems.

3.1.1 Ziel und Aufbau des Modells

Ziel der Modellentwicklung war es, zeitnah und flexibel sowie in Abhängigkeit vom Zertifikatspreis eine Vielzahl verschiedener sektoraler Anfangsverteilungen an Emissionsrechten in Deutschland hinsichtlich ihrer Verteilungswirkung zu analysieren. Die sektoralen Verteilungswirkungen wurden anhand der Durchschnitts- und Gesamtkostenbelastungen der einzelnen Sektoren sowie mit Hilfe einer Ver- und Zukaufsbilanz an Emissionsrechten untersucht.

Mit Hilfe der *Ver- und Zukaufsbilanz* können Verkaufsströme von Emissionsrechten ausgewertet werden, d.h. Aussagen getroffen werden, ob in Abhängigkeit von den getroffenen Annahmen sich ein Sektor (bzw. Deutschland) zum Nettover- oder –zukäufer von Emissionsrechten entwickelt. Eine solche Bilanz liefert jedoch zunächst noch keine Hinweise auf die tatsächliche Kostenbelastung eines Sektors. Diese kann lediglich durch die Auswertung der *Gesamtkosten* – d.h. unter Berücksichtigung aller Kostenfaktoren (Vermeidungskosten zuzüglich Kosten bzw. Erlöse aus dem Emissionsrechtehandel) – ermittelt werden. Die *Durchschnittskosten* hingegen sind stark von den jeweilig vorhandenen sektoralen Vermeidungspotenzialen bzw. den Kosten dieser Vermeidungspotenziale ab.

Tabelle 3-1: Sektorgliederung nach der statistischen Systematik der Wirtschaftszweige

WZ 93	Beschreibung der Sektoren
10 bis 14	Bergbau/Gewinnung von Steinen und Erden
15	Ernährungsgewerbe
16	Tabakverarbeitung
17	Textilgewerbe
18	Bekleidungsgewerbe
19	Ledergewerbe
20	Holzgewerbe (ohne Herstellung von Möbeln)
21	Papiergewerbe
22	Verlags- und Druckgewerbe, Vervielfältigung
23	Kokerei, Mineralverarbeitung, Herstellung/Verarbeitung von Spalt- und Brutstoffen
24	Chemische Industrie
25	Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren
26	Glasgewerbe, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden
27	Metallerzeugung und -bearbeitung
28	Herstellung von Metallerzeugnissen
29	Maschinenbau
30	Herstellung von Büromaschinen, DV-geräten und -einrichtungen
31	Herstellung von Geräten der Elektroerzeugung, -verteilung
32	Rundfunk-, TV- und Nachrichtentechnik
33	Medizin-, Meß-, Steuer-/Regelungstechnik, Optik
34	Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen
35	Sonstiger Fahrzeugbau
36	Herstellung von Möbeln, Schmuck, Musik, Sportgeräten
37	Recycling

Quelle: Statistisches Bundesamt

In SIMET werden alle unter den Richtlinienentwurf fallenden Sektoren betrachtet. Die Verteilungswirkung der Primärallokation auf die folgenden Emittentengruppen bzw. Akteure werden bei der Analyse berücksichtigt:

- Verarbeitendes Gewerbe und Bergbau
 - Industriefeuerungen
 - Stromerzeugung
 - nicht-energiebedingte Emissionen
- Öffentliche Stromerzeugung
- Öffentliche Fernwärmeerzeugung
- Staat (bei Auktionierung)¹⁸

¹⁸ Die Analyse der Verteilungswirkungen auf den Staat ist nur bei Wahl der Auktionierung als Primärallokation sinnvoll.

Die Industriefeuerungen sowie die Stromerzeugung im Bereich des Verarbeitenden Gewerbes und des Bergbaus werden nach der statistischen Systematik der Wirtschaftszweige (Klassifikation der Wirtschaftszweige Ausgabe 93 – WZ 93) in 24 Sektoren unterteilt, um eine differenziertere Aussage hinsichtlich der Kostenbelastung innerhalb der Industriesektoren zu ermöglichen. Diese sind in Tabelle 3-1 im Überblick dargestellt.

Die in SIMET berücksichtigten prozessbedingten CO₂-Emissionen, die nur in ausgewählten Sektoren des Verarbeitenden Gewerbes auftreten, sind in Tabelle 3-2 dargestellt.

Tabelle 3-2: Prozessbedingte CO₂- Emissionen

WZ 93	Prozesse	Berücksichtigung unter EU-Emissionshandelsrichtlinie
24	Herstellung von Ammoniak	nein
24	Herstellung von Soda	nein
26	Herstellung von Glas	ja
26	Herstellung von Zement	ja
26	Herstellung von Kalk	ja
27	Herstellung von Kalziumkarbid	nein
27	Herstellung von Hüttenaluminium	nein

Quelle: Eigene Darstellung

Weiterhin können – um die Verteilungswirkung von spezifischen Ansätzen für die Stromwirtschaft transparent zu machen – einzelne Primärenergieträger in der öffentlichen Stromerzeugung detailliert betrachtet werden. Folgende Energieträger werden differenziert betrachtet:

- Braunkohle
- Steinkohle
- Öl
- Gas
- Kernenergie
- Sonstige

Die Berücksichtigung der Kernenergie für die Stromerzeugung ermöglicht die Bewertung unterschiedlicher Ansätze zur Behandlung der Kernenergie im Rahmen der Zuteilung von Emissionsrechten.

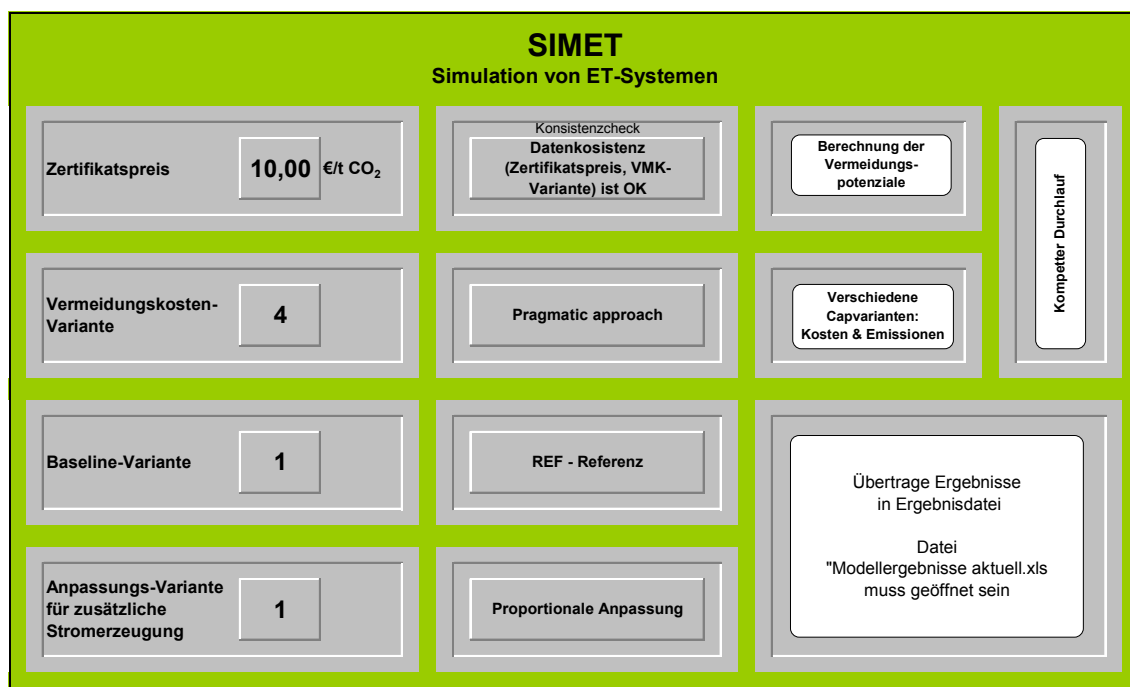
3.1.2 Voreinstellung und Eingangsdatensätze

Im Folgenden werden die Voreinstellungen und Eingangsdatensätze von SIMET in allgemeiner Form beschrieben, inhaltliche Aspekte der Datengrundlagen, die in SIMET verwendet worden sind, werden jedoch erst in den Kapiteln 3.4 bis 3.8 ausführlich erläutert. SIMET umfasst die folgenden Eingangsdatensätze:

- Baseline-Entwicklung
- Vermeidungskostenkurven
- Varianten der Primärallokation
- Zertifikatspreise
- Anpassungsvariante für zusätzliche Stromerzeugung.

Diese Eingangsdaten für die Varianten der Primärallokation können durch den Nutzer variabel in der Steuerungseinheit von SIMET eingestellt werden. Abbildung 3-1 bietet eine Übersicht über die Benutzeroberfläche der Steuerungseinheit von SIMET.

Abbildung 3-1: Benutzeroberfläche der Steuerungseinheit von SIMET



SIMET
Simulation von ET-Systemen

Zertifikatspreis 10,00 €/t CO ₂	Konsistenzcheck Datenkonsistenz (Zertifikatspreis, VMK-Variante) ist OK	Berechnung der Vermeidungspotenziale	Kompletter Durchlauf
Vermeidungskosten-Variante 4	Pragmatic approach	Verschiedene Capvarianten: Kosten & Emissionen	
Baseline-Variante 1	REF - Referenz	Übertrage Ergebnisse in Ergebnisdatei Datei "Modellergebnisse aktuell.xls" muss geöffnet sein	
Anpassungs-Variante für zusätzliche Stromerzeugung 1	Proportionale Anpassung		

Quelle: Öko-Institut

Eine zentrale Ausgangsbasis des Modells bilden die Projektionen für die zukünftige Entwicklung der CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2010, die sog. *Baseline-Entwicklung*. Zwei Datensätze zur Baseline-Entwicklung (nach Erfassungsgraden)¹⁹ wurden einmalig in SIMET eingelesen, können aber jederzeit angepasst werden. Vor jedem Modelldurchlauf wird jeweils eine Variante der Baseline ausgewählt, die für den jeweiligen Modelldurchlauf als Basis genommen wird. Zur Zeit programmiert sind die folgenden Baseline-Varianten:

¹⁹ Mit den beiden Projektionen soll eine robuste Bandbreite der möglichen Emissionsentwicklung dargestellt werden.

1. Baseline-Variante „Referenz“ (REF)
2. Baseline-Variante „Alternativ“ (ALT)

Ausführliche Erläuterungen sowohl zu den Annahmen, die diesen Projektionen zugrunde gelegt wurden, als auch zum Ergebnis der beiden Projektion enthalten die Kapitel 3.4 bis 3.8.

Die *Vermeidungskosten* der verschiedenen Branchen fließen ebenfalls variabel in das Modell ein. Dies bedeutet einerseits, dass jeweils eine von insgesamt vier Vermeidungskostenvarianten bei einem Modelldurchlauf als Grundlage für die Modellrechnungen verwendet werden kann. Andererseits können – für weitere Berechnungen – alle Vermeidungskostenkurven relativ einfach innerhalb des Modells angepasst oder ergänzt werden. Die Vermeidungskostenkurven werden in den Eingangsdaten durch die Menge der vermiedenen Emissionen (in Millionen Tonnen) sowie durch die entsprechenden spezifischen Vermeidungskosten der einzelnen Vermeidungsoption in Euro pro Tonne abgebildet.

Derzeit werden die in Kapitel 3.7 näher erläuterten Vermeidungskostenkurven als Datengrundlage für das Modell verwendet.

Die Flexibilität, innerhalb des Modells sowohl die Baselines als auch die Vermeidungskosten zu variieren, wurde eingeführt, um den Unsicherheiten Rechnung zu tragen, die mit der Abschätzung der Vermeidungskostenkurven und Prognose der Baseline-Entwicklung einhergehen und entsprechende Sensitivitätsuntersuchungen zu erleichtern.

Derzeit sieht das Modell 25 verschiedene *Varianten der Primärallokation* vor, für die jeweils ein Zu- und Verkaufssaldo, die sektoralen Durchschnittskosten sowie die sektoralen Gesamtkosten ermittelt werden. Im Gegensatz zu den anderen Eingangsdaten werden die Varianten der Primärallokation bei den einzelnen Durchläufen nicht alternativ, sondern in Abhängigkeit von den anderen Eingangsdaten immer vollständig ausgewertet. Bei Bedarf können jederzeit die Menge der zu untersuchenden Varianten der Primärallokation mit geringen Anpassungen des Modells erhöht oder reduziert werden bzw. auch die bestehenden Varianten angepasst werden.

Im Rahmen dieses Projektes dienen die in Kapitel 3.6 näher erläuterten Primärallokationsvarianten als Datengrundlage für SIMET.

Eine zentrale Voraussetzung für die Anwendung von SIMET ist, dass eine Annahme über die Höhe des Zertifikatspreises auf dem europäischen Emissionshandelmarkt getroffen wird. Innerhalb von SIMET ist der *Zertifikatspreis* eine exogen vorgegebene Eingangsgröße, die zu Beginn der Simulationen eingegeben wird. Zur Bewertung der Kostenbelastung in Abhängigkeit von verschiedenen Zertifikatspreisen bei ansonsten gleichen Annahmen muss das Modell mehrmals durchlaufen werden.

Wenn im Verarbeitenden Gewerbe und im Bergbau der Einsatz zusätzlicher Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen als Vermeidungsoption unterstellt wird, erhöht sich insgesamt die industrielle Stromerzeugung. Es wird davon ausgegangen, dass die zusätzlich im Verarbeitenden Gewerbe bzw. im Bergbau produzierte Strommenge in diesen Fällen nicht mehr bei den öffentlichen Stromversorgern nachgefragt wird. Vor diesem Hinter-

grund wurde es notwendig, die Baseline, die Vermeidungsmenge sowie die Vermeidungskosten der öffentlichen Stromerzeugung um diesen Betrag anzupassen.

In SIMET sind zur Anpassung der Baseline zwei alternative *Berechnungsvarianten für die Berücksichtigung der zusätzliche Stromerzeugung aus industrieller KWK* vorgesehen, die im Vorfeld eines Modelldurchlaufs gewählt werden müssen.

3.1.3 Modell- und Kontrollfunktionen

Nachdem der Nutzer die Voreinstellungen von SIMET getroffen hat, besteht die Möglichkeit, die Vermeidungspotenziale und die sektoralen Kostenbelastungen in Abhängigkeit von der Anfangsverteilung der Emissionsrechte sowohl stufenweise als auch in einem Schritt zu ermitteln (vgl. Abbildung 3-1).

Zur Kontrolle, dass die jeweils aktuell mit SIMET ermittelten Auswertetabellen mit den angegebenen Eingangsdaten aus der Steuerungseinheit übereinstimmen, dient ein sog. Konsistenzcheck der Eingangsdaten, der die Folgerichtigkeit der ermittelten Ergebnisse gewährleistet.

3.1.4 Berechnung der Vermeidungspotenziale und Bestimmung der Kostenbelastung verschiedener Varianten der Primärallokation

Der komplexe Programmablauf des Modells ist schematisch in Abbildung 3-2 dargestellt. Er wird in im Folgenden detailliert erläutert.

Bestimmung des Vermeidungspotenzials

Im ersten Schritt werden für alle Sektoren in Abhängigkeit vom Zertifikatspreis sowohl das Vermeidungspotenzial (in Mio. t CO₂) als auch die entsprechenden Kosten der Vermeidung berechnet. Als relevante Vermeidungsmaßnahmen werden diejenigen Optionen berücksichtigt, deren spezifische Kosten unterhalb des angenommenen Zertifikatspreises liegen. Dabei werden für alle Sektoren die Kosten der Emissionsminderung durch das Summenprodukt der spezifischen Kosten und der jeweiligen Vermeidungsmenge bestimmt. Das in Abhängigkeit vom Zertifikatspreis ermittelte gesamte Minderungspotenzial ergibt sich dann aus der Summe der jeweiligen der Vermeidungsoptionen.

Berücksichtigung der industriellen Kraft-Wärme-Kopplung und Anpassung der Baseline

Die Anpassung der Eingangsdaten innerhalb eines Modelldurchlaufes wegen zusätzlicher Strommengen aus der industriellen Kraftwärmekopplung erfolgt in SIMET auf der Basis zweier, alternativer Berechnungsverfahren.

Anpassungsvariante 1 sieht eine proportionale Reduktion der Vermeidungskosten und -menge sowie der Baseline für die öffentliche Stromerzeugung vor. Als Anpassungsfaktor dient bei dieser Variante das Verhältnis der angepassten öffentlichen Stromerzeugung zur öffentlichen Stromerzeugung in der Ausgangssituation.

Alternativ bleiben bei der Anpassungsvariante 2 die Vermeidungsmenge und -kosten trotz der zusätzlich produzierten Strommenge aus der industriellen Kraftwärmekoppelung konstant. Es wird lediglich die Baseline um den Quotienten aus der angepassten öffentlichen Stromerzeugung abzüglich der der zusätzlichen industriellen KWK zuzurechnenden Strommenge sowie der öffentlichen Stromerzeugung abzüglich des Vermeidungspotenzials nach unten korrigiert.

Eine ganze Reihe von Berechnungen haben jedoch gezeigt, dass die beiden Anpassungsvarianten die Ergebnisse nur marginal beeinflussen und Sensitivitätsrechnungen mit Blick auf diese unterschiedlichen methodischen Ansätze nicht notwendig erscheinen.

Zukaufs- und Verkaufsbilanz

Ausgehend von der angepassten prognostizierten Emissionsverteilung im Jahr 2010 wird untersucht, ob die einzelnen Sektoren nach Ausschöpfung des wirtschaftlich attraktiven Potenzials eigener Vermeidungsoptionen Emissionsrechte zukaufen müssen, um ihr vorgegebenes Minderungsziel zu erfüllen oder aber überschüssige Zertifikate vermarkten können. Diese Analyse erfolgt über die sog. Vergleichsmenge²⁰ separat für die einzelnen Primärallokationsvarianten. Wird festgestellt, dass ein Sektor nach Ausschöpfung des Vermeidungspotenzials ein Emissionsniveau erreicht, das unterhalb des vorgegebenen Minderungsziels liegt, so kann dieser Sektor Emissionsrechte auf dem Markt verkaufen. Der Erlös wird durch eine Multiplikation der Menge der zu verkauften Emissionsrechte mit dem Zertifikatspreis errechnet. Liegt das Emissionsniveau oberhalb des vorgegebenen Minderungsziels, so muss der Sektor Emissionsrechte auf dem Markt erwerben, ebenfalls zum Zertifikatspreis. Durch diese Auswertung wird eine Zu- und Verkaufsbilanz in Abhängigkeit von der Primärallokation erstellt.

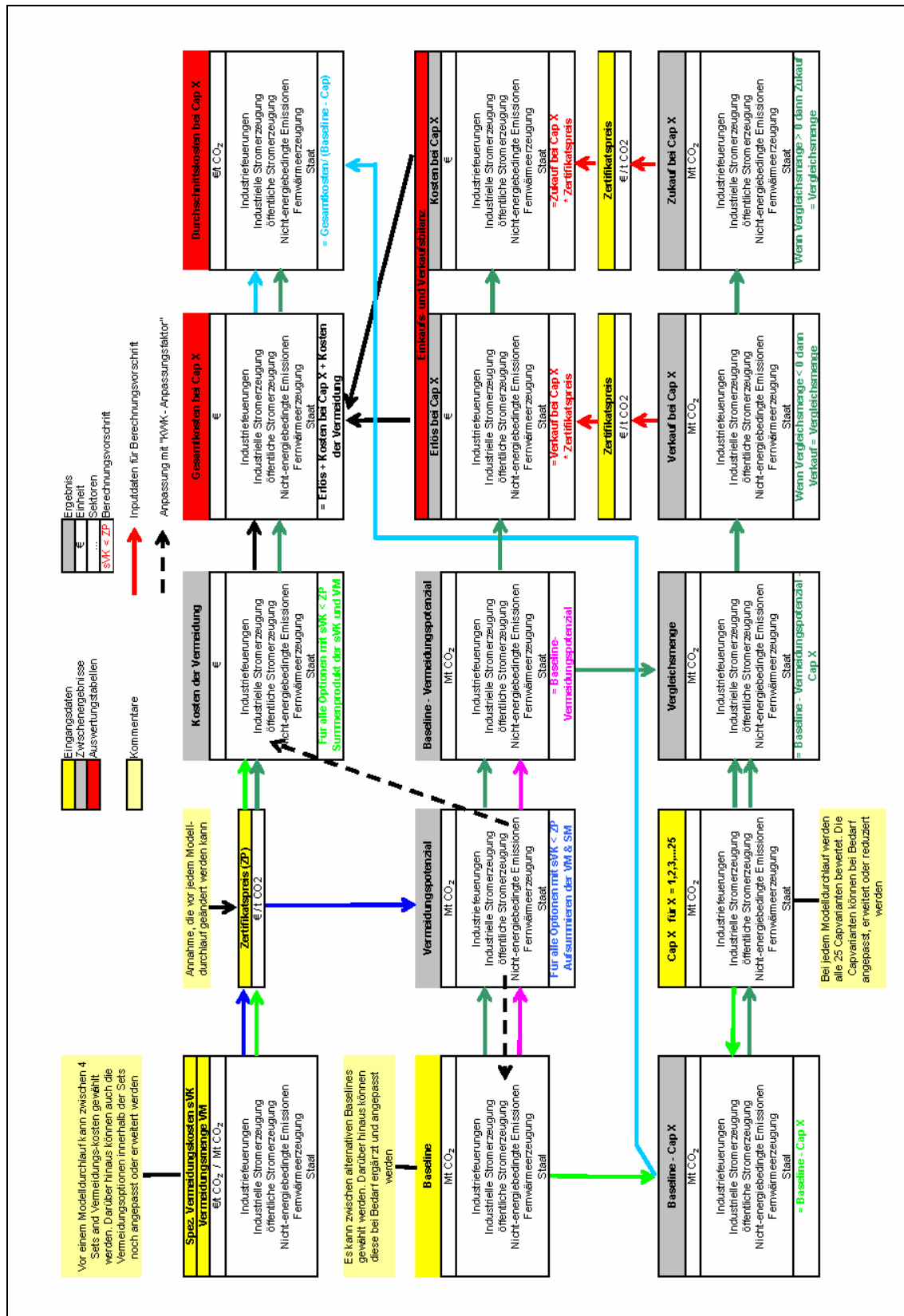
Bestimmung sektoraler Gesamt- und Durchschnittskosten

Neben der Zu- und Verkaufsbilanz an Emissionsrechten werden zur Bewertung der Primärallokationsvarianten die sektoralen Gesamt- sowie Durchschnittskosten bestimmt. Die Gesamtkosten der einzelnen Sektoren setzen sich zusammen aus den jeweiligen Kosten der eigenen Vermeidung und den Kosten bzw. den Erlösen aus dem Emissionsrechtehandel. Darüber hinaus werden die Durchschnittskosten für jeden Sektor ermittelt, indem die Gesamtkosten auf die Emissionsmenge nach Ausschöpfung des Vermeidungspotenzials bezogen werden.

Insgesamt können mit dem vorgestellten Instrumentarium eine Vielzahl von ergebnisbestimmenden Parametern auf einfache Art und Weise miteinander kombiniert und damit umfangreiche Sensitivitätsbetrachtungen durchgeführt werden.

²⁰ Die Vermeidungsmenge wird folgendermaßen definiert: Vergleichsmenge = Baseline – Vermeidungsmenge – Minderungsziel.

Abbildung 3-2: Programmablauf von SIMET (schematisch)



Quelle: Öko-Institut

3.2 Datengrundlagen

Für die Analysen standen grundsätzlich eine Reihe verschiedener Datenquellen zur Verfügung:

- die von der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen erarbeiteten Energiebilanzen für Deutschland für den Zeitraum 1990 bis 1991;
- die vom Statistischen Bundesamt veröffentlichten Daten zum Energieverbrauch und zur Energieerzeugung für den Bergbau, das Verarbeitende Gewerbe und die öffentliche Stromversorgung für den Zeitraum 1990 (Stromerzeugung) bzw. 1991 (alle anderen Daten) bis 2001;
- die Monitoring-Berichte zur Selbstverpflichtung der deutschen Wirtschaft, die Daten für die Jahre 1990 sowie 1995 bis 1999 enthalten;
- die vom Umweltbundesamt erstellten deutschen Treibhausgasinventare sowie eine ganze Reihe entsprechender Hintergrunddaten;
- eine Reihe von weiteren Branchenstatistiken (Mineralölwirtschaftsverband, Statistik der Kohlenwirtschaft etc.)

Den Datensatz mit der höchsten Konsistenz hinsichtlich der Energiedaten bilden dabei die deutschen *Energiebilanzen*, auf deren Basis – mit geringfügigen Ergänzungen – auch die deutschen CO₂-Inventare erstellt werden. Das wesentliche Problem für den Zweck dieser Studie bestand darin, dass die sektorale Auflösung des Energieverbrauchs hinter den Anforderungen für die hier angestellten Analysen zurück bleibt bzw. für einige Bereiche (z.B. die industrielle Stromerzeugung) nicht existiert. Darüber hinaus entstehen auch in der Energiebilanz durch die 1995 erfolgte Umstellung der statistischen Systematik für eine ganze Reihe von Zeitreihen methodische Brüche.

Die vom *Statistischen Bundesamt* bereitgestellten amtlichen Daten bieten den entscheidenden Vorteil, dass sie erstens bis zum Jahr 2001 vorliegen, zweitens in hoher sektoraler Auflösung verfügbar sind und drittens auch rückwirkend für den Zeitraum bis 1991 auf die aktuelle statistische Systematik umgearbeitet wurden. Für das Jahr 1990 mussten die entsprechenden Lücken durch Schätzungen geschlossen werden, die zum Teil auf der amtlichen Statistik für die alten Bundesländer und auf der Grundlage von Daten aus der DDR bzw. den neuen Bundesländern erfolgen konnten. Darüber hinaus mussten in der amtlichen Statistik nicht enthaltene Differenzierungen (z.B. für den nichtenergiebedingten Einsatz verschiedener Energieträger) durch Schätzungen ersetzt werden. Auch zeigen sich im detaillierten Datenbestand an einzelnen Stellen durchaus eine Reihe von schwer erklärbaren Phänomenen.

Eine hohe sektorale Auflösung, allerdings nur für einen Ausschnitt der Industrie, bieten die *Monitoring-Daten* zur Klimaschutz-Selbstverpflichtung der deutschen Industrie. Allerdings unterscheidet sich der hier verfolgte Ansatz für die Branchenabgrenzung teilweise erheblich von der der amtlichen Statistik zu Grunde liegenden Systematik und die Erfassungsgrade der einzelnen Verbandsstatistiken differieren teilweise stark. Darüber hinaus lassen die Monitoring-Daten keine Differenzierung z.B. für die industrielle Stromerzeugung und die nicht-energiebedingten Emissionen zu. Schließlich zeigt sich

an einzelnen Stellen bei näherer Analyse, dass die im Rahmen des Monitorings gelieferten Daten durchaus auch strategischen Erwägungen des jeweiligen Verbandes folgen können.

Vor diesem Hintergrund wurde die Grundsatzentscheidung getroffen, die Analysen grundsätzlich auf Grundlage der amtlichen Daten des Statistischen Bundesamtes durchzuführen. Dem Vorteil langer Zeitreihen und hoher sektoraler Auflösung steht dabei der Nachteil gegenüber, dass sich im Ergebnis der Emissionsberechnungen leichte Abweichungen zu den nationalen Treibhausgasinventaren bzw. zu den auf Grundlage der Energiebilanzen ermittelten CO₂-Emissionen auftreten.

Für einige Bereiche (gesamte Stromerzeugung, Fernwärmeerzeugung, Mineralölraffinerien) wurden die Daten des Statistischen Bundesamtes aus Plausibilitätsgründen durch Daten aus der Energiebilanz bzw. den zu Grunde liegenden Branchenstatistiken (Mineralölwirtschaftsverband) bzw. weiteren statistischen Zusammenstellungen (Statistik der Kohlenwirtschaft) ergänzt oder ersetzt.

Im Bereich der Stromerzeugung kann die Konsistenz der Zeitreihen verbessert werden, wenn diese um statistische Umbuchungen bereinigt werden, die in den neunziger Jahren für einige Bereiche vorgenommen wurden. Diese Bereinigung wurde entsprechend den Monitoring-Berichten zur Klimaschutzklärung der deutschen Industrie vorgenommen.

Zur Ermittlung der nichtenergiebedingten CO₂-Emissionen standen die Inventardaten des Umweltbundesamtes zur Verfügung.

Für die Umrechnung des Energieeinsatzes von natürlichen Einheiten (z.B. Tonnen) in Energieeinheiten (Terajoule) wurden die Heizwerte der deutschen Energiebilanz verwendet. Die zur Ermittlung der Emissionen notwendigen Emissionsfaktoren wurden vom Umweltbundesamt übernommen.

Hinsichtlich der Zeitreihen für die Wertschöpfung der einzelnen Sektoren konnte schließlich auf vom Deutschen Institut für Wirtschaftsforschung erstellte Daten nach der aktuellen statistischen Systematik (Klassifikation der Wirtschaftszweige 1993 – WZ 93) zurückgegriffen werden.

In der Kombination der verschiedenen Datenquellen konnte so für die folgenden Analysen eine Datengrundlage geschaffen werden, die eine hohe Auflösung nach Sektoren und Einsatzbereichen, lange Zeitreihen bis zum Jahr 2001 sowie eine ausreichende Konsistenz bietet.

3.3 Entwicklung der CO₂-Emissionen von 1990 bis 2001

3.3.1 Entwicklung der CO₂-Emissionen aus dem Endenergieverbrauch der Industrie

Vom Statistischen Bundesamt wurden für den Zeitraum 1991 bis 2001 die Betriebsergebnisse des Produzierenden Gewerbes zum Brennstoffverbrauch nach Hauptgruppen, Abschnitten, Unterabschnitten, Abteilungen, Gruppen und Klassen entsprechend der Klassifikation der Wirtschaftszweige (Ausgabe 1993 – WZ 93) zur Verfügung gestellt. Erfasst wurden dabei die folgenden Brennstoffe:

- Steinkohlen und Steinkohlenbriketts
- Steinkohlenkoks
- Rohbraunkohle
- Braunkohlenbriketts und –koks
- leichtes Heizöl
- schweres Heizöl
- Orts- und Kokereigas
- Erdgas und Erdölgas

Die Zeitreihen werden in natürlichen Maßeinheiten berichtet und wurden zunächst mit den für die deutsche Energiebilanz verwendeten Heizwerten (vgl. Anhang I) in Energieeinheiten umgerechnet.

Da der in der amtlichen Statistik berichtete Verbrauch sowohl die für nichtenergetische Zwecke als auch die für die industrielle Stromerzeugung eingesetzten Brennstoffe erfasst, mussten weitere Aufbereitungsschritte erfolgen.

Der gesamte Brennstoffeinsatz für nichtenergetische Zwecke steht aus der nationalen Energiebilanz zur Verfügung. Folgende Zuordnungsregeln wurden in Ansatz gebracht:

1. Der nicht dem Hochofeneinsatz zuzuordnende nichtenergetische Einsatz von Steinkohlenkoks wird vollständig der chemischen Industrie (Abschnitt 24 der WZ 93) zugerechnet.
2. Der nichtenergetische Einsatz von schwerem Heizöl wird zu 90 % der chemischen Industrie (Abschnitt 24 der WZ 93) und zu 10 % der Metallherzeugung (Abschnitt 27 der WZ 93) zugeordnet.
3. Der nichtenergetische Einsatz von Erdgas wird vollständig bei der chemischen Industrie (Abschnitt 24 der WZ 93) verbucht.

Da die Verbrauchsdaten für den Zeitraum 1991 bis 1994 ursprünglich nach der bis 1994 geltenden Systematik der Wirtschaftszweige (SYPRO) erfasst und erst im Nachgang entsprechend der ab 1995 geltenden WZ 93 umgruppiert wurden, treten für die Jahre 1991 bis 1994 durch Zuordnungsunschärfen bei der Umschlüsselung bedingte Summenabweichungen auf. Diese Differenzpositionen wurden durch Abgleich mit den E-

nergiebilanzdaten sowie anderer Quellen auf die verschiedenen Abschnitte der WZ 93 verteilt.

In einem weiteren Schritt wurde der Brennstoffverbrauch im Produzierenden Gewerbe um den Einsatz der jeweiligen Energieträger für die industrielle Stromerzeugung (vgl. Kapitel 3.3.2) vermindert. Hierbei wurde auch der Einsatz von Hochofengas für die Stromerzeugung beim Kokeinsatz in Hochöfen (Abschnitt 27 der WZ 93) abgesetzt.

Für 1990 wurden die branchenspezifischen Daten auf Grundlage der amtlichen Statistik für die alten Bundesländer, sowie auf der Grundlage der Energiebilanzen für die neuen Bundesländer und ergänzender statistischer Angaben geschätzt. Da weiterhin für den Abschnitt 23 der WZ 93 (Kokerei, Mineralölverarbeitung, Herstellung/Verarbeitung von Spalt-/Brutstoffen) bei den Zeitreihen des Statistischen Bundesamtes offensichtlich statistische Unschärfen bestehen, wurde aus diesem Bereich nur die Mineralölverarbeitung (die den ganz überwiegenden Teil der CO₂-Emissionen aus diesem Sektor verursacht) berücksichtigt. Als Datengrundlage dienten dabei die entsprechenden Energiebilanzdaten (1990-1999), die auf Grundlage von Daten des Mineralölwirtschaftsverbandes²¹ für die Jahre 2000 und 2001 fortgeschrieben wurden.

Tabelle 3-3 *CO₂-Emissionen aus dem industriellen Endenergieverbrauch, 1990-2001*

	WZ93	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Mio. t CO ₂													
Bergbau/Gew. von Steinen und Erden	10 bis 14	9,4	9,2	6,6	5,4	5,9	5,1	4,7	4,2	3,9	3,3	3,5	3,6
Ernährungsgewerbe	15	13,2	12,3	10,8	9,8	9,4	8,8	8,8	8,4	8,3	8,2	8,3	8,1
Tabakverarbeitung	16	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Textilgewerbe	17	7,1	6,0	2,7	2,1	1,9	1,8	1,7	1,6	1,5	1,3	1,3	1,2
Bekleidungsgewerbe	18	0,6	0,5	0,5	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1
Ledergewerbe	19	0,7	0,6	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Holzgewerbe (ohne Herstellung von Möbeln)	20	0,7	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,6	0,5	0,4	0,6	0,6	0,5
Papiergewerbe	21	8,2	7,7	7,4	7,2	7,2	7,0	6,6	6,7	6,2	6,4	6,4	6,1
Verlagsgewerbe, Druckgewerbe, Vervielfältigung	22	1,8	1,6	1,5	1,0	1,2	0,6	0,5	0,5	0,6	1,4	0,6	0,7
Mineralölverarbeitung	23.20	17,3	16,3	16,0	16,9	17,2	17,3	17,7	16,9	17,9	16,6	18,8	17,9
chemische Industrie	24	37,6	31,0	27,3	23,9	21,4	19,7	20,0	20,9	16,8	17,3	16,0	16,5
Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	25	2,9	2,4	2,5	2,0	1,9	1,9	1,9	1,9	1,8	1,8	1,7	1,6
Glasgewerbe, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden	26	21,2	20,5	18,7	19,2	19,3	19,7	18,7	18,4	17,8	17,2	17,1	15,0
Metallerzeugung und -Bearbeitung	27	65,8	61,0	54,5	50,0	54,2	54,2	52,3	54,7	54,6	51,1	56,3	54,0
Herstellung von Metallzeugnissen	28	4,2	4,5	3,4	2,7	2,5	2,5	2,6	2,7	2,5	2,5	2,5	2,4
Maschinenbau	29	7,3	6,9	5,2	3,7	3,1	2,9	3,0	2,7	2,3	2,2	2,0	2,1
Herstellung von Büromaschinen, DV-Geräten und -einrichtungen	30	0,4	0,3	0,3	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,1
Herstellung von Geräten der Elektrizitätserzeugung, -verteilung	31	3,3	2,9	1,3	1,1	1,0	1,2	1,1	0,9	1,0	0,9	0,8	0,9
Rundfunk-, TV- und Nachrichtentechnik	32	0,6	0,5	0,5	0,3	0,2	0,2	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Medizin-, Meß-, Steuer-/Regelungstechnik, Optik	33	0,7	0,6	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilern	34	2,9	2,9	2,8	2,6	2,3	2,5	2,7	2,5	2,3	2,3	2,2	2,2
Sonstiger Fahrzeugbau	35	1,8	2,1	1,4	1,2	0,8	0,7	0,7	0,6	0,5	0,4	0,4	0,4
Herstellung von Möbeln, Schmuck, Musik, Sportgeräten	36	1,3	1,2	1,1	0,9	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4
Recycling	37	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1
EEV Industrie insgesamt		209,2	191,8	165,9	151,6	151,8	148,2	145,3	145,6	139,8	134,7	139,6	134,7
Anmerkung: Ohne Emissionen aus Brennstoffeinsatz zur industriellen Stromerzeugung (Stein-/Braunkohlen, leichtes/schweres Heizöl, Orts-/Kokereigas, Erdgas, Gichtgas) sowie ohne nichtenergetischen Verbrauch													

Quellen: Berechnungen von DIW Berlin und Öko-Institut

²¹ Es handelt sich dabei um die im Anhang des Jahresberichtes des Mineralölwirtschaftsverbandes veröffentlichten MWV Mineralölgzahlen.

Im Ergebnis können aus dem Endenergieverbrauch der Industrie²² über brennstoffspezifische CO₂-Emissionsfaktoren (vgl. Anhang I) die entsprechenden CO₂-Emissionen ermittelt werden (Tabelle 3-3).

Von den insgesamt 24 betrachteten Sektoren verursachen jedoch nur 11 Sektoren CO₂-Emissionen, die mehr als ein Prozent der Gesamtemissionen ausmachen. Auf vier Branchen (Mineralölverarbeitung; chemische Industrie; Glasgewerbe, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden sowie Metallerzeugung und -bearbeitung) entfallen im Jahr 2001 ca. 77 % aller Emissionen, wobei allein die Metallerzeugung und -bearbeitung ca. 40 % der Emissionen verursacht.

Die Übersicht verdeutlicht, dass die hier betrachteten Emissionen von 1990 bis 2001 absolut um ca. 36 % gesunken sind. Die Minderungen fallen jedoch erstens in den verschiedenen Sektoren sehr unterschiedlich aus, wobei dies auf sehr unterschiedliche Ursachen (Ausgangsniveau und Minderungspotenziale, wirtschaftliche Entwicklung des Sektors, Minderungsanstrengungen etc.) zurückgeführt werden kann. Zweitens sind die Minderungen im Zeitverlauf sehr diskontinuierlich.

Insgesamt in 16 Sektoren liegen die seit 1990 erzielten absoluten Emissionsminderungen über dem Gesamtwert der Industrie (36 %), in acht Sektoren darunter. Dazu gehören jedoch drei der vier o.g. Schwerpunktsektoren:

- in der Mineralölverarbeitung lagen die CO₂-Emissionen im Jahr 2001 um ca. 3 % über dem Wert von 1990;
- im Sektor Glasgewerbe, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden gingen die Emissionen um 29 % zurück;
- in der Metallerzeugung und -bearbeitung wurden die Emissionen von 1990 bis 2001 um 18 % gesenkt.

In der Gesamtbilanz der CO₂-Emissionen aus dem Endenergieverbrauch der Industrie wurde der Großteil der Minderungen in der ersten Hälfte der neunziger Jahre erbracht. Bereits 1993 waren 77 % der gesamten CO₂-Minderung erreicht, 1995 bereits 88 %. Der generelle Trend sehr hoher Emissionsminderungen (teilweise über 90 % der bis 2001 erzielten Gesamtminderung) gilt auch für zwei der o.g. Schwerpunktsektoren. Eine besondere Entwicklung ergibt sich jedoch für die Mineralölverarbeitung und den Sektor Glasgewerbe, Keramik, Verarbeitung von Steinen:

- in der Mineralölverarbeitung wurden die CO₂-Emissionen bis zum Jahr 1999 (bei einigen Schwankungen) etwa auf dem Ausgangsniveau von 1990 gehalten und stiegen ab 2000 deutlich über das Ausgangsniveau;
- im Sektor Glasgewerbe, Keramik, Verarbeitung von Steinen stabilisierten sich die Emissionen im Zeitraum 1992 bis 1997 – wiederum mit einigen Schwankungen –

²² Für die Analysen in dieser Studie wird der Endenergieverbrauch der Industrie definiert als der gesamte Energieeinsatz in der Industrie, vermindert um den nichtenergetischen Verbrauch sowie den Energieeinsatz für die industrielle Stromerzeugung.

auf einem Niveau von etwa 10 % unter dem Ausgangswert von 1990 und sanken danach bis zum Jahr 2001 auf -29 %.

Zusammenfassend ist im industriellen Endenergieverbrauch mit knapp 75 Mio. t CO₂ im Zeitraum 1990 bis 2001 die größte absolute CO₂-Minderung der betrachteten Emissionengruppen zu beobachten. Dabei ist – mit Ausnahme der Mineralölverarbeitung – bei den CO₂-Emissionen aus dem industriellen Endenergieverbrauch bei allen betrachteten Sektoren eine absolute Minderung zu beobachten, die zumeist deutlich *über* dem Wert von 21 % liegt. In der Größenordnung dieses Wertes (d.h. bei -22 bis -25 Prozent) liegen allein die Tabakverarbeitung, das Papiergewerbe sowie die Kraftfahrzeugindustrie (Abschnitte 16, 21 und 34 der WZ 93).

3.3.2 Entwicklung der CO₂-Emissionen aus den Industriekraftwerken

Die Berechnung der CO₂-Emissionen aus der industriellen Stromerzeugung beruht auf der amtlichen Statistik zu den Stromerzeugungsanlagen im Bergbau und Verarbeitenden Gewerbe, die neben Leistung und Stromerzeugung auch differenzierte Angaben zum Brennstoffeinsatz der industriellen Stromerzeugung erfasst.²³ Erfasst werden dabei die Brennstoffe:

- Steinkohlen, einschließlich Steinkohlenbriketts und –koks
- Braunkohle, einschließlich Braunkohlenbriketts, -koks, -staub und Wirbelschichtkohle
- Gas, gesamt
- Erdgas
- Kokereigas
- Hochofengas
- Heizöl, gesamt
- Heizöl, schwer
- sonstige Brennstoffe.

Aus diesen Angaben konnten weitere Brennstoffdifferenzierungen abgeleitet werden:

- die Differenz aus dem gesamten Heizöleinsatz und dem Einsatz schweren Heizöls wurde als leichtes Heizöl interpretiert;
- die Differenz aus dem gesamten Gaseinsatz und den Einzelangaben für Erdgas, Kokereigas sowie Hochofengas wurde als Mix aus Raffineriegas, Flüssiggas und Erdölgas aufgefasst.

²³ Die Angaben wurden den jeweiligen Ausgaben der Fachserie 4, Reihe 6.4 des Statistischen Bundesamtes entnommen, die im Gegensatz zum überwiegenden Teil der amtlichen Statistik für das Jahr 1990 auch Angaben für Deutschland mit dem Gebietsstand *nach* dem 3. Oktober 1990 verzeichnet.

In der amtlichen Statistik wird nur eine Auswahl der hier betrachteten Industriesektoren ausdifferenziert:

- Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden (Abschnitte 10-14 der WZ 93)
- Verarbeitendes Gewerbe insgesamt (Abschnitte 15-37 der WZ 93)
- Ernährungsgewerbe (Abschnitt 15 der WZ 93)
- Textilgewerbe (Abschnitt 17 der WZ 93)
- Papiergewerbe (Abschnitt 21 der WZ 93)
- Kokereien, Mineralölverarbeitung, Herstellung von Brutstoffen (Abschnitt 23 der WZ 93)
- chemische Industrie (Abschnitt 24 der WZ 93)
- Metallherzeugung und -bearbeitung (Abschnitt 27 der WZ 93)
- Maschinenbau (Abschnitt 29 der WZ 93)

Die weitere Ausdifferenzierung musste über Schätzungen erfolgen. Grundlage bildet hier wiederum die amtliche Statistik. Aus der Berichterstattung über das Produzierende Gewerbe lassen sich Angaben zur Stromeigenproduktion aus Kohle und anderen fossilen Brennstoffen für alle Abschnitte der WZ 93 gewinnen. Vereinfachend wurde hier unterstellt, dass die Struktur des Brennstoffeinsatzes sowie die Umwandlungseffizienz der industriellen Stromerzeugungsanlagen für Sektoren neben den o.g. Sektoren jeweils gleich angesetzt werden kann. Für das Jahr 1990 wurden diesbezüglich Zusatzschätzungen auf Grundlage statistischer Daten für die DDR vorgenommen.

Schließlich wurden für die Zeitreihen der CO₂-Emissionen eine Reihe von Umgruppierungen vorgenommen, die aus statistischen Neuordnungen resultieren. Hier werden Steinkohlekraftwerke aus dem Steinkohlenbergbau (ca. 5,5 Mio. t CO₂) bzw. Braunkohlekraftwerke aus der Nichteisen-Metallindustrie (ca. 2,1 Mio. t CO₂) ab Mitte der neunziger Jahre der allgemeinen Stromversorgung zugerechnet. Die entsprechenden Emissionen wurden für die gesamte Zeitreihe vor der Umgruppierung von der industriellen Stromerzeugung abgesetzt und der allgemeinen Stromversorgung zugeordnet.

Die Ergebnisse der Emissionsberechnung zeigen zunächst die überragende Bedeutung des Bergbaus für die CO₂-Emissionen aus der industriellen Stromerzeugung. Im Jahr 2001 verursachte der Bergbau noch ca. 40 % der gesamten Emissionen aus der industriellen Stromerzeugung. Dieser hohe Anteil ergibt sich erstens aus dem signifikanten Beitrag der Industriekraftwerke des Bergbaus (im Jahr 2001 ca. 22 % im Steinkohlenbergbau sowie ca. 4 % im Braunkohlenbergbau), aber auch aus der ganz überwiegenden Rolle der Kohleverstromung in diesem Bereich, während in den anderen Industriebereichen vor allem die Gas- und Heizölverstromung überwiegt.

Drei Industriesektoren (Bergbau 39,8 %, chemische Industrie 23,6 % sowie Metallherzeugung und -bearbeitung 14 %) verursachten im Jahr 2001 über 77 % der gesamten CO₂-Emissionen aus Industriekraftwerken, eine nennenswerte Rolle darüber hinaus spielten

nur noch das Ernährungsgewerbe (3,6 %), das Papiergewerbe (7,7 %) sowie Kokereien und Mineralölverarbeitung (8,7 %).

Die Emissionen aus diesem Bereich sind seit 1990 um ca. 49 % gesunken, wobei sich die Minderung etwa gleichmäßig über die gesamte Dekade erstreckte, 1995 betrug die Minderung der CO₂-Emissionen aus den Industriekraftwerken ca. 28 %. Die Entwicklung in den (wichtigsten) Sektoren verlief jedoch sehr differenziert. Während die Emissionen aus der Kraftwerken des Bergbaus gegenüber 1990 um über 60 % und in der chemischen Industrie über 47 % zurück gingen, stiegen die Emissionen in den Kraftwerken der Metallherzeugung und –bearbeitung im Vergleich zu 1990 um etwa 1 % und im Ernährungsgewerbe um 42 %. Moderate Emissionsminderungen bei der Stromerzeugung sind für das Papiergewerbe (17,7 %) und die Kokereien und Mineralölraffinerien (5,6 %) zu verzeichnen (Tabelle 3-4).

Tabelle 3-4: CO₂-Emissionen aus den Stromerzeugungsanlagen von Bergbau und Verarbeitendem Gewerbe, 1990-2001

	WZ93	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
		Mio. t CO ₂											
Bergbau/Gew. von Steinen und Erden ^a	10 bis 14	28,5	29,9	26,2	25,2	22,0	21,1	15,9	16,2	14,2	13,5	12,9	11,1
Ernährungsgewerbe	15	0,7	0,6	0,6	0,7	0,8	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Tabakverarbeitung	16	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Textilgewerbe	17	0,4	0,4	0,3	0,3	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0
Bekleidungsgewerbe	18	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ledergewerbe	19	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Holzgewerbe (ohne Herstellung von Möbeln)	20	0,3	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3
Papiergewerbe	21	2,6	2,7	2,7	2,9	3,0	3,3	3,1	3,1	3,1	2,7	2,3	2,1
Verlagsgewerbe, Druckgewerbe, Vervielfältigung	22	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Kokerei, Mineralölverarbeitung, Herstellung von Spalt- und Brutstoffen	23	2,6	2,6	2,2	2,1	1,7	2,0	2,3	2,6	2,5	2,8	2,3	2,4
Chemische Industrie	24	12,4	10,3	9,2	7,9	8,1	8,2	7,0	7,4	6,5	5,3	6,5	6,6
Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	25	1,0	0,6	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1
Glasgewerbe, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden	26	0,2	0,3	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Metallherzeugung und -Bearbeitung ^a	27	3,9	3,7	3,8	3,0	3,0	2,8	1,7	4,2	4,5	4,3	4,8	3,9
Herstellung von Metallzeugnissen	28	0,3	0,3	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Maschinenbau	29	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0
Herstellung von Büromaschinen, DV-Geräten und -einrichtungen	30	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Herstellung von Geräten der Elektrizitätserzeugung, -verteilung	31	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Rundfunk-, TV- und Nachrichtentechnik	32	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Medizin-, Meß-, Steuer-/Regelungstechnik, Optik	33	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen	34	1,3	0,7	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1
Sonstiger Fahrzeugbau	35	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Herstellung von Möbeln, Schmuck, Musik, Sportgeräten	36	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Recycling	37	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Industrielle Stromerzeugung insgesamt		54,7	52,5	46,0	43,1	39,6	39,3	32,0	35,6	32,9	30,5	30,5	27,8

Anmerkung: ^a einschließlich Umgruppierungen in die allgemeine Stromversorgung

Quellen: Berechnungen von Öko-Institut und DIW Berlin

Ein erstes Erklärungsmuster für diese Emissionsentwicklungen bietet die Entwicklung der industriellen Stromerzeugung (Tabelle 3-5).

Für den Zeitraum von 1990 bis 2001 ist hier ein Rückgang von insgesamt 27 % zu verzeichnen, fast die Hälfte des gesamten Emissionsrückgangs ist so auf die Verminderung der Stromproduktion zurück zu führen. Auch hier ergeben sich wieder sehr unterschiedliche Entwicklungsmuster. Im Bergbau sowie der chemischen Industrie war die Stromproduktion stark rückläufig, in anderen Bereichen (Ernährungsgewerbe, Kokereien und

Mineralölverarbeitung) wurde sie massiv ausgebaut und in weiteren Sektoren (Papiergewerbe, Metallerzeugung und –bearbeitung) blieb sie etwa auf gleichem Niveau.

Tabelle 3-5: Stromerzeugung in den Industriekraftwerken im Bergbau und Verarbeitendem Gewerbe, 1990-2001

	WZ93	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
		TWh											
Bergbau/Gew. von Steinen und Erden ^a	10 bis 14	27,8	29,2	26,2	25,1	22,1	21,7	15,0	17,9	16,3	15,5	15,2	13,0
Ernährungsgewerbe	15	1,5	1,4	1,4	1,5	1,7	1,8	1,9	2,0	2,1	2,1	1,9	1,9
Textilgewerbe	17	0,7	0,6	0,6	0,5	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1
Papiergewerbe	21	5,1	5,3	5,4	5,5	5,8	6,4	6,2	6,2	6,1	5,6	5,6	5,2
Kokerei, Mineralölverarbeitung, Herstellung von Spalt- und Brutstoffen	23	3,1	3,1	3,1	3,2	3,4	3,6	4,2	4,6	5,1	5,9	5,9	6,0
Chemische Industrie	24	18,1	17,9	18,0	16,4	17,0	18,3	16,5	16,9	15,7	13,1	14,5	15,0
Metallerzeugung und -bearbeitung ^a	27	4,7	4,4	4,5	3,9	3,9	3,9	2,7	5,1	5,0	5,2	5,7	4,6
Andere		4,5	3,4	2,0	1,9	2,0	2,0	2,1	2,1	2,6	2,2	2,0	2,1
Industrielle Stromerzeugung insgesamt		65,4	65,2	61,2	58,0	56,2	57,9	48,8	55,1	53,2	49,8	50,8	47,8

Anmerkung: ^a einschließlich Umrundungen in die allgemeine Stromversorgung

Quellen: Statistisches Bundesamt

Ein Vergleich mit dem Stromverbrauch der jeweiligen Branchen (Tabelle 3-6) lässt Rückschlüsse in Bezug auf die Frage zu, in wie weit die Emissionen aus der industriellen Stromerzeugung in die öffentliche Stromversorgung „verschoben“ worden sind. Statistisch konsistente Daten liegen hier erst ab 1991 vor, wegen unterschiedlicher Abgrenzungen in der vor 1995 gültigen Systematik der Wirtschaftszweige können konsistente Daten für 1990 nur teilweise ermittelt werden.

*Tabelle 3-6: Stromverbrauch im Bergbau und Verarbeitendem Gewerbe
1990-2001*

	WZ93	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
		TWh											
Bergbau/Gew. von Steinen und Erden	10 bis 14	kA	21,9	19,7	18,8	17,2	16,9	15,6	14,1	13,2	12,8	12,1	11,6
Ernährungsgewerbe	15	kA	11,5	11,7	11,7	12,0	12,2	12,2	12,4	12,8	13,2	13,7	13,8
Textilgewerbe	17	kA	4,9	4,5	4,0	3,8	3,6	3,5	3,5	3,6	3,4	3,5	3,4
Papiergewerbe	21	kA	15,3	15,4	15,4	16,1	16,7	16,4	17,0	17,2	17,6	19,0	18,7
Kokerei, Mineralölverarbeitung, Herstellung von Spalt- und Brutstoffen ^a	23		8,0	8,4	7,4	7,1	7,0	6,1	6,1	5,9	6,2	7,7	7,6
Chemische Industrie	24	kA	48,6	47,5	44,0	46,0	46,7	46,5	49,4	49,4	49,4	49,8	48,7
Metallerzeugung und -bearbeitung	27	kA	43,1	40,1	38,2	38,4	39,4	38,4	40,8	41,3	40,8	42,9	42,8
Andere		kA	78,2	77,4	73,8	74,8	77,4	76,5	78,0	81,3	82,9	87,2	88,9
Industrieller Stromverbrauch insgesamt		kA	223,4	216,2	205,9	208,3	213,0	209,2	215,1	218,8	220,1	228,3	228,0

Anmerkung: ^a wegen unterschiedlicher statistischer Abgrenzungen Zeitreihen bis 1994 und ab 1995 nur eingeschränkt miteinander vergleichbar

Quellen: Statistisches Bundesamt, AG Energiebilanzen

Die Zusammenstellung zeigt, dass der Stromverbrauch in den erfassten Bereichen – im Gegensatz zur Stromerzeugung – gegenüber 1991 leicht gestiegen ist, wobei auch hier wieder sehr gegenläufige Trends beobachtet werden können, die sich für die Sektoren mit signifikanter Stromerzeugung wie folgt ergeben haben:

- im Bergbau, dem Ernährungsgewerbe sowie der Metallerzeugung und –bearbeitung entspricht der Trend des Stromverbrauchs etwa dem Trend der eigenen Stromerzeugung;

- im Ernährungsgewerbe ist die Stromproduktion im Sektor deutlich stärker gestiegen als der Stromverbrauch;
- in den Kokereien und der Mineralölverarbeitung ist der Stromverbrauch deutlich gesunken, die eigene Stromerzeugung hat sich aber nahezu verdoppelt;
- im Textilgewerbe ist zwar der Stromverbrauch erheblich gesunken, die eigene Stromerzeugung ging jedoch noch erheblich stärker zurück;
- im Papiergewerbe stieg der Strombedarf stark an, die eigene Stromproduktion blieb gegenüber 1991 jedoch etwa konstant;
- in der chemischen Industrie blieb der Stromverbrauch etwa konstant, die eigene Stromerzeugung ging jedoch erheblich zurück.

Insgesamt ist damit eine Stromerzeugung von ca. 20 TWh vgl. Kapitel 3.3.2 in den Bereich der öffentlichen Stromversorgung „verschoben“ worden, je nach emissionsseitiger Bewertung entspricht dies überschlägig einem Emissionsvolumen von 10 bis 20 Mio. t CO₂.²⁴

Tabelle 3-7: Spezifische Emissionen der Stromerzeugung im Bergbau und Verarbeitendem Gewerbe, 1990-2001

	WZ93	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
		kg CO ₂ /kWh											
Bergbau/Gew. von Steinen und Erden ^a	10 bis 14	1,03	1,02	1,00	1,00	0,99	0,97	1,06	0,91	0,87	0,87	0,84	0,85
Ernährungsgewerbe	15	0,48	0,45	0,46	0,47	0,49	0,51	0,48	0,48	0,47	0,47	0,53	0,54
Textilgewerbe	17	0,54	0,55	0,53	0,59	0,46	0,48	0,47	0,49	0,55	0,56	0,43	0,48
Papiergewerbe	21	0,51	0,51	0,51	0,53	0,51	0,51	0,51	0,50	0,50	0,48	0,42	0,41
Kokerei, Mineralölverarbeitung, Herstellung von Spalt- und Brutstoffen	23	0,82	0,86	0,71	0,66	0,50	0,55	0,54	0,55	0,48	0,47	0,39	0,41
Chemische Industrie	24	0,69	0,57	0,51	0,48	0,48	0,45	0,42	0,44	0,41	0,41	0,45	0,44
Metallerzeugung und -Bearbeitung ^a	27	0,83	0,84	0,83	0,77	0,78	0,74	0,64	0,82	0,89	0,83	0,85	0,84
Andere		0,83	0,71	0,46	0,46	0,43	0,42	0,43	0,46	0,42	0,38	0,34	0,32
Industrielle Stromerzeugung insgesamt		0,84	0,81	0,75	0,74	0,71	0,68	0,65	0,65	0,62	0,61	0,60	0,58

Anmerkung: ^a einschließlich Umgruppierungen in die allgemeine Stromversorgung

Quellen: Berechnungen von Öko-Institut und DIW Berlin

Tabelle 3-7 zeigt schließlich die Entwicklung der spezifischen CO₂-Emissionen in den Kraftwerken von Bergbau und Verarbeitendem Gewerbe. Insgesamt haben sich die spezifischen Emissionen massiv verbessert, wobei der Brennstoffwechsel offensichtlich eine herausragende Rolle spielt (Kokereien und Mineralölverarbeitung, chemische Industrie). Aber auch in Sektoren mit geringeren Ausgangsniveaus (Textilgewerbe, Papiergewerbe) bzw. ohne Sinnfälligkeit des Brennstoffwechsels (Bergbau, Metallerzeugung und -bearbeitung) sind signifikante Verbesserungen erzielt worden.

Zusammenfassend ist für den gesamten Bereich der industriellen Stromerzeugung eine massive Emissionsminderung zu beobachten, die für die Periode 1990 bis 2001 einen Wert von knapp 27 Mio. t CO₂ erreicht. Diese Verringerung der Emissionen ist jedoch

²⁴ Der untere Wert ergibt sich aus einer Bewertung des zusätzlich bezogenen Stroms mit dem spezifischen Emissionswert des gesamten Kraftwerksparks, der obere Wert über eine Bewertung des Stroms mit den Emissionen eines durchschnittlichen Steinkohlenkraftwerks.

etwa hälftig der verminderten Stromproduktion in Bergbau und Industrie zuzurechnen. Die Emissionsminderungen fallen sektoral sehr unterschiedlich aus und bewegen sich teilweise parallel, teilweise aber auch entgegen der sektoralen Stromverbrauchsentwicklung. Damit sind erhebliche Emissionsverlagerungen in den Bereich der öffentlichen Stromversorgung zu konstatieren.

3.3.3 Entwicklung der CO₂-Emissionen aus den Kraftwerken der allgemeinen Versorgung und der Fernwärmeerzeugung

Die Emissionsentwicklung der öffentlichen (allgemeinen) Stromerzeugung wird als Differenz zwischen den Emissionen der gesamten Stromerzeugung und der industriellen Stromerzeugung (Kapitel 3.3.2) ermittelt.

Grundlage der Emissionsermittlung bilden die von der AG Energiebilanzen jährlich erstellten Auswertetabellen zur Energiebilanz. Da seitens einiger Stromversorger die Datenlieferungen für das Jahr 2001 noch ausstanden, waren die Auswertetabellen mit Aktualitätsstand 09/2002 bezüglich des Brennstoffeinsatzes für die Stromerzeugung noch unvollständig und es konnten nur die Zeitreihen von 1990 bis 2000 analysiert werden. Die CO₂-Emissionen aus der Fernwärmeerzeugung (in der Abgrenzung der Energiebilanz) wurden für die Jahre 1990 bis 1999 auf Grundlage der Energiebilanz ermittelt und für die Jahre 2000 und 2001 entsprechend geschätzt.

Tabelle 3-8 zeigt den Emissionsverlauf für die Kraftwerke der öffentlichen Stromversorgung in ihrer Differenzierung nach Brennstoffen sowie die Fernwärme insgesamt. Von 1990 bis 2000 sind damit die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung um ca. 5 % gesunken, wobei die absolute Minderung in den Jahren 1997 und 1999 bereits Werte von 9 bzw. 8 Prozent erreicht hatte. Für den Bereich der Steinkohleverstromung sind die Emissionen seit 1990 um ca. 8 % gestiegen, für die Braunkohlenverstromung – vor allem in den neuen Bundesländern – jedoch um etwa 13 % gesunken. In der absoluten Größenordnung nur von untergeordneter Bedeutung, jedoch von nicht unerheblicher Dynamik sind die Emissionen aus der Erdgasverstromung, die seit 1990 erheblich gestiegen sind. Im wesentlichen ergibt sich die Dynamik der CO₂-Emissionen aus der öffentlichen Stromversorgung aus den Verschiebungen innerhalb der Kohleverstromung.

Tabelle 3-8: CO₂-Emissionen aus den Stromerzeugungsanlagen der öffentlichen Elektrizitätsversorgung sowie der Fernwärmeerzeugung, 1990-2001

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
	Mio. t CO ₂											
Steinkohle ^a	100,9	108,0	101,9	106,4	106,4	107,8	113,8	104,0	112,5	107,2	109,3	kA
Braunkohlen ^a	179,1	168,2	166,2	156,9	157,9	154,8	155,6	149,7	146,0	145,3	155,6	kA
Übrige feste Brennstoffe	0,9	0,9	0,7	0,9	0,9	0,8	0,7	0,8	1,1	1,3	1,4	kA
Heizöl	5,6	6,7	6,2	4,0	4,1	3,4	3,0	2,3	2,4	2,4	1,7	kA
Gase	13,5	12,8	11,4	12,2	13,6	14,0	16,7	17,4	18,7	19,0	16,6	kA
Öffentliche Stromversorgung	300,0	296,6	286,4	280,5	283,0	280,9	289,9	274,2	280,7	275,1	284,6	kA
Fernwärme	43,0	39,7	36,2	33,0	31,3	29,4	30,5	26,0	25,7	24,0	26,9	27,8
Anmerkung: ^a einschließlich Umgruppierungen aus der industriellen Stromerzeugung												

Quellen: AG Energiebilanzen, Berechnungen von DIW Berlin und Öko-Institut

Die größte Einzelposition im Bereich der öffentlichen Stromversorgung entfällt dabei auf die Braunkohlenverstromung (60 % im Jahr 1990 bzw. 55 % im Jahr 2000), gefolgt von der Stromerzeugung in Steinkohlen-Kraftwerken (34 % im Jahr 1990 bzw. 38 % im Jahr 2000). Alle anderen (fossilen) Kraftwerke verursachen nur untergeordnete Anteile der gesamten CO₂-Emissionen aus diesem Bereich.

Die Emissionen aus der Fernwärmeerzeugung sind mit einer Minderung von 35 % erheblich umfangreicher zurückgegangen als die der Stromerzeugung, was überwiegend auf den Brennstoffwechsel zurückzuführen ist (s.u.).

Ein Vergleich mit der Entwicklung der (Brutto-) Stromerzeugung in der öffentlichen Versorgung zeigt die wesentlichen Ursachen der Emissionsentwicklung in diesem Sektor (Tabelle 3-9). Während sich die Emissionsentwicklung der Steinkohlenkraftwerke etwa parallel zur Stromerzeugung ergibt, wurden bei den Emissionen aus Braunkohlenkraftwerken deutlich größere Emissionsminderungen erzielt, die vor allem auf die Modernisierung und Erneuerung der Anlagen in den neuen Bundesländern zurückzuführen sind. Die deutlichsten spezifischen Emissionsminderungen ergaben sich jedoch bei den Gaskraftwerken, wo einer massiven Ausweitung der Stromerzeugung nur deutlich geringere Mehremissionen gegenüber stehen.

Im Gegensatz zur Stromerzeugung in den Kraftwerken der öffentlichen Versorgung, die von 1990 bis 2000 um etwa 10 % gestiegen ist, ging die Fernwärmeerzeugung von 1990 bis 2001 um etwa 10 % zurück.

Wird die Ausweitung der Stromerzeugung um die Verlagerungseffekte aus der industriellen Stromerzeugung (ca. 20 TWh siehe Kapitel 3.3.2) bereinigt, so ergibt sich eine Ausweitung der Stromerzeugung von etwa 8 %, die vor allem durch den insgesamt steigenden Stromverbrauch (von 1990 bis 2001 etwa 5 %) verursacht worden ist.

Tabelle 3-9: *Stromerzeugung in den Kraftwerken der öffentlichen Elektrizitätsversorgung und Fernwärmeerzeugung, 1990-2001*

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
	TWh											
Steinkohle ^a	119,9	128,9	121,6	126,5	127,5	129,3	139,5	125,8	136,4	128,4	127,2	126,3
Braunkohlen ^a	155,3	142,9	143,1	138,0	138,0	136,1	139,8	136,0	135,2	132,3	145,0	151,7
Übrige feste Brennstoffe	16,5	11,6	11,6	11,0	11,9	11,5	10,5	11,4	12,3	9,9	11,9	6,7
Heizöl	6,5	10,2	9,1	6,3	6,5	5,5	5,1	4,5	3,9	4,3	3,3	4,0
Gase	15,0	15,4	11,6	11,8	13,6	16,0	22,5	24,1	27,4	28,3	26,1	31,4
Wasserkraft/Windkraft	18,8	17,7	20,4	21,1	22,8	25,4	23,8	24,1	26,0	31,9	39,4	42,7
Kernenergie	152,5	147,4	158,8	153,5	151,2	154,1	161,6	170,3	161,6	170,0	169,6	171,2
Öffentliche Stromversorgung	484,5	474,3	476,2	468,2	471,4	477,9	502,8	496,2	502,8	505,1	522,5	534,0
Fernwärme (PJ)	448,4	430,3	404,9	407,4	395,3	416,6	389,6	359,9	364,3	339,1	390,8	403,7
Anmerkung: ^a einschließlich Umgruppierungen aus der industriellen Stromerzeugung												

Quellen: Statistik der Kohlenwirtschaft, Berechnungen von DIW Berlin und Öko-Institut

Ein Vergleich der spezifischen Emissionsniveaus (jeweils bezogen auf die Bruttostromerzeugung) verdeutlicht die unterschiedlichen Entwicklungen für die wichtigsten Energieträger (Tabelle 3-10).

Die Effizienz des öffentlichen Steinkohlekraftwerksparks ist – im Rahmen unterschiedlich bedingter Schwankungen – von 1990 bis 2000 etwa gleich geblieben, in der Summe

aller Braunkohlekraftwerke haben sich deutlich erkennbare, insgesamt aber begrenzte Emissionsminderungen ergeben. Bei den Erdgaskraftwerken konnten – vor allem bedingt durch die Einführung moderner GuD-Kraftwerke – ganz erhebliche Verbesserungen erzielt werden.

Tabelle 3-10: Spezifische CO₂-Emissionen der Kraftwerke der öffentlichen Elektrizitätsversorgung und der Fernwärmeerzeugung, 1990-2001

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
	kg CO ₂ /kWh											
Steinkohle ^a	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,83	0,82	0,83	0,82	0,83	0,86	kA
Braunkohlen ^a	1,15	1,18	1,16	1,14	1,14	1,14	1,11	1,10	1,08	1,10	1,07	kA
Übrige feste Brennstoffe	0,05	0,07	0,06	0,08	0,07	0,07	0,07	0,07	0,09	0,13	0,12	kA
Heizöl	0,87	0,66	0,68	0,63	0,64	0,62	0,60	0,52	0,63	0,55	0,52	kA
Gase	0,90	0,83	0,98	1,04	1,00	0,88	0,74	0,72	0,68	0,67	0,64	kA
Wasserkraft/Windkraft	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Kernenergie	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Öffentliche Stromversorgung (fossile Kraftwerke)	0,96	0,96	0,96	0,96	0,95	0,94	0,91	0,91	0,89	0,91	0,91	kA
Öffentliche Stromversorgung gesamt	0,62	0,63	0,60	0,60	0,60	0,59	0,58	0,55	0,56	0,54	0,54	kA
Fernwärme (kg/MJ)	0,10	0,09	0,09	0,08	0,08	0,07	0,08	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07

Anmerkung: ^a einschließlich Umgruppierungen aus der industriellen Stromerzeugung

Quellen: Berechnungen von Öko-Institut und DIW Berlin

In der Summe aller fossilen Kraftwerke errechnet sich für die Periode von 1990 bis 2000 eine Verbesserung der spezifischen Emissionen von etwa 5 %. Wird die Ausweitung der Stromerzeugung aus Kernenergie sowie den erneuerbaren Energien mit einbezogen, so verringerten sich im genannten Zeitraum die spezifischen CO₂-Emissionen der öffentlichen Stromversorgung um ca. 12 %, d.h. nur knapp die Hälfte der erzielten Minderungen bei den spezifischen Emissionen der öffentlichen Stromerzeugung wurde im Bereich der fossilen Kraftwerke erbracht.

Vor allem durch den Brennstoffwechsel sowie – in geringerem Maße durch Effizienzverbesserungen – konnten die spezifischen Emissionen der Fernwärmeerzeugung um knapp 30 % vermindert werden, wobei diese Verbesserungen im wesentlichen bis Mitte der neunziger Jahre realisiert wurden.

Zusammenfassend ist für die Stromerzeugung im Bereich der öffentlichen Versorgung eine vergleichsweise geringe absolute CO₂-Minderung zu bilanzieren, die für die Periode 1990 bis 2000 einen Wert von gut 15 Mio. t CO₂ erreicht. Eine ähnliche Größenordnung wurde bei der Fernwärmeerzeugung erreicht.

Dabei bleibt jedoch darauf hinzuweisen, dass die insgesamt steigende Stromnachfrage, aber auch die verminderte Stromproduktion der Industrie einen Teil der erreichten Effizienzverbesserungen bzw. der Verschiebung von Erzeugungsstrukturen hin zu weniger CO₂-intensiven bzw. CO₂-freien Kraftwerken wieder kompensiert haben. Die Emissionsminderungen im Bereich der fossilen Kraftwerke fallen für die einzelnen Brennstoffe sehr unterschiedlich aus, was vor allem aus der von 1990 bis 2000 in sehr unterschiedlichem Maße erfolgten Erneuerung des Steinkohle-, Braunkohle- bzw. des Erdgaskraftwerksparks resultiert. Bei der Fernwärmeerzeugung ergibt sich etwa ein Drittel der Emissionsminderung aus einer verminderten Fernwärmenachfrage, darüber hinaus überwiegt der Effekt des Brennstoffwechsels.

3.3.4 Entwicklung der nicht-energiebedingten CO₂-Emissionen in der Industrie

Die hier analysierten nicht-energiebedingten CO₂-Emissionen aus dem Bereich der Industrie orientieren sich an den sieben für die nationalen CO₂-Inventare berücksichtigten Industrieprozessen:

- Ammoniakproduktion
- Sodaherstellung
- Glasproduktion
- Zementproduktion
- Kalkherstellung
- Kalziumkarbidherstellung
- Hüttenaluminiumproduktion

Die Produktionsmengen sowie die Emissionsfaktoren für die nicht-energiebedingten Prozessemissionen in der Periode 1990 bis 2001 entsprechen den vom Umweltbundesamt (UBA) für die nationalen Inventare verwendeten Daten.

Tabelle 3-11: Nicht-energiebedingte CO₂-Emissionen aus Industrieprozessen, 1990-2001

	WZ93	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
		Mio. t CO ₂											
Ammoniak	24	1,7	1,5	1,5	1,4	1,5	1,8	1,8	1,8	1,8	1,7	1,8	1,8
Soda	24	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,6
Glas	26	1,2	1,3	1,3	1,2	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5	1,5
Zement	26	16,1	14,5	15,2	15,3	16,2	15,8	14,6	15,0	15,5	15,7	15,6	13,9
Kalk	26	6,4	5,7	5,7	5,7	6,5	6,0	5,4	5,6	5,5	5,8	5,8	5,9
Kalziumkarbid	27	0,4	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Hüttenaluminium	27	0,9	0,8	0,7	0,7	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8
Nicht-energiebedingte CO₂-Emissionen		27,6	24,6	25,2	25,0	26,6	26,3	24,5	25,1	25,6	26,0	26,1	24,4

Quellen: Umweltbundesamt, Berechnungen des Öko-Instituts

Von 1990 bis 2001 sind die nicht-energiebedingten CO₂-Emissionen um 12 % zurückgegangen (Tabelle 3-11). Dabei dominiert mit einem Anteil zwischen 55 und 60 Prozent die Zementherstellung die Entwicklung der nicht-energiebedingten CO₂-Emissionen. Zweitgrößte Quelle ist die Kalkproduktion, die mit einem Anteil von 22 bis 24 Prozent jedoch eine signifikant geringere Rolle spielt.

Insgesamt spielt die im Bereich der nicht-energiebedingten CO₂-Emissionen im Zeitraum 1990 bis 2001 erbrachte Emissionsminderung nur eine untergeordnete Rolle, zumal das jeweilige Emissionsniveau offensichtlich stark von der Baukonjunktur abhängt und im Verlauf der neunziger Jahre mehrfach fast an die Größenordnung von 1990 heranreichte.

3.3.5 Entwicklung der gesamten Emissionen von Bergbau, Industrie, Stromerzeugung der öffentlichen Elektrizitätsversorgung und Fernwärme von 1990 bis 2001

Im Zeitraum von 1990 bis 2000 gingen die gesamten hier betrachteten Emissionen um knapp 127 Mio. t CO₂ (ca. 20 %) zurück. Der größte Emissionsanteil mit 47 % (1990) bzw. 56 % (2000) entfällt dabei auch die Kraftwerke der öffentlichen Stromversorgung. Im Bereich des Bergbaus und des Verarbeitenden Gewerbes bilden der Bergbau, Koke-reien und Mineralölraffinerien, die chemische Industrie sowie die Metallherzeugung und –bearbeitung die größten Einzelpositionen der CO₂-Emissionen.

Tabelle 3-12: Gesamte energiebedingte und nicht-energiebedingte CO₂-Emissionen von Bergbau, Industrie, Kraftwerken der öffentlichen Stromversorgung und Fernwärme, 1990-2001

	WZ93	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
		Mio. t CO ₂											
Bergbau/Gew. von Steinen und Erden ^a	10 bis 14	38,0	39,0	32,8	30,6	27,8	26,2	20,6	20,4	18,1	16,8	16,4	14,7
Ernährungsgewerbe	15	13,9	12,9	11,5	10,5	10,3	9,7	9,7	9,4	9,3	9,2	9,3	9,1
Tabakverarbeitung	16	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Textilgewerbe	17	7,4	6,3	3,0	2,4	2,1	1,9	1,8	1,7	1,6	1,4	1,3	1,3
Bekleidungsgewerbe	18	0,6	0,5	0,5	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1
Ledergewerbe	19	0,8	0,6	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Holzgewerbe (ohne Herstellung von Möbeln)	20	1,0	0,8	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	0,8	0,8
Papiergewerbe	21	10,8	10,4	10,1	10,1	10,2	10,3	9,7	9,8	9,3	9,1	8,7	8,3
Verlagsgewerbe, Druckgewerbe, Vervielfältigung	22	1,8	1,6	1,5	1,0	1,2	0,6	0,6	0,6	0,7	1,5	0,7	0,8
Kokerei, Mineralölverarbeitung, Herstellung von Spalt- und Bruchstoffen	23	19,9	18,9	18,2	19,1	18,9	19,3	20,0	19,4	20,4	19,4	21,1	20,3
Chemische Industrie ^b	24	52,5	43,4	38,5	33,8	31,5	30,2	29,4	30,6	25,7	24,9	24,8	25,4
Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	25	3,9	3,1	2,8	2,2	2,1	2,1	2,1	2,1	1,9	1,9	1,7	1,7
Glasgewerbe, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden ^b	26	45,2	42,3	41,1	41,6	43,4	43,0	40,2	40,6	40,4	40,3	40,2	36,4
Metallerzeugung und -Bearbeitung ^{a,b}	27	71,0	65,6	59,0	53,7	57,8	57,8	54,8	59,6	59,8	56,2	61,9	58,8
Herstellung von Metallerzeugnissen	28	4,6	4,8	3,5	2,7	2,5	2,6	2,6	2,7	2,6	2,5	2,5	2,4
Maschinenbau	29	7,3	6,9	5,2	3,7	3,1	3,0	3,0	2,7	2,4	2,2	2,1	2,1
Herstellung von Büromaschinen, DV-Geräten und -einrichtungen	30	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Herstellung von Geräten der Elektrizitätserzeugung, -verteilung	31	3,5	3,0	1,3	1,1	1,0	1,2	1,1	0,9	1,0	0,9	0,8	0,9
Rundfunk-, TV- und Nachrichtentechnik	32	0,6	0,5	0,5	0,3	0,3	0,2	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Medizin-, Meß-, Steuer-/Regelungstechnik, Optik	33	0,7	0,6	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilern	34	4,1	3,5	3,1	2,8	2,6	2,7	2,9	2,6	2,4	2,3	2,3	2,3
Sonstiger Fahrzeugbau	35	1,9	2,2	1,4	1,2	0,9	0,7	0,7	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4
Herstellung von Möbeln, Schmuck, Musik, Sportgeräten	36	1,3	1,3	1,1	1,0	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4
Recycling	37	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1
Bergbau und Industrie gesamt		291,6	269,0	237,1	219,6	218,1	213,9	201,7	206,3	198,4	191,3	196,3	186,9
Steinkohle ^a		100,9	108,0	101,9	106,4	106,4	107,8	113,8	104,0	112,5	107,2	109,3	kA
Braunkohlen ^a		179,1	168,2	166,2	156,9	157,9	154,8	155,6	149,7	146,0	145,3	155,6	kA
Übrige feste Brennstoffe		0,9	0,9	0,7	0,9	0,9	0,8	0,7	0,8	1,1	1,3	1,4	kA
Heizöl		5,6	6,7	6,2	4,0	4,1	3,4	3,0	2,3	2,4	2,4	1,7	kA
Gase		13,5	12,8	11,4	12,2	13,6	14,0	16,7	17,4	18,7	19,0	16,6	kA
Öffentliche Stromversorgung		300,0	296,6	286,4	280,5	283,0	280,9	289,9	274,2	280,7	275,1	284,6	kA
Fernwärme		43,0	39,7	36,2	33,0	31,3	29,4	30,5	26,0	25,7	24,0	26,9	27,8
Bergbau, Industrie und öffentliche Stromversorgung		634,6	605,3	559,7	533,2	532,3	524,2	522,1	506,4	504,8	490,4	507,8	kA

Anmerkungen: ^a einschließlich Umgruppierungen zwischen Bergbau, Industrie und öffentlicher Stromversorgung - b einschließlich nicht-energiebedingter CO₂-Emissionen

Quellen: Berechnungen von Öko-Institut und DIW Berlin

Der Emissionsrückgang von Bergbau und Verarbeitendem Gewerbe (inklusive der nicht-energiebedingten CO₂-Emissionen) beläuft sich im Zeitraum 1990-2001 auf insgesamt 105 Mio. t CO₂ (35 %), während in der hinsichtlich des absoluten Emissionsvolumens weitaus größeren öffentlichen Stromerzeugung von 1990 bis 2000 nur ein Minde-rungsvolumen von 15 Mio. t CO₂ (5 %) realisiert werden konnte.

3.4 Projektionen für die CO₂-Emissionen bis 2010

Auf Basis der Ist-Entwicklung bis 2001 und Projektionen für die jeweiligen Aktivitäten wurden für die Zeithorizonte 2005 und 2010 Projektionen für die CO₂-Emissionen erstellt.

Die Referenz-Projektion basiert im wesentlichen auf einer Abschätzung der sektoralen Wirtschaftsentwicklung, die die Prognos AG im Jahr 2001 für die Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ des 14. Deutschen Bundestages erstellt hat (Prognos/IER/WI 2002). Für die Bruttowertschöpfung von Bergbau und Verarbeitendem Gewerbe ergibt sich danach für die Periode 2001 bis 2010 ein durchschnittliches Wachstum von etwa 2,2 % jährlich. Dies liegt etwas unter dem durchschnittlichen Wachstum der Bruttowertschöpfung für die genannten Sektoren im Zeitraum 1995 bis 2001 (ca. 2,8 %), ist aber als mittlere Wachstumsrate für die Dekade 2001/2010 angesichts der schwächeren Wirtschaftsentwicklung in den letzten Jahren eine eher ehrgeizige Annahme.

In einer Alternativ-Projektion wurden diese Annahmen zur Wirtschaftsentwicklung im industriellen Bereich um ein Drittel nach unten korrigiert. Für Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe ergibt sich hier in der Periode 2001 bis 2005 eine mittlere Wachstumsrate von 1,4 % jährlich und von 2001 bis 2010 ein durchschnittlicher Zuwachs der industriellen Bruttowertschöpfung von 1,5 % im Jahr.

Insgesamt wird in der Referenzprojektion für den Zeitraum von 2001 bis 2010 eine Ausweitung der industriellen Bruttowertschöpfung um knapp 85 Mrd. € erwartet, wobei die sektorale Differenzierung sowohl weitere Schrumpfungsprozesse (z.B. Bergbau, Mineralölverarbeitung, Textil- und Bekleidungsgewerbe) als auch erhebliche Wachstumsprozesse (fast alle anderen Sektoren) zeigt. Ein ähnliches Muster in der Struktur zeigt die Alternativprojektion, das Zuwachsvolumen liegt hier für den Zeitraum 2001-2010 aber nur bei etwa 54 Mrd. €. Mit beiden Projektionen kann eine robuste Bandbreite der durch grundlegende sozioökonomische Prozesse bestimmten Entwicklungen für die nächste Dekade abgebildet werden.

Der spezifische Energieverbrauch und die CO₂-Intensität der Bruttowertschöpfung wurden entsprechend der aktuellen Trends fortgeschrieben, es ergeben sich – auf Grundlage der bisher ergriffenen Maßnahmen – Fortschritte bei Energieeffizienz und spezifischen CO₂-Emissionen entsprechend dem *Business as usual* (BAU). Darüber hinausgehende (Klimaschutz-) Anstrengungen werden hier zunächst nicht berücksichtigt.

Aus der für beide Projektionen gleichen Fortschreibung der sektoralen Energieeffizienz und der Kohlenstoffintensität des jeweiligen Energieeinsatzes lassen sich die CO₂-Emissionen für 2005 und 2010 abschätzen. Tabelle 3-13 zeigt das Ergebnis der beiden Projektionen für die CO₂-Emissionen aus dem *Endenergieverbrauch von Bergbau und Verarbeitendem Gewerbe*. Bis zum Jahr 2010 ergibt sich ein Korridor der zu erwartenden Emissionsniveaus, der von einer Stagnation der 2001 bilanzierten Emissionen (Referenz-Projektion) bis zu einem weiteren Absinken um ca. 11 Mio. t CO₂ (Alternativ-Projektion) reicht.

In der Referenzprojektion stellt sich für den Endenergieverbrauch von Bergbau und Verarbeitendem Gewerbe mit dem Zeithorizont 2005/2010 insgesamt ein Emissionsniveau von ca. 36 % unter dem Wert von 1990 ein. Die Alternativ-Projektion ergibt eine Minderung von 39 % für 2005 und 41 % für 2010.

Tabelle 3-13: Projektionen für die CO₂-Emissionen aus dem industriellen Endenergieverbrauch, 2005 und 2010

WZ93		Bruttowertschöpfung (Ist-Entwicklung und Referenz-Projektion)							Ist- Stand	Referenz- Projektion		Alternativ- Projektion	
		1991	1995	1997	1999	2001	2005	2010	2001	2005	2010	2005	2010
		Mrd. € (1995)							Mio. t CO ₂				
Bergbau/Gew. von Steinen und Erden	10 bis 14	11,8	9,0	8,2	7,7	7,1	5,1	4,9	3,6	2,3	2,1	2,3	1,9
Ernährungsgewerbe	15	25,8	27,1	27,8	28,5	29,0	31,0	32,9	8,1	8,0	7,7	7,8	7,2
Tabakverarbeitung	16	1,5	1,3	1,2	1,3	1,4	1,5	1,5	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Textilgewerbe	17	6,9	5,1	4,8	4,5	4,6	4,3	4,3	1,2	1,0	0,9	1,0	0,8
Bekleidungsgewerbe	18	5,4	3,2	2,8	2,3	2,1	1,7	1,7	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Ledergewerbe	19	1,7	1,1	1,0	0,9	0,9	0,8	0,9	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Holzgewerbe (ohne Herstellung von Möbeln)	20	5,7	6,4	6,3	6,7	6,6	6,3	6,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4
Papiergewerbe	21	7,7	7,4	7,5	7,7	7,9	8,1	8,6	6,1	5,8	5,8	5,6	5,4
Verlagsgewerbe, Druckgewerbe, Vervielfältigung	22	10,8	9,5	9,4	10,4	10,7	10,7	11,3	0,7	0,7	0,8	0,7	0,7
Mineralölverarbeitung	23.20	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,7	1,6	17,9	17,4	16,6	14,9	13,4
chemische Industrie	24	34,1	35,1	38,9	40,9	42,0	45,3	50,8	16,5	15,2	13,7	14,7	12,9
Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	25	16,6	16,2	16,9	18,1	18,8	20,2	22,2	1,6	1,5	1,4	1,4	1,3
Glasgewerbe, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden	26	14,4	15,3	14,5	14,9	14,9	17,4	19,7	15,0	16,9	17,7	16,4	16,6
Metallerzeugung und -Bearbeitung	27	16,7	15,2	15,8	15,3	16,5	18,1	20,2	54,0	55,9	59,0	54,4	55,2
Herstellung von Metallerzeugnissen	28	27,7	28,9	29,4	32,0	33,8	38,6	44,1	2,4	2,4	2,3	2,3	2,2
Maschinenbau	29	57,1	48,5	50,7	52,4	55,9	66,0	76,0	2,1	2,0	1,9	1,9	1,8
Herstellung von Büromaschinen, DV-Geräten und -einrichtungen	30	4,6	3,6	4,7	6,4	8,3	8,3	9,4	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Herstellung von Geräten der Elektrizitätserzeugung, -verteilung	31	26,1	24,8	26,3	28,6	30,4	33,4	38,1	0,9	0,8	0,8	0,8	0,7
Rundfunk-, TV- und Nachrichtentechnik	32	7,0	6,7	7,3	8,6	11,2	12,1	13,9	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Medizin-, Meß-, Steuer-/Regelungstechnik, Optik	33	11,2	10,4	10,9	12,1	13,8	14,9	17,6	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2
Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen	34	42,8	39,6	43,8	52,5	58,0	65,5	73,4	2,2	1,9	1,7	1,9	1,6
Sonstiger Fahrzeugbau	35	6,7	5,3	4,7	5,1	5,3	6,0	6,8	0,4	0,4	0,3	0,4	0,3
Herstellung von Möbeln, Schmuck, Musik, Sportgeräten	36	11,0	9,9	9,3	9,4	9,3	8,3	8,6	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3
Recycling	37	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
EEV Industrie insgesamt		355,0	331,4	344,0	367,9	390,2	425,3	475,0	134,7	133,8	134,4	128,0	123,6
Anmerkung: Ohne Emissionen aus Brennstoffeinsatz zur industriellen Stromerzeugung (Stein-/Braunkohlen, leichtes/schweres Heizöl, Orts-/Kokereigas, Erdgas, Gichtgas) sowie ohne nichtenergetischen Verbrauch													

Quellen: Berechnungen von DIW Berlin und Öko-Institut

Die Projektion der CO₂-Emissionen für die *industrielle Stromerzeugung* erfolgt in Anlehnung an die für den Endenergieverbrauch, wobei eine Reihe sektorspezifischer Besonderheiten (Schrumpfungs- und Wachstumsprozesse, KWK-Potenziale etc.) Berücksichtigung fanden. Hinsichtlich der politischen Rahmenbedingungen, denen zumindest bis zum Jahr 2010 vor allem für die Kraft-Wärme-Kopplung eine erhebliche Bedeutung zukommen wird, wurden keine Veränderung gegenüber dem Stand von Anfang 2003 unterstellt.

Insgesamt ergeben sich aus diesen Projektionen nochmals sinkende CO₂-Emissionen aus der industriellen Stromerzeugung (Tabelle 3-14), die jedoch vor allem auf die nochmals verringerte Stromproduktion im Bergbau und dem Verarbeitenden Gewerbe zurückzuführen sind. So geht in der Referenz-Projektion die industrielle Stromproduktion von ca. 48 TWh (2001) auf 43 TWh im Jahr 2010 zurück, dies entspricht einem Rückgang von ca. 10 %. In der Alternativ-Projektion verringert sich die Stromerzeugung bis zum Jahr 2010 auf etwa 40 TWh bzw. um 17 %. Damit verringert sich die Dynamik des Schrumpfungsprozesses in der industriellen Stromerzeugung zwar gegenüber der vorangegangenen Dekade erheblich, setzt sich aber dennoch deutlich sichtbar fort.

Tabelle 3-14: Projektionen für die CO₂-Emissionen aus den Stromerzeugungsanlagen von Bergbau und Verarbeitendem Gewerbe, 2005 und 2010

WZ93		Nachrichtlich: CO ₂ -Emissionen Endenergieverbrauch								Ist-Stand		Referenz-Projektion		Alternativ-Projektion	
		Ist-Entwicklung			Referenz-Projektion		Alternativ-Projektion								
		1991	1995	2001	2005	2010	2005	2010	2001	2005	2010	2005	2010		
		Mio. t CO ₂													
Bergbau/Gew. von Steinen und Erden ^a	10 bis 14	9,2	5,1	3,6	2,3	2,1	2,3	1,9	11,1	10,4	9,5	10,1	8,9		
Ernährungsgewerbe	15	12,3	8,8	8,1	8,0	7,7	7,8	7,2	1,0	0,9	0,8	0,9	0,8		
Tabakverarbeitung	16	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
Textilgewerbe	17	6,0	1,8	1,2	1,0	0,9	1,0	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
Bekleidungsgewerbe	18	0,5	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
Ledergewerbe	19	0,6	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
Holzgewerbe (ohne Herstellung von Möbeln)	20	0,6	0,7	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2		
Papiergewerbe	21	7,7	7,0	6,1	5,8	5,8	5,6	5,4	2,1	2,1	2,0	2,0	1,9		
Verlagsgewerbe, Druckgewerbe, Vervielfältigung	22	1,6	0,6	0,7	0,7	0,8	0,7	0,7	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1		
Kokerei, Mineralölverarbeitung, Herstellung von Spalt- und Brutstoffen	23	16,3	17,3	17,9	17,4	16,6	14,9	13,4	2,4	2,4	2,3	2,0	1,8		
Chemische Industrie	24	31,0	19,7	16,5	15,2	13,7	14,7	12,9	6,6	6,3	5,9	6,1	5,5		
Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	25	2,4	1,9	1,6	1,5	1,4	1,4	1,3	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1		
Glasgewerbe, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden	26	20,5	19,7	15,0	16,9	17,7	16,4	16,6	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0		
Metallerzeugung und -Bearbeitung ^a	27	61,0	54,2	54,0	55,9	59,0	54,4	55,2	3,9	3,8	3,7	3,7	3,5		
Herstellung von Metallerzeugnissen	28	4,5	2,5	2,4	2,4	2,3	2,3	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
Maschinenbau	29	6,9	2,9	2,1	2,0	1,9	1,9	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
Herstellung von Büromaschinen, DV-Geräten und -einrichtungen	30	0,3	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
Herstellung von Geräten der Elektrizitätserzeugung, -verteilung	31	2,9	1,2	0,9	0,8	0,8	0,8	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
Rundfunk-, TV- und Nachrichtentechnik	32	0,5	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
Medizin-, Meß-, Steuer-/Regelungstechnik, Optik	33	0,6	0,4	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen	34	2,9	2,5	2,2	1,9	1,7	1,9	1,6	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1		
Sonstiger Fahrzeugbau	35	2,1	0,7	0,4	0,4	0,3	0,4	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
Herstellung von Möbeln, Schmuck, Musik, Sportgeräten	36	1,2	0,6	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
Recycling	37	0,1	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
Industrielle Stromerzeugung insgesamt		191,8	148,2	134,7	133,8	134,4	128,0	123,6	27,8	26,5	24,8	25,5	22,9		
Anmerkung: ^a einschließlich Umgruppierten in die allgemeine Stromversorgung															

Anmerkung: ^a einschließlich Umgruppierungen in die allgemeine Stromversorgung

Quellen: Berechnungen von Öko-Institut und DIW Berlin

Die zurückgehende Stromerzeugung in der Industrie hat natürlich entsprechende Auswirkungen auf die CO₂-Emissionen aus den Kraftwerken der *öffentlichen Stromversorgung*. Wie Tabelle 3-15 zeigt, wird in der Referenz-Projektion davon ausgegangen, dass die Stromerzeugung hier nochmals deutlich zunehmen wird. Es wird eine Ausweitung der öffentlichen Stromerzeugung von ca. 4 % bis 2005 bzw. 6 % bis 2010 gegenüber 2000 erwartet. Etwas stärker fällt die Steigerung bei der Stromerzeugung in den fossilen Kraftwerken aus, hier wurde in der Referenz-Projektion gegenüber 2000 eine Steigerung von 5 % (2005) bzw. 10 % (2010) unterstellt. Ursache dafür ist natürlich auch das Auslaufen der Kernenergie, für die – in grober Schätzung – für das Jahr 2010 eine verbleibende Stromproduktion von 140 TWh unterstellt wurde.²⁵ Für die Modernisierung des Kraftwerksparks wurde ein kontinuierlicher Prozess der Kraftwerksmodernisierung entsprechend dem *Business as usual* unterstellt, der sich in einer stetigen Verbesserung der durchschnittlichen Nutzungsgrade ausdrückt.

In der Alternativ-Projektion fällt die Steigerung der gesamten Stromerzeugung mit ungefähr 2,5 % bis zum Jahr 2010 erheblich geringer aus, aber auch hier liegt das Wachs-

²⁵ Durch die flexible Ausgestaltung der Vereinbarung zum Auslaufen der Kernenergie (Möglichkeit von Reststrommengenübertragung) können sich hier auch um 5 bis 10 TWh geringere Werte ergeben. Bei einer solchen Größenordnung entstehen – je nach unterstellter Ersatzoption – für die Projektionen zusätzlich CO₂-Emission von 1,1 (5 TWh in Erdgas-KWK-Anlagen) bis 7,5 Mio. t CO₂ (10 TWh in neuen Steinkohlen-Kraftwerken).

tum der fossilen Stromerzeugung um ein bis zwei Prozentpunkte höher. Auch hier wurde ein stetiger Modernisierungsprozess im Kraftwerkspark – wie in der Referenz-Projektion – angenommen.

Tabelle 3-15: Projektionen für die CO₂-Emissionen aus den Stromerzeugungsanlagen der öffentlichen Elektrizitätsversorgung sowie der Fernwärmeerzeugung, 2005 und 2010

	Strom- bzw. Fernwärmeerzeugung (Ist-Entwicklung und Referenz-Projektion)							Ist- Stand	Referenz- Projektion		Alternativ- Projektion	
	1990	1995	1997	1999	2000	2005	2010	2000	2005	2010	2005	2010
	TWh							Mio. t CO ₂				
Steinkohle ^a	119,9	129,3	125,8	128,4	127,2	134,9	139,0	109,3	114,1	116,4	111,0	109,0
Braunkohlen ^a	155,3	136,1	136,0	132,3	145,0	143,0	140,7	155,6	151,8	147,8	147,5	138,5
Übrige feste Brennstoffe	16,5	11,5	11,4	9,9	11,9	12,7	13,4	1,4	1,5	1,6	1,5	1,5
Heizöl	6,5	5,5	4,5	4,3	3,3	2,7	2,3	1,7	1,4	1,2	1,4	1,1
Gase	15,0	16,0	24,1	28,3	26,1	37,4	50,9	16,6	22,0	27,8	21,6	26,3
Wasserkraft/Windkraft	18,8	25,4	24,1	31,9	39,4	56,1	70,0	-	-	-	-	-
Kernenergie	152,5	154,1	170,3	170,0	169,6	154,8	140,0	-	-	-	-	-
Öffentliche Stromversorgung	484,5	477,9	496,2	505,1	522,5	541,6	556,3	284,6	290,9	294,8	282,9	276,3
Fernwärme (PJ)	448,4	416,6	359,9	339,1	390,8	420,0	441,5	26,9	27,6	27,4	26,9	25,7

Anmerkung: ^a einschließlich Umgruppierungen aus der industriellen Stromerzeugung

Quellen: Berechnungen von DIW Berlin und Öko-Institut

Im Ergebnis führt die Bandbreite der Projektionen zu einer Situation, in der CO₂-Emissionen der öffentlichen Stromerzeugung im Jahr 2010 entweder um 10 Mio. t CO₂ über dem Wert von 2000 (Referenz-Projektion) bzw. etwa 9 Mio. t CO₂ unter diesem Vergleichswert (Alternativ-Projektion) liegen.

Die Projektion für die nicht-energiebedingten CO₂-Emissionen erfolgte auf der Grundlage aktueller Produktionsschätzungen für die entsprechenden Produktlinien. Die Änderungen gegenüber dem Niveau von 2001 bleiben dabei moderat, entsprechend verändern sich die CO₂-Emissionen nur graduell. Die Zementherstellung bleibt die dominierende Emissionsquelle für den Quellsektor der Industrieprozesse.

Tabelle 3-16: Projektionen für die nicht-energiebedingten CO₂-Emissionen aus Industrieprozessen, 2005 und 2010

	WZ 93	Produktionsindex (Ist-Entwicklung und Referenz-Projektion)							Ist- Stand	Referenz- Projektion		Alternativ- projektion	
		1990	1995	1997	1999	2001	2005	2010	2000	2005	2010	2005	2010
		2001=100%							Mio. t CO ₂				
Ammoniak	24	97%	100%	98%	95%	100%	100%	100%	1,8	1,8	1,8	1,7	1,7
Soda	24	133%	105%	110%	109%	100%	100%	100%	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5
Glas	26	81%	96%	96%	100%	100%	101%	103%	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4
Zement	26	117%	114%	108%	113%	100%	102%	104%	13,9	14,1	14,4	13,7	13,5
Kalk	26	109%	102%	96%	98%	100%	97%	94%	5,9	5,7	5,5	5,6	5,2
Kalziumkarbid	27	759%	173%	141%	115%	100%	100%	100%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Hüttenaluminium	27	113%	88%	88%	97%	100%	100%	100%	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7
Nicht-energiebedingte CO₂-Emissionen									24,4	24,5	24,7	23,8	23,1

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Zusammenfassend ergibt sich für die Gesamtheit der CO₂-Emissionen aus den hier betrachteten Sektoren und Quellgruppen für den Zeitraum bis 2010 eine Bandbreite von 472 bis 506 Mio. t CO₂ (Tabelle 3-17). Dies entspricht im Vergleich zu 1990 einer Minderung von 20 bzw. 26 Prozent, wobei darauf hinzuweisen bleibt, dass in der Referenz-

renz-Projektion die Emissionen etwa auf dem Niveau von 2000 verharren und nur in der Alternativ-Projektion mit ihrer weniger ambitionierten Wirtschaftsentwicklung ein stetiger Minderungsprozess zu verzeichnen ist.

Die Bandbreite von immerhin 34 Mio. t CO₂ für das Jahr 2010 ergibt sich mit einem Anteil von über 50 % aus den unterschiedlichen Entwicklungen in der öffentlichen Stromversorgung und nur zum kleineren Teil (ca. 40 %) aus den Unterschieden zwischen der Referenz- und der Alternativ-Projektion im Bergbau und Verarbeitenden Gewerbe.

Tabelle 3-17: Gesamte energiebedingte und nicht-energiebedingte CO₂-Emissionen von Bergbau, Industrie, Kraftwerken der öffentlichen Stromversorgung und Fernwärme, 1990-2001 und Projektionen für 2005/2010

	WZ93	Ist-Entwicklung								Referenz-Projektion		Alternativ-Projektion	
		1990	1991	1995	1996	1998	1999	2000	2001	2005	2010	2005	2010
		Mio. t CO ₂											
Bergbau/Gew. von Steinen und Erden ^a	10 bis 14	38,0	39,0	26,2	20,6	18,1	16,8	16,4	14,7	12,7	11,5	12,3	10,8
Ernährungsgewerbe	15	13,9	12,9	9,7	9,7	9,3	9,2	9,3	9,1	8,9	8,5	8,7	8,0
Tabakverarbeitung	16	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Textilgewerbe	17	7,4	6,3	1,9	1,8	1,6	1,4	1,3	1,3	1,0	0,9	1,0	0,9
Bekleidungsgewerbe	18	0,6	0,5	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Ledergewerbe	19	0,8	0,6	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Holzgewerbe (ohne Herstellung von Möbeln)	20	1,0	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,7
Papiergewerbe	21	10,8	10,4	10,3	9,7	9,3	9,1	8,7	8,3	7,9	7,8	7,7	7,3
Verlagsgewerbe, Druckgewerbe, Vervielfältigung	22	1,8	1,6	0,6	0,6	0,7	1,5	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Kokerei, Mineralölverarbeitung, Herstellung von Spalt- und Brutstoffen	23	19,9	18,9	19,3	20,0	20,4	19,4	21,1	20,3	19,8	18,9	16,9	15,2
Chemische Industrie ^b	24	52,5	43,4	30,2	29,4	25,7	24,9	24,8	25,4	23,8	22,0	23,1	20,6
Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	25	3,9	3,1	2,1	2,1	1,9	1,9	1,7	1,7	1,5	1,4	1,5	1,3
Glasgewerbe, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden ^b	26	45,2	42,3	43,0	40,2	40,4	40,3	40,2	36,4	38,3	39,3	37,2	36,8
Metallerzeugung und -Bearbeitung ^{a,b}	27	71,0	65,6	57,8	54,8	59,8	56,2	61,9	58,8	60,6	63,5	58,8	59,4
Herstellung von Metallzeugnissen	28	4,6	4,8	2,6	2,6	2,6	2,5	2,5	2,4	2,4	2,4	2,4	2,2
Maschinenbau	29	7,3	6,9	3,0	3,0	2,4	2,2	2,1	2,1	2,0	2,0	2,0	1,8
Herstellung von Büromaschinen, DV-Geräten und -einrichtungen	30	0,5	0,4	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0
Herstellung von Geräten der Elektrizitätserzeugung, -verteilung	31	3,5	3,0	1,2	1,1	1,0	0,9	0,8	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8
Rundfunk-, TV- und Nachrichtentechnik	32	0,6	0,5	0,2	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Medizin-, Meß-, Steuer-/Regelungstechnik, Optik	33	0,7	0,6	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2
Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen	34	4,1	3,5	2,7	2,9	2,4	2,3	2,3	2,3	2,0	1,8	2,0	1,7
Sonstiger Fahrzeugbau	35	1,9	2,2	0,7	0,7	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3	0,4	0,3
Herstellung von Möbeln, Schmuck, Musik, Sportgeräten	36	1,3	1,3	0,6	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3
Recycling	37	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Bergbau und Industrie gesamt		291,6	269,0	213,9	201,7	198,4	191,3	196,3	186,9	184,8	183,8	177,3	169,6
Steinkohle ^a		100,9	108,0	107,8	113,8	112,5	107,2	109,3	kA	114,1	116,4	111,0	109,0
Braunkohlen ^a		179,1	168,2	154,8	155,6	146,0	145,3	155,6	kA	151,8	147,8	147,5	138,5
Übrige feste Brennstoffe		0,9	0,9	0,8	0,7	1,1	1,3	1,4	kA	1,5	1,6	1,5	1,5
Heizöl		5,6	6,7	3,4	3,0	2,4	2,4	1,7	kA	1,4	1,2	1,4	1,1
Gase		13,5	12,8	14,0	16,7	18,7	19,0	16,6	kA	22,0	27,8	21,6	26,3
Öffentliche Stromversorgung		300,0	296,6	280,9	289,9	280,7	275,1	284,6	0,0	290,9	294,8	282,9	276,3
Fernwärme		43,0	39,7	29,4	30,5	25,7	24,0	26,9	27,8	27,6	27,4	26,9	25,7
Bergbau, Industrie und öffentliche Stromversorgung		634,6	605,3	524,2	522,1	504,8	490,4	507,8	kA	503,3	506,1	487,0	471,6

Anmerkungen: ^a einschließlich Umgruppierungen zwischen Bergbau, Industrie und öffentlicher Stromversorgung - ^b einschließlich nicht-energiebedingter CO₂-Emissionen

Quellen: Berechnungen von DIW Berlin und Öko-Institut

Der Anteil der Stromerzeugung in der öffentlichen Elektrizitätsversorgung verändert sich in den Projektionen gegenüber dem Stand des Jahres 2000 nur unwesentlich und steigt leicht auf Werte um 58 %. Auch die Rolle der öffentlichen Braunkohlenkraftwerke bleibt mit Anteilen von ca. 29 % nahezu unverändert, gefolgt von den öffentlichen Steinkohlenkraftwerken, deren Anteil an den gesamten Emissionen von Bergbau, Ver-

arbeitendem Gewerbe, öffentlicher Stromversorgung und Fernwärmeerzeugung leicht steigt und im Jahr 2010 etwa 23 % erreicht.

Unter den Industriesektoren kommt vor allem der Metallerzeugung und –bearbeitung eine herausragende Rolle zu. Mit einem bis 2010 auf 12,5 % der Gesamtemissionen leicht steigenden Anteil liegt diese Branche weit vor den anderen Industriesektoren mit relevanten Emissionsanteilen. Einen Anteil von über 5 % der Gesamtemissionen erreicht hier nur noch der Sektor Glasgewerbe, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden (konstant bei knapp 8 %), in dem auch der größte Teil der nicht-energiebedingten Emissionen (Zement-, Kalk- und Glasproduktion) anfällt. Mit deutlich kleineren Anteilen an den Gesamtemissionen, aber dennoch noch relevant, sind schließlich die chemische Industrie (Anteil leicht auf unter 4,5 % fallend), Kokereien und Mineralölverarbeitung (auf die Bandbreite von 3,2 bis 3,7 Prozent zurückgehend), Bergbau (deutlich auf 2,3 % sinkend) sowie das Ernährungsgewerbe (relativ konstant bei ca. 1,7 %).

Die größten Minderungen für die Periode 1990 bis 2000 sind zweifelsohne vom Bergbau und Verarbeitenden Gewerbe erbracht worden (ca. -33 %); die öffentliche Stromversorgung – aus sehr verschiedenen Gründen – fällt dahinter sehr deutlich zurück (-5 %). Auch für die Periode von 2000 bis 2010 werden in den Projektionen – die zunächst keine verstärkten Klimaschutzanstrengungen unterstellen – im Bereich der öffentlichen Stromerzeugung deutlich geringere Minderungen (bzw. sogar leichte Emissionssteigerungen) erwartet, die hinter denen in Bergbau und Verarbeitendem Gewerbe zurückbleiben.

3.5 Erfassungsgrad des EU-Richtlinienvorschlags

Der Richtlinienvorschlag erfasst nicht alle CO₂-Emissionen der Sektoren Energiewirtschaft, Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe. Insbesondere durch die Begrenzung der in das Emissionshandelssystem einzubeziehenden Feuerungsanlagen auf Anlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von über 20 Megawatt fallen eine Reihe von industriellen Feuerungsanlagen nicht mehr unter den Richtlinienentwurf. Allerdings werden durch das technologiebasierte Abgrenzungskriterium wahrscheinlich auch eine Reihe von Anlagen erfasst, die nicht der Energiewirtschaft, dem Bergbau oder dem Verarbeitenden Gewerbe zuzurechnen sind (z.B. große Krankenhäuser).

Da anlagenscharfe Daten bisher nicht vorliegen, kann der Erfassungsgrad des Richtlinienentwurfs für die hier vorgelegten Modellrechnungen nur über plausible Schätzverfahren ermittelt werden.

Diese Schätzungen erfolgen nach Anlagen- und Betreibergruppen differenziert, wobei vier verschiedene Methoden in Ansatz gebracht wurden.

Für den Erfassungsgrad der CO₂-Emissionen aus den *Kraftwerken der allgemeinen Versorgung* wurde eine Schätzung vorgenommen, die auf den amtlichen Daten zur Altersstruktur der Wärmekraftwerke basiert (Tabelle 3-18).²⁶

Die entsprechenden Leistungsangaben wurden über die sich aus der amtlichen Statistik ergebenden brennstoffspezifischen Angaben zur durchschnittlichen Ausnutzungsdauer der Kraftwerke sowie der entsprechenden Brutto-Nutzungsgrade und den jeweiligen CO₂-Emissionsfaktoren gewichtet. Wird unterstellt, dass alle Kraftwerke mit einer elektrischen Bruttoleistung von mehr als 10 MW das Kriterium einer Feuerungswärmeleistung größer 20 MW erfüllen, so werden nach dieser Berechnung ca. 99,4 % der gesamten CO₂-Emissionen aus den Kraftwerken der allgemeinen Versorgung vom Richtlinienentwurf erfasst.

Hinsichtlich der verschiedenen Brennstoffe resultieren jedoch nicht unerhebliche Unterschiede. Während bei den Stein- und Braunkohlenkraftwerken der Anteil der CO₂-Emissionen aus Anlagen mit einer elektrischen Leistung kleiner 10 MW im Jahr 1993 bei 0,5 bzw. 0,4 Prozent lag, betrug dieser Anteil bei Erdgaskraftwerken im Jahr 1994 ca. 2,4 %. Bis zum Jahr 2000 ging der Anteil der Emissionen aus Anlagen kleiner 10 MW bei Stein- und Braunkohlenkraftwerken auf 0,3 bzw. 0,2 Prozent zurück, stieg aber gleichzeitig – bedingt durch die vergleichsweise starke Ausweitung der dezentralen Erdgasverstromung – bei Erdgaskraftwerken auf ca. 4,9 %.

Für die weiteren Berechnungen wurde in Bezug auf die gesamte Stromerzeugung der allgemeinen Versorgung aus fossilen Brennstoffen eine Erfassungsgrad von 99 % unterstellt. Bei dieser Annahme wurden die Unsicherheiten berücksichtigt, die aus der Annahme resultieren, dass sowohl die Ausnutzung als auch die Nutzungsgrade der Kraftwerke mit einer Leistung bis 10 MW der der Kraftwerke mit einer größeren Leistung

²⁶ Grundlage der Berechnungen für die verschiedenen Jahre bildet hier der Statistische Bericht des Referats Elektrizitätswirtschaft, Fernwärme im Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie.

entsprechen. Ebenfalls in Betracht gezogen wurde bei der Abschätzung des Erfassungsgrades die bis auf weiteres dominierende Rolle der Kohleverstromung.

Tabelle 3-18: Altersstruktur der Wärmekraftwerksblöcke nach Leistungsgruppen, Energieträgern und Inbetriebnahmezeitraum, 1993 und 2000

		1993						2000					
		Summe		dav.: 1 - 10 MW				Summe		dav.: 1 - 10 MW			
		Anzahl	MW	Anzahl	MW	%		Anzahl	MW	Anzahl	MW	%	
vor 1955 ^a	Steinkohle ^d	18	409	5	23	5,6%		8	177	4	18	10,0%	
	Braunkohle	4	248	0	0	0,0%		5	182	2	13	7,0%	
	Kernenergie	0	0	0	0	-		0	0	0	0	-	
	Erdgas	9	145	3	21	14,5%		9	208	3	21	10,0%	
	Heizöl	1	3	1	3	100,0%		0	0	0	0	-	
	Müll und übrige	2	3	2	3	100,0%		2	53	0	0	0,0%	
1955-1974 ^b	Steinkohle ^d	122	11.148	12	68	0,6%		91	10.458	6	28	0,3%	
	Braunkohle	119	15.191	12	85	0,6%		41	9.389	2	12	0,1%	
	Kernenergie	4	2.893	0	0	0,0%		3	2.223	0	0	0,0%	
	Erdgas	80	6.872	22	88	1,3%		68	7.083	14	62	0,9%	
	Heizöl	56	5.917	1	7	0,1%		40	4.879	1	1	0,0%	
	Müll und übrige	17	154	11	41	26,6%		15	130	10	30	23,0%	
1975-1994 ^c	Steinkohle ^d	81	15.270	10	46	0,3%		82	17.466	6	32	0,2%	
	Braunkohle	24	7.580	1	9	0,1%		23	6.207	1	1	0,0%	
	Kernenergie	17	20.821	0	0	0,0%		18	21.340	0	0	0,0%	
	Erdgas	137	6.687	66	222	3,3%		154	6.980	85	305	4,4%	
	Heizöl	27	2.764	2	10	0,4%		20	2.044	3	19	0,9%	
	Müll und übrige	77	516	60	176	34,1%		49	1.109	30	132	11,9%	
1995-2002	Steinkohle ^d					-		5	768	0	0	0,0%	
	Braunkohle					-		12	5.465	2	12	0,2%	
	Kernenergie					-		0	0	0	0	-	
	Erdgas					-		176	3.294	129	479	14,5%	
	Heizöl					-		9	40	8	22	54,4%	
	Müll und übrige					-		29	1.851	17	40	2,2%	
gesamt	Steinkohle ^d	221	26.827	27	137	0,5%		186	28.869	16	77	0,3%	
	Braunkohle	147	23.019	13	94	0,4%		81	21.243	7	38	0,2%	
	Kernenergie	21	23.714	0	0	0,0%		21	23.563	0	0	0,0%	
	Erdgas	226	13.704	91	331	2,4%		407	17.565	231	867	4,9%	
	Heizöl	84	8.684	4	20	0,2%		69	6.962	12	41	0,6%	
	Müll und übrige	96	673	73	220	32,7%		95	3.143	57	202	6,4%	

Anmerkungen: ^a für Angaben zu 1993: vor 1956 - ^b für Angaben zu 1993: 1956-1974 - ^c für Angaben zu 1993: 1975 bis 1993 - ^d einschließlich Steinkohlenmischfeuerungen

Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft

Zur Ermittlung des Erfassungsgrades der CO₂-Emissionen aus den Kraftwerken der Stromerzeugung außerhalb der allgemeinen Versorgung (Industriekraftwerke) wurde auf die Angaben aus der amtlichen Statistik zu den Größenklassen der Stromerzeugungsanlagen zurückgegriffen.²⁷

Da auch die Brennstoff-Einsatzdaten nach Größenklassen differenziert vorliegen, konnte der Erfassungsgrad unmittelbar aus der CO₂-Berechnung aus diesem Bereich abgeleitet werden. Tabelle 3-19 zeigt den Verlauf der CO₂-Emissionen aus Industriekraftwerken nach Größenklassen und die sich daraus ergebenden Emissionsanteile. Auch hier

²⁷ Grundlage der Berechnungen für die verschiedenen Jahre bildet jeweils die Fachserie 4, Reihe 6.4 des Statistischen Bundesamtes.

wurde wieder davon ausgegangen, dass Stromerzeugungsanlagen mit einer elektrischen Leistung von mehr als 10 MW in jedem Fall eine Feuerungswärmeleistung von mehr als 20 MW aufweisen. Anders als im Bereich der allgemeinen Versorgung, sind bei den Industriekraftwerken leichte Anteilsverschiebungen zu verzeichnen. Während der Emissionsanteil aus Anlagen kleiner 10 MW im Jahr 1990 bei ca. 3,8 % lag, betrug er im Jahr 2001 etwa 4,8 %. Da im Bereich der größeren Anlagen Kohlekraftwerke dominieren und die Verhandlungsmacht bezüglich Erdgaspreisen größer ist, verdeutlicht die Übersicht auch gut den Anstieg der Erdgaspreise ab dem Jahr 2000. Die Stromproduktion und damit der entsprechende Brennstoffeinsatz in den kleinen Anlagen ging hier massiv zurück, so dass der Emissionsanteil um gut einen Prozentpunkt abnahm.

Tabelle 3-19: CO₂-Emissionen aus Industriekraftwerken nach Größenklassen der elektrischen Leistung, 1990-2001

	unter 10 MW	10 bis 50 MW	50 bis 150 MW	150 bis 300 MW	über 300 MW	Summe	unter 10 MW	10 bis 50 MW	50 bis 150 MW	150 bis 300 MW	über 300 MW
	Mio. t CO ₂						%				
1990	2,3	7,0	12,2	13,3	27,6	62,4	3,8%	11,1%	19,5%	21,3%	44,2%
1991	2,3	7,6	11,4	11,0	27,9	60,2	3,8%	12,7%	19,0%	18,2%	46,4%
1992	2,1	6,8	9,2	9,4	26,1	53,6	4,0%	12,7%	17,1%	17,5%	48,7%
1993	2,0	6,6	8,4	9,6	24,1	50,7	4,0%	13,0%	16,6%	18,9%	47,4%
1994	2,0	5,6	7,2	9,0	23,5	47,3	4,2%	11,9%	15,3%	18,9%	49,7%
1995	2,0	5,8	6,9	10,5	21,8	47,0	4,2%	12,4%	14,6%	22,4%	46,4%
1996	2,0	5,8	6,0	4,2	21,6	39,6	5,1%	14,7%	15,1%	10,6%	54,6%
1997	2,0	5,9	6,8	5,0	15,9	35,6	5,6%	16,6%	19,1%	13,9%	44,8%
1998	1,9	5,6	6,4	3,6	15,4	32,9	5,8%	16,9%	19,5%	11,0%	46,8%
1999	1,8	5,4	5,7	3,0	14,7	30,5	5,8%	17,8%	18,6%	9,8%	48,0%
2000	1,4	5,0	4,9	3,1	16,1	30,5	4,7%	16,3%	16,1%	10,2%	52,7%
2001	1,3	4,7	4,7	3,2	13,9	27,8	4,8%	16,7%	16,9%	11,5%	50,1%

Quelle: Statistisches Bundesamt, Berechnungen des Öko-Instituts

Vor diesem Hintergrund wird für die Simulationsrechnungen im Bereich der industriellen Stromerzeugung ein einheitlicher Erfassungsgrad der vom Richtlinienentwurf erfassten CO₂-Emissionen von 95 % angesetzt.

Für die *verbleibenden energiebedingten CO₂-Emissionen der Industrie* wurde ein aufwändigeres Schätzverfahren notwendig. Grundlage bildet auch hier die amtliche Statistik.

Für die entsprechenden Abteilungen der WZ 93 wurde aus Endenergieverbrauch des Produzierenden Gewerbes (vgl. Kapitel 3.3.1) und den entsprechenden Beschäftigtenzahlen der Brennstoffverbrauch je Beschäftigten ermittelt. Der Energieeinsatz in den Wärmekraftwerken der Industrie wurde bei diesem Verfahren nicht berücksichtigt, da die Erfassungsgrade hierfür gesondert ermittelt wurden. Für die Umrechnung des Brennstoffbedarfs in Anlagenleistungen wurde eine weitere Annahme notwendig. Es wurde für die Auslastung der Anlagen in grober Schätzung 4.000 Jahresbenutzungsstunden unterstellt. Ausgehend von der Hypothese, dass der direkt emissionswirksame Energieverbrauch je Beschäftigten innerhalb der verschiedenen Branchen auf einem

vergleichbaren Niveau liegt, konnte auf diese Weise eine grobe Schätzung für die Feuerungswärmeleistung je Beschäftigten ermittelt werden.

Tabelle 3-20: Spezifischer Energieverbrauch, Beschäftigte, Betriebsgrößenklassen und Erfassungsgrad im Produzierenden Gewerbe, 1999

	Beschäftigtenkennziffern		Erfasste Beschäftigte				Erfasste Beschäftigte	
	Energieverbrauch	100 MW FWL ab	nach Betriebsgrößenklassen					
	GWh/Besch.	Besch.	1 - 19	20 - 99	100 - 999	>1.000	absolut	%
C Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden	2,5	136,3	0	0	24.253	77.242	101.495	78,9%
D Verarbeitendes Gewerbe	0,0	7.835,6	233	113.297	1.180.494	1.603.511	2.897.535	46,1%
15 Ernährungsgewerbe	3,2	107,6	0	0	330.457	35.185	365.642	65,4%
16 Tabakverarbeitung	4,2	81,5	0	121	6.604	5.094	11.819	96,7%
17 Textilgewerbe	0,5	661,1	0	0	31.192	1.000	32.192	26,2%
18 Bekleidungsgewerbe	0,1	4.715,5	0	0	0	0	0	0,0%
19 Ledergewerbe	0,1	2.871,3	0	0	0	65	65	0,2%
20 Holzgewerbe (ohne Herstellung von Möbeln)	0,2	2.173,1	0	0	0	1.992	1.992	1,7%
21 Papiergewerbe	5,4	63,5	0	13.333	101.877	15.181	130.391	88,8%
22 Verlags-, Druckgewerbe, Vervielfältigung	0,1	3.802,8	0	0	0	0	0	0,0%
23 Kokerei, Mineralölverarbeitung, Herstellung von Brutstoffen	143,3	2,4	0	1.805	15.154	3.768	20.727	100,0%
24 Chemische Industrie	7,2	47,2	0	29.811	199.379	235.309	464.499	96,5%
25 Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	0,4	928,0	0	0	15.682	59.100	74.782	21,0%
26 Glasgewerbe, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden	4,6	73,4	0	27.902	145.500	13.313	186.715	73,9%
27 Metallerzeugung und -bearbeitung	35,4	9,6	233	27.991	136.714	98.519	263.457	99,9%
28 Herstellung von Metallerzeugnissen	0,2	1.630,0	0	0	0	34.132	34.132	5,7%
29 Maschinenbau	0,3	1.059,7	0	0	0	245.565	245.565	24,9%
Herstellung von Büromaschinen, Datenverarbeitungsgeräten und -einrichtungen	0,2	1.885,8	0	0	0	9.233	9.233	23,1%
Herstellung von Geräten der Elektrizitätserzeugung, -verteilung u.ä.	0,3	1.003,8	0	0	0	145.092	145.092	33,5%
32 Rundfunk-, Fernseh- und Nachrichtentechnik	0,1	2.271,6	0	0	0	26.998	26.998	16,1%
33 Medizin-, Mess-, Steuer- und Regelungstechnik, Optik	0,1	3.199,9	0	0	0	0	0	0,0%
34 Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen	5,5	61,4	0	12.332	144.971	589.960	747.263	98,2%
35 Sonstiger Fahrzeugbau	1,6	206,3	0	0	52.965	77.824	130.789	88,3%
36 Herstellung von Möbeln, Schmuck, Musikinstrumenten, Sportgeräten usw.	0,1	2.330,5	0	0	0	6.181	6.181	2,8%
37 Recycling	0,0	8.532,8	0	0	0	0	0	0,0%
Insgesamt			233	113.297	1.204.748	1.680.753	2.999.030	46,8%

Quelle: Statistisches Bundesamt, Berechnungen von Öko-Institut und DIW Berlin

Aus der Berichterstattung des Statistischen Bundesamtes über die Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe sowie im Bergbau und in der Gewinnung von Steinen und Erden sind weiterhin Angaben über die Zahl der Beschäftigten nach Betriebsgrößenklassen verfügbar. Auf Grundlage der o.g. Leistungsangaben je Beschäftigten kann eine Betriebsgröße identifiziert werden, bei der die Existenz einer Anlage mit einer Feuerungswärmeleistung größer 20 MW wahrscheinlich wird. Da sich eine solche Wahrscheinlichkeit vor allem in Abhängigkeit von der Beschäftigtenzahl an einem bestimmten Standort ergibt, die amtliche Statistik jedoch nur Betriebsgrößen ausweist, wurde eine weitere Annahme getroffen. Diese unterstellt, dass die CO₂-Emissionen eines Betriebes dann komplett von der Emissionshandelsrichtlinie erfasst werden, wenn aus der Beschäftigtenzahl auf einen Wärmebedarf geschlossen werden kann, der einer Feuerungswärmeleistung von 100 MW entspricht. Für jede Abteilung der WZ 93 im Bereich des Produzierenden Gewerbes wurde damit eine Betriebsgröße ermittelt, für die auf dieser Grundlage ange-

nommen werden kann, dass die gesamten Emissionen von Verbrennungsanlagen verursacht werden, die unter die Emissionshandelsrichtlinie fallen.

Innerhalb der vier vom Statistischen Bundesamt verwendeten Betriebsgrößenklassen wurden jeweils eine lineare Interpolation vorgenommen und damit die Zahl der Beschäftigten bestimmt, die – unter den o.g. Annahmen – im Zusammenhang mit Anlagen beschäftigt sind, die unter den Entwurf der Emissionshandelsrichtlinie fallen. Schließlich wurde der Anteil der jeweiligen Beschäftigten an der gesamten Beschäftigtenzahl ermittelt; dieser Anteil kann auch als Erfassungsgrad der CO₂-Emissionen der jeweiligen Branche interpretiert werden.

Tabelle 3-20 zeigt das Ergebnis dieser Berechnungen für das Jahr 1999. Auch wenn für diesen methodischen Ansatz eine ganze Reihe von Annahmen notwendig sind, zeigt eine Sensitivitätsanalyse, dass die so ermittelten Ergebnisse relativ robust sind.

Im Ergebnis führt diese Schätzmethode dazu, dass im Verarbeitenden Gewerbe ca. 46 % der Beschäftigten in einen Zusammenhang mit Anlagen gestellt werden können, die vom Entwurf der Emissionshandelsrichtlinie erfasst werden. Die Bandbreite ist jedoch vergleichsweise groß; sie reicht von sehr geringen Anteilen (Recycling, Bekleidungs-, Leder- und Holzgewerbe etc.) bis zu sehr hohen Erfassungsgraden (Metallindustrie, Papiergewerbe, Nahrungs- und Genussmittelgewerbe, Fahrzeugbau).

Von diesem methodischen Ansatz abgewichen wurde nur für die chemische Industrie, da hier aus der Vielzahl der verschiedenen Anlagen – auch abhängig von der Interpretation des Anlagenbegriffs – Unsicherheiten resultieren, die mit der beschriebenen Methode wahrscheinlich nur ungenügend abgebildet werden können. Hier wurde in grober Schätzung ein Erfassungsgrad von 70 % angenommen.

Wird schließlich die unterschiedliche Relevanz der einzelnen Branchen hinsichtlich der CO₂-Emissionen berücksichtigt, ergibt sich aus der hier verwendeten Methode, dass ca. 90 % der CO₂-Emissionen aus dem Endenergieverbrauch von Bergbau, Gewinnung von Steinen und Erden sowie dem Verarbeitendem Gewerbe unter die Emissionshandelsrichtlinie fallen. Die Bandbreite der Erfassungsgrade für die einzelnen Branchen ist jedoch erheblich.

In Bezug auf die *nicht-energiebedingten CO₂-Emissionen* wurde keine Differenzierung innerhalb der einzelnen Produktgruppen vorgenommen. Die entsprechenden Emissionen aus der Herstellung von Ammoniak, Soda, Kalziumkarbid und Hüttenaluminium wurden – da vom Richtlinienentwurf nicht erfasst – grundsätzlich nicht in die Analysen einbezogen. Die nicht-energiebedingten CO₂-Emissionen aus der Herstellung von Glas, Zement und Kalk wurden hingegen vollständig berücksichtigt.

Für die Erzeugung von *Fernwärme* – jenseits der im Bereich der allgemeinen Stromerzeugung berücksichtigten Emissionen aus dem Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung – wurde in grober Schätzung ein Erfassungsgrad von 80 % angenommen.

Die so ermittelten Erfassungsgrade wurden für den hier betrachteten Zeitraum von 1990 bis 2010 nicht variiert. Tabelle 3-21 enthält die Zusammenstellung der für die Modellrechnungen verwendeten Erfassungsgrade.

Tabelle 3-21: Erfassungsgrade

	Erfassungsgrad
	%
Industrieller Endenergieverbrauch	
Bergbau/Gew. von Steinen und Erden	79
Ernährungsgewerbe	65
Tabakverarbeitung	97
Textilgewerbe	26
Bekleidungsgewerbe	0
Ledergewerbe	0
Holzgewerbe (ohne Herstellung von Möbeln)	2
Papiergewerbe	89
Verlagsgewerbe, Druckgewerbe, Vervielfältigung	0
Kokerei, Mineralölverarbeitung, Herstellung von Spalt- und Brutstoffen	100
Chemische Industrie	70
Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	21
Glasgewerbe, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden	74
Metallerzeugung und -bearbeitung	100
Herstellung von Metallerzeugnissen	6
Maschinenbau	25
Herstellung von Büromaschinen, DV-Geräten und -einrichtungen	23
Herstellung von Geräten der Elektrizitätserzeugung, -verteilung	34
Rundfunk-, TV- und Nachrichtentechnik	16
Medizin-, Meß-, Steuer-/Regelungstechnik, Optik	0
Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen	98
Sonstiger Fahrzeugbau	88
Herstellung von Möbeln, Schmuck, Musik, Sportgeräten	3
Recycling	0
Industrielle Stromerzeugung	95
Nicht-energiebedingte Emissionen	
Herstellung von Ammoniak	0
Herstellung von Soda	0
Herstellung von Glas	100
Herstellung von Zement	100
Herstellung von Kalk	100
Herstellung von Kalziumkarbid	0
Herstellung von Hüttenaluminium	0
Öffentliche Stromerzeugung	99
Fernwärmeerzeugung	80

Quelle: Berechnungen von DIW Berlin und Öko-Institut

Aus der historischen Emissionsentwicklung für die verschiedenen Quellbereiche (Kapitel 3.3) sowie den beiden Baseline-Varianten (Kapitel 3.4) auf der einen Seite und den Schätzungen für die Erfassungsgrade des EU-Emissionshandelssystems (Tabelle 3-21) lassen sich die vom Emissionshandelssystem erfassten Emissionsvolumina ermitteln.

Tabelle 3-22 zeigt die Ergebnisse im Überblick. Insgesamt ist davon auszugehen, dass im Jahr 2000 ca. 472 Mio. t CO₂ vom Emissionshandelssystem erfasst werden, die Bandbreite der Projektionen liegt für 2005 zwischen 454 und 469 Mio. t und für 2010 zwischen 440 und 473 Mio. t CO₂.

Im Vergleich zu 1990 entspricht dies in der Referenz-Projektion etwa einer Stabilisierung auf dem Niveau des Jahres 2000, in der Referenzprojektion einer weiteren Emissionsminderung um ca. 3,3 Prozentpunkte bis 2005 bzw. 5,7 Prozentpunkte bis 2010.

Durch die Einbeziehung der Erfassungsgrade erhöht sich der Anteil der öffentlichen Stromversorgung an den gesamten erfassten CO₂-Emissionen um ca. 3,5 bis 3,6 Prozentpunkte. Der Anteil von Bergbau und Verarbeitendem Gewerbe verringert sich um 2,7 bis 2,9 Prozentpunkte. Unter den einzelnen Industriebranchen ergibt sich eine signifikante allein für die chemische Industrie. Hier verringert sich der Anteil mit der Berücksichtigung der Erfassungsgrade um 1,1 bis 1,2 Prozentpunkte.

Tabelle 3-22: Gesamte energiebedingte und nicht-energiebedingte CO₂-Emissionen von Bergbau, Industrie, Kraftwerken der öffentlichen Stromversorgung und Fernwärme unter Berücksichtigung der Erfassungsgrade, 1990-2001 und Projektionen für 2005/2010

	WZ93	Ist-Entwicklung								Referenz-Projektion		Alternativ-Projektion	
		1990	1991	1995	1996	1998	1999	2000	2001	2005	2010	2005	2010
		Mio. t CO ₂											
Bergbau/Gew. von Steinen und Erden ^a	10 bis 14	34,6	35,6	24,1	18,8	16,6	15,5	15,0	13,4	11,7	10,6	11,4	9,9
Ernährungsgewerbe	15	9,3	8,6	6,6	6,6	6,4	6,3	6,4	6,2	6,1	5,8	5,9	5,5
Tabakverarbeitung	16	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Textilgewerbe	17	2,2	1,9	0,6	0,6	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3
Bekleidungsgewerbe	18	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ledergewerbe	19	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Holzgewerbe (ohne Herstellung von Möbeln)	20	0,3	0,2	0,1	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2
Papiergewerbe	21	9,7	9,4	9,3	8,8	8,4	8,2	7,9	7,5	7,1	7,1	6,9	6,6
Verlagsgewerbe, Druckgewerbe, Vervielfältigung	22	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Kokerei, Mineralölverarbeitung, Herstellung von Spalt- und Brutstoffen	23	19,8	18,8	19,2	19,9	20,3	19,3	21,0	20,2	19,6	18,8	16,8	15,1
Chemische Industrie ^b	24	38,1	31,4	21,5	20,7	18,0	17,2	17,3	17,8	16,6	15,2	16,1	14,2
Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	25	1,5	1,1	0,6	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3	0,4	0,3
Glasgewerbe, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden ^b	26	39,6	37,0	37,9	35,4	35,8	35,8	35,7	32,4	33,9	34,6	32,9	32,4
Metallerzeugung und -Bearbeitung ^{a,b}	27	69,4	64,5	56,9	53,9	58,8	55,2	60,8	57,7	59,5	62,4	57,8	58,4
Herstellung von Metallerzeugnissen	28	0,6	0,5	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1
Maschinenbau	29	1,8	1,7	0,8	0,8	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Herstellung von Büromaschinen, DV-Geräten und -einrichtungen	30	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Herstellung von Geräten der Elektrizitätserzeugung, -verteilung	31	1,3	1,1	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Rundfunk-, TV- und Nachrichtentechnik	32	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Medizin-, Meß-, Steuer-/Regelungstechnik, Optik	33	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen	34	4,0	3,5	2,6	2,8	2,4	2,3	2,2	2,3	2,0	1,8	1,9	1,6
Sonstiger Fahrzeugbau	35	1,7	1,9	0,6	0,6	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3
Herstellung von Möbeln, Schmuck, Musik, Sportgeräten	36	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Recycling	37	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Bergbau und Industrie gesamt^{a,b}		234,6	217,7	181,8	170,4	169,8	162,5	169,0	160,2	159,0	158,7	152,3	146,1
Öffentliche Stromversorgung^a		297,0	293,6	278,1	287,0	277,9	272,3	281,8	kA	288,0	291,9	280,0	273,6
Fernwärme		34,4	31,8	23,5	24,4	20,6	19,2	21,5	22,3	22,1	21,9	21,5	20,5
Bergbau, Industrie und öffentliche Stromversorgung		566,0	543,1	483,4	481,8	468,4	454,0	472,3	kA	469,1	472,5	453,8	440,2

Anmerkungen: ^a einschließlich Umgruppierungen zwischen Bergbau, Industrie und öffentlicher Stromversorgung - ^b einschließlich nicht-energiebedingter CO₂-Emissionen

Quelle: Berechnungen von DIW Berlin und Öko-Institut

3.6 Varianten für die Allokation von Emissionsrechten für Deutschland im Jahr 2010

3.6.1 Vorbemerkungen

Die Untersuchungen zu den verschiedenen Optionen der Emissionsrechtezuteilung werden im Rahmen einer einheitlichen Vorgabe für die Emissionsminderung vollzogen, die die Gesamtheit der vom Emissionshandel erfassten Anlagen zu erbringen hat. Die Grundlage dafür bildet die am 25. Juni 2001 von den Verbänden der Wirtschaft sowie der Bundesregierung paraphierte „Vereinbarung zwischen der Regierung der Bundesrepublik Deutschland und der deutschen Wirtschaft zur Minderung der CO₂-Emissionen und der Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung in Ergänzung zur Klimavereinbarung vom 9.11.2000“:

„Unter Bezugnahme und aufbauend auf dieser Vereinbarung besteht zwischen der Regierung der Bundesrepublik Deutschland und der unterzeichnenden Wirtschaft/Energiewirtschaft Einvernehmen, daß im Rahmen des nationalen Klimaschutzprogramms der Bundesregierung vom 18. Oktober 2000 (5. Bericht der interministeriellen Arbeitsgruppe „CO₂-Reduktion“) durch die Energiewirtschaft eine Emissionsreduktion von insgesamt bis zu 45 Mio. t CO₂/Jahr bis zum Jahr 2010 erreicht wird.

Dieser Beitrag soll durch Erhalt, Modernisierung und Zubau von Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) (einschließlich kleiner Blockheizkraftwerke (BHKW) und der Markteinführung von Brennstoffzellen) mit einem Minderungsziel (Basis 1998) von insgesamt möglichst 23 Mio. t CO₂/Jahr, jedenfalls nicht unter 20 Mio. t CO₂/Jahr in 2010 erreicht werden. Des weiteren soll eine CO₂-Minderung bis zu 25 Mio. t/Jahr in 2010 über andere Maßnahmen erfolgen, die in den die Selbstverpflichtung der Wirtschaft konkretisierenden Einzelerklärungen der Energiewirtschaftsverbände näher ausgeführt werden...

Die Unterzeichner unterstützen den Erhalt, die Modernisierung und den Zubau von Anlagen der KWK unter Berücksichtigung des anliegenden Maßnahmenpakets (Anlagen: KWK/ Nah- und Fernwärme/ BHKW und Brennstoffzellen sowie Förderung von BHKW-Anlagen bis zu 2 MW_{el} und Brennstoffzellen) und damit das Ziel, einen Minderungsbeitrag in einer Größenordnung von 10 Mio. t CO₂/Jahr bis 2005 (Zwischenziel) bzw. insgesamt möglichst 23 Mio. t CO₂/Jahr, jedenfalls nicht unter 20 Mio. t CO₂/Jahr bis 2010 zu erreichen.

Die Bundesregierung und die unterzeichnende Energiewirtschaft gehen ferner davon aus, daß sonstige CO₂-Minderungsmaßnahmen (Anlage: Sonstige CO₂-Minderungsmaßnahmen) die Emissionsvolumina im Jahre 2005 um 10 Mio. t CO₂/Jahr und bis zum Jahr 2010 um bis zu 25 Mio. t CO₂/Jahr senken. Bei diesen CO₂-Minderungen sind die infolge der Kernenergie-Verständigung möglichen CO₂-Emissionserhöhungen nicht berücksichtigt (siehe 5. Bericht der interministeriellen Arbeitsgruppe „CO₂-Reduktion“).“

Insgesamt beinhaltet diese Vereinbarung damit ein Minderungsvolumen von 20 Mio. t CO₂ bis 2005 sowie mindestens 45 Mio. t CO₂ bis zum Jahr 2010, das hinsichtlich der Zuordnung auf die verschiedenen Bereiche der Wirtschaft eine gewisse Flexibilität beinhaltet. Andere Treibhausgase werden von dieser Vereinbarung nicht erfasst.

3.6.2 Allokationsvarianten auf Grundlage ausgewählter Basisjahre

Eine erste Gruppe von Allokationsverfahren beruht auf den Emissionen eines Basisjahres oder einer Basisperiode. Die Emissionsrechte errechnen sich aus den jeweiligen Basisemissionen und einem einheitlichen Erfüllungsfaktor²⁸ für alle Sektoren und Quellgruppen. Grundlage bildet jeweils die Minderung der CO₂-Emissionen von 45 Mio. t CO₂ gegenüber 1998.

In diesem Zusammenhang wurden verschiedene Varianten für Basisjahre und Basisperioden untersucht.

- Als erste Variante wurde das Jahr 1990 – als frühestmögliches Basisjahr für das EU-Emissionshandelssystem – modelliert. Mit der Wahl dieses Basisjahres sind einige Vorteile, aber auch eine ganze Reihe von Nachteilen verbunden. Der wesentliche Vorteil für dieses Basisjahr besteht darin, dass alle Emissionsminderungen seit dem Basisjahr des Kioto-Protokolls Berücksichtigung finden würden. Dies ist insofern nicht zu unterschätzen, da Modernisierungsinvestitionen in langlebige Anlagen vor allem eine starke regionale Disparität zeigen. Während der Kapitalstock in den neuen Bundesländern relativ weitgehend erneuert wurde, stehen die entsprechenden Erneuerungsinvestitionen in den alten Bundesländern oft noch bevor. Die wesentlichen Nachteile bestehen zunächst darin, dass erstens Wachstums- und Strukturwandelprozesse in der Periode 1990 bis 2005 nicht berücksichtigt würden. Dazu gehören sowohl die in Kapitel 3.3.2 beschriebenen Emissionsverschiebungen zwischen den Branchen als auch die Benachteiligung von Neuinvestitionen, die nicht auf Emissionsrechte von Anlagen zurückgreifen können, die 1990 existierenden, danach aber stillgelegt wurden. Gerade der Zusammenhang von ersatzlosen Stilllegungen einerseits und kompletten Neuinvestitionen andererseits könnte zu erheblichen Verzerrungen zuungunsten neuer Investoren führen. Zweitens führt ein frühes Basisjahr zu erheblichen praktischen Problemen. Daten aus weit zurück liegenden Betriebsjahren müssten ermittelt und verifiziert werden. Bei einem anlagenbezogenen Emissionshandelssystem, wie mit der EU-Richtlinie vorgesehen, müssten darüber hinaus komplizierte Fragen der Zuordnung zwischen aktuell existierenden und in der Vergangenheit stillgelegten Anlagen gelöst werden. Die Allokationsvariante mit dem Basisjahr 1990 kann auch als Näherung für eine umfassende Berücksichtigung von *Early action* (unter Einbeziehung aller Schrumpfungs- und Strukturwandelprozesse) betrachtet werden.
- Um die Effekte der Strukturbrüche im Jahr 1990 abzumildern wurde in einer zweiten Variante der Basiszeitraum 1990 bis 1992 zu Grunde gelegt. Die Vor- und Nachteile entsprechen weitgehend denen für das Basisjahr 1990.
- In einer dritten Variante wurde das Jahr 2000 als – auf Grundlage der für diese Untersuchung vorliegenden Daten – spätestmöglichste Basisjahr untersucht. Mit einem solchen Basisjahr würden viele der praktischen Probleme gelöst, Wachstums- und

²⁸ Der Erfüllungsfaktor ist definiert als der Quotient aus der Menge der (kostenlos) zugeteilten Emissionsrechte und den Emissionen des Basisjahrs bzw. der Basisperiode.

Strukturwandelprozesse in den 15 Jahren seit 1990 würden voll berücksichtigt. Als wesentlicher Nachteil eines solchen Systems ergibt sich die ausbleibende Berücksichtigung von Emissionsminderungen, die seit 1990 erfolgt sind. Eine besondere Problematik ergibt sich aus dieser Situation jedoch vor allem nur dann, wenn die in diesem Zeitraum ergriffenen Maßnahmen bei unterschiedlichen Akteuren einen sehr unterschiedlichen Umfang erreicht haben. Für Unternehmen, die ihren Kapitalstock komplett erneuert haben, könnten sich aus der kostenlosen Vergabe der Emissionsrechte gravierende Wettbewerbsnachteile gegenüber Unternehmen ergeben, die die entsprechenden Maßnahmen vor dem Start des Emissionshandelssystems nicht durchgeführt haben und nach der Umsetzung von Maßnahmen in der Emissionshandelsperiode zusätzliche Erträge aus der Vermarktung nicht benötigter Zertifikate erzielen können. Gerade in der spezifischen Situation Deutschlands (alte Bundesländer/neue Bundesländer) ergibt sich hier eine besondere Brisanz.

- Als vierte Variante wurde ein Modell untersucht, in dem das Basisjahr innerhalb des Zeitraums von 1990 bis 2000 frei wählbar ist. Mit einem solchen Modell könnten die o.g. Verzerrungen weitgehend abgebaut werden, wenn auch erhebliche Probleme hinsichtlich der Praktikabilität bestehen bleiben.

Tabelle 3-23: Allokationsvarianten auf Grundlage ausgewählter Basisjahre, 2010

	WZ93	Ist-Entwicklung		Projektion		Allokation der Emissionsrechte -25% ggü. 1990 = -45 Mio. t CO ₂ ggü. 1998			
				Referenz	Alternativ	Basisjahr 1990	Basisperiode 1990-1992	Basisjahr 2000	Freie Wahl 1990-2000
		1990	2000	2010		2010			
		Mio. t CO ₂							
Bergbau/Gew. von Steinen und Erden ^a	10 bis 14	34,6	15,0	10,6	9,9	25,8	26,2	13,4	25,6
Ernährungsgewerbe	15	9,3	6,4	5,8	5,5	7,0	6,7	5,7	6,9
Tabakverarbeitung	16	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Textilgewerbe	17	2,2	0,4	0,3	0,3	1,6	1,3	0,4	1,6
Bekleidungsgewerbe	18	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ledergewerbe	19	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Holzgewerbe (ohne Herstellung von Möbeln)	20	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Papiergewerbe	21	9,7	7,9	7,1	6,6	7,3	7,4	7,1	7,4
Verlagsgewerbe, Druckgewerbe, Vervielfältigung	22	0,0	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,1	0,1
Kokerei, Mineralölverarbeitung, Herstellung von Spalt- und Brutstoffen	23	19,8	21,0	18,8	15,1	14,8	14,8	18,8	15,3
Chemische Industrie ^b	24	38,1	17,3	15,2	14,2	28,5	25,4	15,5	27,3
Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	25	1,5	0,4	0,3	0,3	1,2	0,9	0,4	1,1
Glasgewerbe, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden ^b	26	39,6	35,7	34,6	32,4	29,6	29,6	32,0	28,7
Metallerzeugung und -Bearbeitung ^{a,b}	27	69,4	60,8	62,4	58,4	51,9	50,2	54,5	50,3
Herstellung von Metallerzeugnissen	28	0,6	0,2	0,1	0,1	0,4	0,4	0,1	0,4
Maschinenbau	29	1,8	0,5	0,5	0,5	1,4	1,3	0,5	1,3
Herstellung von Büromaschinen, DV-Geräten und -einrichtungen	30	0,2	0,0	0,0	0,0	0,2	0,1	0,0	0,2
Herstellung von Geräten der Elektrizitätserzeugung, -verteilung	31	1,3	0,3	0,3	0,3	1,0	0,7	0,3	1,0
Rundfunk-, TV- und Nachrichtentechnik	32	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,1
Medizin-, Meß-, Steuer-/Regelungstechnik, Optik	33	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen	34	4,0	2,2	1,8	1,6	3,0	2,7	2,0	2,9
Sonstiger Fahrzeugbau	35	1,7	0,4	0,3	0,3	1,3	1,3	0,3	1,4
Herstellung von Möbeln, Schmuck, Musik, Sportgeräten	36	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1
Recycling	37	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Bergbau und Industrie gesamt ^{a,b}		234,6	169,0	158,7	146,1	175,5	169,4	151,5	172,1
Öffentliche Stromversorgung ^a		297,0	281,8	291,9	273,6	222,1	229,1	252,6	226,7
Fernwärme		34,4	21,5	21,9	20,5	25,7	24,9	19,3	24,6
Bergbau, Industrie und öffentliche Stromversorgung		566,0	472,3	472,5	440,2	423,4	423,4	423,4	423,4

Anmerkungen: ^a einschließlich Umgruppierungen zwischen Bergbau, Industrie und öffentlicher Stromversorgung - ^b einschließlich nicht-energiebedingter CO₂-Emissionen
Hervorgehobene Daten: Für 2010 werden mehr Emissionsrechte vergeben als in der Referenzprojektion (rot) bzw. in der Alternativprojektion (blau) benötigt

Anmerkungen: ^a einschließlich Umgruppierungen zwischen Bergbau, Industrie und öffentlicher Stromversorgung - ^b einschließlich nicht-energiebedingter CO₂-Emissionen
Hervorgehobene Daten: Für 2010 werden mehr Emissionsrechte vergeben als in der Referenz-Projektion (**fett**) bzw. in der Alternativ-Projektion (**kursiv**) benötigt.

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Tabelle 3-23 zeigt das Ergebnis der verschiedenen Varianten für die Emissionsrechteallokation im Jahr 2010 (als Mittelwert der Periode 2008-2012). Hierbei sei darauf hingewiesen, dass die Allokation der Emissionsrechte unter Berücksichtigung der Erfassungsgrade (Kapitel 3.5) erfolgt; zu Grunde liegt also die Emissionsentwicklungen gemäß Tabelle 3-22.

Für die Variante auf *Basis des Jahres 1990* ergibt sich aus dem Minderungsziel von 45 Mio. t CO₂ (Basis 1998) ein Erfüllungsfaktor von 74,8 %. Die Gesamtheit aller Anlagen müsste also im Durchschnitt der Jahre 2008-2012 die für das Jahr 1990 festgestellten Emissionen um 25,2 % reduzieren.

Im Bereich von Bergbau und Verarbeitendem Gewerbe insgesamt würde diese Allokationsvariante – sowohl in Bezug auf die Emissionen des Jahres 2001 als auch hinsichtlich der für 2010 erwarteten Emissionsniveaus – eine deutliche Überausstattung mit Zertifikaten zur Folge haben. Dies gilt auch für die Mehrzahl der Branchen, besonders signifikant für den Bergbau, dem mehr als das Zweifache der 2010 notwendigen Zertifikate kostenlos zugewiesen würden. Eine ähnliche Situation ergibt sich für die chemische Industrie. Auf der anderen Seite müssten vor allem die Branchen Glasgewerbe, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden, die Metallerzeugung und –bearbeitung (d.h. vor allem die Stahlindustrie) sowie (in geringerem Maße) die Kokereien und die Mineralölverarbeitung zusätzliche Anstrengungen zur Emissionsminderung bzw. zum Erwerb von Zertifikaten unternehmen.

Während die Industrie insgesamt mit 16 bis 30 Mio. Zertifikaten²⁹ überausgestattet würde, ergibt sich für die allgemeine Stromversorgung eine Unterausstattung von ca. 50 bis 70 Mio. Zertifikaten. Angesichts der erhebliche Emissionsverschiebungen in diesen Sektor (vgl. Kapitel 3.3.2) ergeben sich hier Verzerrungen in erheblichem Maße. Für den Bereich der Fernwärme, die ebenfalls den Unternehmen dieser Branche (zumindest in ihrer Gesamtheit) zugeordnet werden kann, ergibt sich eine Überausstattung, die allerdings mit 4 bis 5 Mio. Zertifikaten ein deutlich geringeres Volumen erreicht.

Wird unterstellt, dass die Menge an Zertifikaten, die kostenlos zugeteilt wurde, aber im Lichte der für 2010 erwarteten Emissionsniveaus nicht benötigt werden, zum Verkauf gelangen bzw. Gegenstand anderweitiger Transfers (ggf. in Pools) werden, so ergibt sich ein Mindestvolumen solcher Transfers in der Größenordnung von 40 Mio. Zertifikaten (im Fall der Referenz-Baseline) bis 44 Mio. Zertifikaten (im Fall der Alternativ-Baseline). Voraussetzung dieser Abschätzung ist jedoch, dass es zum Banking von Emissionsrechten in die nächste Periode nicht in signifikanter Größenordnung kommt.

Nur unwesentlich davon unterscheidet sich die zweite Variante mit der *Basisperiode 1990-1992*. Der Erfüllungsfaktor beträgt hier 78,5 %, das Muster der Ausstattung ändert sich hier nur graduell. Das Mindesttransfervolumen beläuft sich hier auf 35 bis 39 Mio. Zertifikate.

²⁹ Es wird davon ausgegangen, dass die Zertifikate auf jeweils eine Tonne CO₂-Äquivalent ausgestellt werden.

Ein deutlich anderes Bild ergibt sich bei der Variante mit dem *Basisjahr 2000*. Als Erfüllungsfaktor errechnet sich hier der Wert von 89,6 %. Bei weitgehender „Sozialisierung“ der bis 2000 erbrachten Emissionsminderungen müssten so alle Anlagen eine weitere Emissionsminderung von 10,4 % erbringen.

Für den Gesamtbereich Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe resultiert hier eine Ausstattung, die in der Bandbreite der für 2010 erwarteten Emissionen liegt. Eine klare Überausstattung ergibt sich hier nur noch für neun Branchen, wobei auch hier der Bergbau die wichtigste Rolle spielt. Für fünf Sektoren bewegt sich die Ausstattung in der Bandbreite der für 2010 erwarteten Entwicklung, die wichtigsten Branchen repräsentieren hier die Kokereien und die Mineralölverarbeitung. Jeweils ca. 3 Mio. Zertifikate mehr als bei der ersten Variante, jedoch noch deutlich weniger als benötigt, ergeben sich für die Sektoren Glasgewerbe, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden sowie die Metallerzeugung und –bearbeitung. Hier müssten weiterhin erheblich zusätzliche Emissionsminderungen bzw. Zertifikatskäufe erfolgen.

Für die allgemeine Stromversorgung resultiert aus dem veränderten Basisjahr ein Unterschied von ca. 30 Mio. Zertifikaten. Für den Horizont 2010 ergibt sich jedoch auch hier die Notwendigkeit weiterer Maßnahmen bzw. des Erwerbs zusätzlicher Zertifikate in der Größenordnung von 20 bis 40 Mio. Zertifikaten.

Vor dem Hintergrund deutlich geringerer Überausstattungen für viele Branchen des Bergbaus und des Verarbeitenden Gewerbes nimmt auch das Mindesttransfervolumen ab. Es ergibt sich hier eine Größenordnung von 3,5 bis 10 Mio. Zertifikaten.

Interessante Ergebnisse erbringt die vierte Variante mit einem *wahlfreien Basisjahr*. Zwar eröffnet sich hier für alle Anlagen die Wahl des Jahres mit den höchsten Emissionen, hieraus resultiert jedoch ein deutlich höherer Erfüllungsfaktor von 71,5 %.

Das Verteilungsmuster für die (kostenlose) Zuweisung der Zertifikate entspricht weitgehend dem der ersten Variante (Basisjahr 1990), es ergeben sich nur geringfügige Veränderungen. Auch hier profitieren insbesondere die Sektoren Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe, wobei sich eine komplizierte Situation vor allem für die Branchen Glasgewerbe, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden, die Metallerzeugung und –bearbeitung sowie – mit Abstrichen – die Kokereien und die Mineralölverarbeitung ergibt.

Als überausstattungsbedingtes Mindest-Transfervolumen errechnet sich hier eine Bandbreite von 38 bis 42 Mio. Zertifikaten.

Jenseits aller Fragen der Praktikabilität zeigt sich ein klares Muster. Vor dem Hintergrund der sehr unterschiedlichen Emissionsentwicklungen in der Periode nach 1990 resultieren aus der Wahl des Basisjahres bzw. der Basisperiode massive Verteilungseffekte. Ein frühes Basisjahr führt zu einer sehr starken Disparität der (kostenlosen) Zuweisung von Emissionsrechten, ein späteres Basisjahr dämpft die Bandbreite der Verteilung etwas. Mit Blick auf die Sektoren mit besonders hohen Emissionsvolumina ändern sich die grundsätzlichen Konstellationen – mit Ausnahme der Kokereien und der Mineralölverarbeitung – jedoch nicht. Insbesondere die öffentliche Stromversorgung müsste

in den gezeigten Varianten erhebliche Anstrengungen zur Emissionsminderung bzw. zum Erwerb zusätzlicher Zertifikate unternehmen.

3.6.3 Allokationsvarianten auf Grundlage differenzierter Branchenziele

Die dieser Studie als allgemeiner Zielrahmen zu Grunde liegende Emissionsminderung von 45 Mio. t CO₂ ergibt sich aus der am 25. Juni 2001 paraphierten „Vereinbarung zwischen der Regierung der Bundesrepublik Deutschland und der deutschen Wirtschaft zur Minderung der CO₂-Emissionen und der Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung in Ergänzung zur Klimavereinbarung vom 9.11.2000“. Diese Erklärung erfasst eine Vielzahl von Maßnahmen, ist jedoch keineswegs widerspruchsfrei zur eng verbundenen „Vereinbarung der Regierung der Bundesrepublik Deutschland und der Deutschen Wirtschaft zur globalen Klimavorsorge“ vom 9. November 2000. Insbesondere gilt dies für die Differenzierung der Minderungsziele zwischen den verschiedenen Branchen.

Für die hier angestellten Analysen wurde daher ein vereinfachter Modellansatz verfolgt. Die Differenzierung der Minderungszusagen erfolgt nur zwischen den Sektoren Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe einerseits sowie der öffentlichen Stromversorgung und der Fernwärmeerzeugung andererseits. Alle Varianten repräsentieren vor allem den Typus möglicher Verhandlungslösungen, bei denen sich die Verteilung zwischen den Branchen innerhalb festgeschriebener Rahmenvorgaben nach bestimmten Verteilungsmustern ergeben. Diese Verteilungsmuster sind auch zwischen den beiden Hauptgruppen der Vereinbarung (allgemeine Stromversorgung einerseits und die anderen Industriesektoren andererseits) aus den Dokumenten der Selbstverpflichtungen keineswegs eindeutig abzuleiten, auch der Anteil der Emissionsminderung durch die öffentliche Stromversorgung im Rahmen der KWK-Vereinbarung lässt sehr breite Interpretationsspielräume offen.

In einer ersten Variante wird – auf Basis der Emissionen des Jahres 1998 – der öffentlichen Stromversorgung und der Fernwärmewirtschaft ein *Minderungsziel von ca. 22 Mio. t CO₂* zugeordnet. Mit Bezug auf die Emissionen des Jahres 1998 folgt hieraus ein Erfüllungsfaktor von 92,6 %. Für den Bergbau und das Verarbeitende Gewerbe ergibt sich eine Minderung von 23 Mio. t CO₂, die entspricht einem Erfüllungsfaktor von 86,5 %

Als zweite Variante wurde der *öffentlichen Stromversorgung nur eine Emissionsminderung von 14 Mio. t CO₂* sowie der *Fernwärmeerzeugung eine Emissionsminderung von 1 Mio. t CO₂* zugewiesen. Für die verbleibenden Sektoren Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe resultiert daraus eine gesamte zusätzliche Emissionsminderung von 30 Mio. t CO₂. Diese Emissionsvorgaben wurden auf Grundlage der Emissionsstrukturen von 1990 den einzelnen Sektoren zugeordnet. Damit sollen vor allem die seit 1990 erbrachten Emissionsminderungen spezifisch honoriert werden.

Für den Bergbau resultiert daraus ein Erfüllungsfaktor (bezogen auf die Emissionsniveaus von 1990) von 51,8 %, für die verschiedenen Branchen des Verarbeitenden Gewerbes bewegen sich die Erfüllungsfaktoren von 49,5 % (Bekleidungsindustrie) bis

70,7 % (Glasgewerbe, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden). Für weitere besonders emissionsrelevante Branchen errechnen sich Erfüllungsfaktoren von 58,5 % (Kokereien und Mineralölverarbeitung), 56,9 % (chemische Industrie) und 59,6 % (Metallerzeugung und –bearbeitung)

Für die allgemeine Stromversorgung beträgt der Erfüllungsfaktor in dieser Variante 88,9 % und für die Fernwärmeerzeugung 56,8 %.

In einer dritten Variante wurden die Emissionsminderungsziele für Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe einerseits und die öffentliche Stromversorgung sowie die Fernwärmeerzeugung andererseits von der zweiten Variante übernommen. Die *Erfüllungsfaktoren* wurden in dieser Variante jedoch auf die *Emissionen des Jahres 1998* bezogen, so dass sich hier zwei verschiedene Möglichkeiten ergeben: ein Erfüllungsfaktor von 82,3 % für alle Anlagen von Bergbau und Verarbeitendem Gewerbe sowie ein Erfüllungsfaktor von 95 % für die öffentliche Stromversorgung und die Fernwärmeerzeugung. Hier wird den seit 1990 erzielten Emissionsminderungen als Verteilungskriterium nur eine untergeordnete Rolle zugemessen.

Tabelle 3-24 zeigt die Ergebnisse dieser drei Varianten für die (kostenlose) Emissionsrechteallokation im Vergleich zur einheitlichen Allokationsvariante auf Basis der Emissionen von 2000 (vgl. Kapitel 3.6.2).

Bedingt durch die besondere Einordnung der öffentlichen Stromversorgung ergeben sich für diesen Bereich um 5 bis 10 Mio. Zertifikate höhere Emissionsrechtezuweisungen, während diese für die Sektoren Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe entsprechend niedriger ausfallen.

Mit Ausnahme von nur drei Sektoren resultiert in der *ersten Variante* für die Gesamtheit von Bergbau und Verarbeitendem Gewerbe eine Ausstattung, die über oder innerhalb der Bandbreite der für 2010 erwarteten Emissionsniveaus liegt. Eine geringere Ausstattung ergibt sich hier vor allem für die – jedoch besonders emissionsrelevanten – Sektoren Glasgewerbe, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden sowie die Metallerzeugung und –bearbeitung, die in dieser Variante noch besondere Anstrengungen unternehmen müssten.

Für die öffentliche Stromversorgung ergibt sich zwar eine erheblich bessere Ausstattung, auch diese liegt jedoch noch deutlich unter den im *Business as usual* erwarteten Emissionsniveaus im Jahr 2010. Auch für die Fernwärmeerzeugung resultiert hier eine deutliche Minderausstattung.

Auf Grundlage der kostenlosen Zuteilung von Emissionsrechten lässt sich das Volumen der überausstattungsbedingten Transfers hier auf mindestens 5 bis 10 Mio. Zertifikate beziffern.

In der *zweiten Variante* dieser Gruppe von Allokationsverfahren wird die öffentliche Stromversorgung nochmals um ca. 6,5 Mio. Zertifikate besser gestellt. Auch bei Bezug auf die Emissionsstruktur des Jahres 1990 ergibt sich für die Mehrheit der Industriesektoren (darunter auch der Bergbau und die chemische Industrie) noch eine Überausstattung mit Emissionszertifikaten. Für eine Reihe besonders emissionsrelevanter Branchen

(Papiergewerbe, Kokereien und Mineralölverarbeitung, Glasgewerbe, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden sowie die Metallerzeugung und –bearbeitung) würden jedoch im Lichte der für 2010 erwarteten Emissionsniveaus vergleichsweise niedrige Zuweisungen von Emissionsrechten erfolgen.

Da die – im Vergleich zu den für 2010 erwarteten Emissionsniveaus – abgeschätzte Überausstattung mit Zertifikaten in dieser Variante erhöht wird, ergibt sich das allein aus dieser Überausstattung resultierende Mindestvolumen für Transfers auf 18 bis 20 Mio. Zertifikate.

Tabelle 3-24: Allokationsvarianten auf Grundlage der Selbstverpflichtungserklärungen, 2010

	WZ93	Ist-Entwicklung		Projektion		Allokation der Emissionsrechte			
				Referenz	Alternativ	-45 Mio. t CO ₂ ggü. 1998 orientiert an KWK-SVE			
		Gleiche				Öffentliche Stromerzeugung & Fernwärme			
		Minderung				-15 Mio. t CO ₂			
		Basisjahr 2000	Basisjahr 1998			Basisjahr 1990	Basisjahr 1998		
		1990	2000	2010		2010			
Mio. t CO ₂									
Bergbau/Gew. von Steinen und Erden ^a	10 bis 14	34,6	15,0	10,6	9,9	13,4	14,3	17,9	13,7
Ernährungsgewerbe	15	9,3	6,4	5,8	5,5	5,7	5,5	5,5	5,2
Tabakverarbeitung	16	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Textilgewerbe	17	2,2	0,4	0,3	0,3	0,4	0,4	1,3	0,4
Bekleidungs-gewerbe	18	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ledergewerbe	19	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Holzgewerbe (ohne Herstellung von Möbeln)	20	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,3	0,1	0,3
Papiergewerbe	21	9,7	7,9	7,1	6,6	7,1	7,3	5,6	7,0
Verlags-gewerbe, Druck-gewerbe, Vervielfältigung	22	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1
Kokerei, Mineralölverarbeitung, Herstellung von Spalt- und Brutstoffen	23	19,8	21,0	18,8	15,1	18,8	17,5	11,6	16,7
Chemische Industrie ^b	24	38,1	17,3	15,2	14,2	15,5	15,5	21,7	14,8
Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	25	1,5	0,4	0,3	0,3	0,4	0,5	0,8	0,4
Glasgewerbe, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden ^b	26	39,6	35,7	34,6	32,4	32,0	30,9	28,0	29,5
Metallerzeugung und -Bearbeitung ^{a,b}	27	69,4	60,8	62,4	58,4	54,5	50,8	41,4	48,4
Herstellung von Metallerzeugnissen	28	0,6	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,3	0,1
Maschinenbau	29	1,8	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	1,1	0,5
Herstellung von Büromaschinen, DV-Geräten und -einrichtungen	30	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0
Herstellung von Geräten der Elektrizitätserzeugung, -verteilung	31	1,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,8	0,3
Rundfunk-, TV- und Nachrichtentechnik	32	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0
Medizin-, Meß-, Steuer-/Regelungstechnik, Optik	33	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen	34	4,0	2,2	1,8	1,6	2,0	2,1	2,3	2,0
Sonstiger Fahrzeugbau	35	1,7	0,4	0,3	0,3	0,3	0,4	1,0	0,4
Herstellung von Möbeln, Schmuck, Musik, Sportgeräten	36	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Recycling	37	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Bergbau und Industrie gesamt ^{a,b}		234,6	169,0	158,7	146,1	151,5	146,8	139,8	139,8
Öffentliche Stromversorgung ^a		297,0	281,8	291,9	273,6	252,6	257,4	264,0	264,0
Fernwärme		34,4	21,5	21,9	20,5	19,3	19,1	19,6	19,6
Bergbau, Industrie und öffentliche Stromversorgung		566,0	472,3	472,5	440,2	423,4	423,4	423,4	423,4
Anmerkungen: ^a einschließlich Umgruppierungen zwischen Bergbau, Industrie und öffentlicher Stromversorgung - ^b einschließlich nicht-energiebedingter CO ₂ -Emissionen Hervorgehobene Daten: Für 2010 werden mehr Emissionsrechte vergeben als in der Referenz-Projektion (fett) bzw. in der Alternativ-Projektion (kursiv) benötigt.									

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Die Situation hinsichtlich Über- bzw. Unterausstattung würde sich in der *dritten Variante* etwas entschärfen, die Emissionsrechtezuweisungen innerhalb der Sektoren Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe verschieben sich hier stark in Richtung der ersten Variante.

Auf dieser Grundlage errechnet sich ein Volumen von 3,5 bis 7 Mio. Zertifikate für allein überausstattungsbedingt anfallende Transfers, soweit das Banking von Zertifikaten keine signifikante Rolle spielt.

Zusammenfassend zeigt sich, dass die Nutzung der verschiedenen Selbstverpflichtungserklärungen für die Ableitung absoluter Emissionsrechtezuweisungen jenseits der generellen Zieldefinition (z.B. 45 Mio. t CO₂-Minderung) einen breiten Gestaltungsspielraum lässt, aus dem verschiedene Verhandlungslösungen resultieren können. Diese Situation kann vor allem auf den in einigen Teilen grundlegend anderen Ansatz (teilweise Verpflichtung auf spezifische Ziele, Einbeziehung anderer Treibhausgase und Sektoren), der nur teilweise gegebenen Konsistenz zwischen den beiden Vereinbarungen vom 9. November 2000 und dem 25. Juni 2001 sowie auf den großen Interpretationsspielraum bezüglich der sektoralen Zuordnung der Emissionsminderungsbeiträge zurückgeführt werden. Mit unterschiedlichen Begründungen können solche Verhandlungslösungen zu sehr verschiedenen Verteilungseffekten führen, wobei die Gefahr besteht, dass die Transparenz bei der Lösung des Verteilungsproblems in erheblichem Maße leidet. Sehr deutlich wird aus den verschiedenen Varianten, dass sich die Verteilungsproblematik in den bisher betrachteten Varianten vor allem im Spannungsfeld von drei Gruppierungen der emissionsseitig besonders relevanten Branchen ergibt:

- Für die Sektoren Bergbau und chemische Industrie wird sich mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit eine (kostenlose) Zuweisung von Emissionsrechten ergeben, deren Volumen über dem jeweiligen Bedarf der Sektoren im Jahr 2010 liegen wird.
- Die öffentliche Stromversorgung, die Fernwärmeerzeugung, der Sektor Glasgewerbe, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden sowie die Metallerzeugung und –bearbeitung werden Emissionsrechtezuweisungen erhalten, die unter dem für das Jahr 2010 vorausgeschätzten Bedarf liegen werden.
- Ein uneinheitliches Bild ergibt sich in Bezug auf das Papiergewerbe sowie die Kokereien und die Mineralölverarbeitung. Hier hängt das Verhältnis zwischen Emissionsrechtezuweisung und Bedarf für das Jahr 2010 stark vom konkreten Allokationsmodell ab.

Die konkret analysierten Modelle können auch hier die Spannbreite der Zuteilungsunterschiede verändern, prinzipiell bleibt sie jedoch erhalten. Sofern derartige Verhandlungsmodelle (mit letztlich eingeschränkter Transparenz) nur zu graduellen Unterschieden in Bezug auf Allokationsmodelle mit einem einheitlichem Erfüllungsfaktor führen, so sollten diese im Sinne einer verbesserten Transparenz vorgezogen werden.

3.6.4 Allokationsvarianten unter Berücksichtigung spezifischer Aspekte

Für eine ganze Reihe von Besonderheiten spezifischer Sektoren werden in der Diskussion um die Zuteilung der Emissionsrechte Sonderregelungen reklamiert.

In dieser Gruppe der Allokationsvarianten werden zwei Spezialfälle modelliert, die besondere Rolle der nicht-energiebedingten CO₂-Emissionen sowie die Frage des Kernenergieausstiegs.

Nicht-energiebedingte CO₂-Emissionen entstehen bei chemischen Reaktionen, die nicht der Verbrennung zuzuordnen sind. Von der Richtlinie erfasst sind die hier differenziert betrachteten Prozesse der Glas-, Zement- und Kalkherstellung. Nicht betrachtet werden

im weiteren die bisher nicht von der Richtlinie erfassten Quellgruppen für nicht-energiebedingte CO₂-Emissionen (Hüttenaluminium etc.) und die CO₂-Emissionen aus Hochöfen, für die teilweise der Charakter prozessbedingter Emissionen reklamiert wird.³⁰

Obwohl v.a. bei der Zement- und Glasproduktion in der Vergangenheit auch erhebliche Minderungen bei den nicht-energiebedingten CO₂-Emissionen erzielt worden sind (Verringerung des - emissionswirksamen – Klinkeranteils im Zement, Erhöhung des Altglaseinsatzes etc.), sind die Emissionsminderungspotenziale hier in besonderer Weise begrenzt.

In einer *ersten* Variante wurde daher unterstellt, dass die *nicht-energiebedingten CO₂-Emissionen nicht mit einer Minderungsverpflichtung* belegt werden. Die Ausstattung mit Emissionszertifikaten für das Jahr 2010 erfolgt damit „nach Bedarf“. Da die Dynamik der Emissionen aus diesem Bereich eher gering ist, könnte bei der *ex ante*-Allokation der Emissionsrechte auf die Ist-Emissionen abgestellt werden. Im hier vorliegenden Modell wurde die Ausstattung entsprechend den Projektionsdaten für 2010 vorgenommen.³¹

Die o.g. Quellgruppen nicht-energiebedingter CO₂-Emissionen würden in der Allokationsvariante mit dem Basisjahr 2000 und einem allgemeinen Erfüllungsfaktor (vgl. Kapitel 3.6.2) für das Jahr 2010 mit Emissionsrechten von insgesamt 20,6 Mio. Zertifikaten ausgestattet; bei der Variante auf Basis der Emissionen von 1998 und nach dem Modell der Selbstverpflichtungserklärungen differenzierten Erfüllungsfaktoren würden insgesamt 19,4 Mio. Emissionsrechte zugeteilt. Für die hier untersuchte Variante der bedarfsorientierten Vollausstattung würde sich die Zuweisung um 1 bis 2 Mio. Zertifikate, insgesamt also auf 21,5 Mio. Zertifikate erhöhen, also einen letztlich vergleichsweise geringen Betrag.³² Wird diese Zusatzausstattung auf alle anderen Branchen umgelegt, so ergeben sich kaum noch messbare Differenzen. Die Emissionsrechteausstattung des größten Quellsektors, der allgemeinen Stromversorgung würde sich danach von 257,4 Mio. Zertifikaten auf 256,1 Mio. Zertifikate verringern. Letztlich ist hier der Zu-

³⁰ Gemäß den – internationalen – Abgrenzungen für die nicht-energiebedingten CO₂-Emissionen wird der Kokeinsatz in Hochöfen den verbrennungsbedingten Emissionen zugerechnet, auch wenn ein Teil des enthaltenen Kohlenstoffs für die Roheisen- und Stahlherstellung benötigt wird. In den hier vorgenommenen Modellrechnungen konnten eine Separierung des Hochofenprozesses auch vor dem Hintergrund der Tatsache nicht erfolgen, dass bezüglich der Emissionszuordnung (Hochofenprozess, Gichtgasverbrennung) noch eine Reihe von Abgrenzungsfragen gelöst werden müssen. In dieser Studie wird grundsätzlich das Konzept der Freisetzung in die Atmosphäre verfolgt, d.h. die Gichtgasabführung ohne sektorübergreifende Nutzung wird der Metallherstellung und –bearbeitung zugeordnet, die externe Gichtgasnutzung z.B. in Kraftwerken dem jeweiligen Sektor (z.B. der Stromerzeugung).

³¹ Auch ein solches Modell könnte prinzipiell umgesetzt werden, wäre allerdings verfahrensseitig etwas komplizierter. Die Ausstattung würde hier auf Grundlage von prognostizierten Daten erfolgen, die notwendige Korrektur bei Überausstattung könnte dann (*ex post*) bei der Emissionsrechtezuteilung für die jeweils nächste Periode vorgenommen werden.

³² Der Großteil dieses zusätzlichen Bedarfs (0,4 bis 1,0 Mio. Zertifikate) entfällt auf die Zementklinkerproduktion. Nur geringe Volumina ergeben sich für die Glasherstellung (0,2 bis 0,3 Mio. Zertifikate) und die Kalkproduktion (0,3 bis 0,8 Mio. Zertifikate).

satzbedarf so gering, dass sich auch unter Praktikabilitätsgesichtspunkten die Frage stellen lässt, ob der dafür notwendige Aufwand letztlich gerechtfertigt ist.

Eine zweite Problemstellung ergibt sich hinsichtlich des *vorgezogenen Auslaufens der Kernenergie*, das sich aus den politischen Setzungen der Kernenergie-Vereinbarung vom 14. Juni 2000 bzw. des entsprechend novellierten Atomgesetzes ergibt.

Hier bestehen verschiedene Varianten für die (mögliche, wenn auch nicht notwendige) prozedurale Berücksichtigung bei der Emissionsrechtezuteilung. Diese sollen an dieser Stelle nicht näher diskutiert werden, laufen jedoch alle auf die zusätzliche (kostenlose) Zuweisung von Emissionsrechten an die allgemeine Stromversorgung hinaus.

Für weitere Allokationsvarianten in dieser Gruppe der Spezialprobleme wurden die zusätzlichen Emissionsrechte über eine verminderte Stromproduktion in Kernkraftwerken in Höhe von 27 TWh ermittelt.³³ Bewertet wurde diese Minderproduktion exemplarisch mit den CO₂-Emissionen eines neuen Erdgas-Kraftwerkes, daraus resultieren etwa 9,3 Mio. zusätzliche Emissionsrechte.

In der *zweiten Allokationsvariante* unter Berücksichtigung spezifischer Aspekte wurde die Menge der zusätzlichen Emissionsrechte für das vorgezogene Auslaufen der Kernenergienutzung bei der Zuteilung für alle Branchen – also auch der allgemeinen Stromversorgung – insofern berücksichtigt, dass die Zuweisungen auf Grundlage des Verteilungsmusters bei einem Basisjahr 1990 durchgängig proportional gemindert wurden.

Dieses Umlageverfahren wurde in der *dritten Variante* entsprechend der Zuteilung auf der Grundlage der Emissionen des Basisjahres 2000 und eines einheitlichen Erfüllungsfaktors umgesetzt.

Die *vierte Variante* entspricht dem gleichen methodischen Ansatz, in diesem Fall aber auf Grundlage einer Zuweisung mit einem ebenfalls einheitlichen Erfüllungsfaktor, der auf die Emissionen eines wahlfreien Basisjahres aus der Periode 1990-2000 angewendet wird.

Tabelle 3-25 zeigt die Ergebnisse der Emissionsrechtezuteilungen, die sich aus den beschriebenen Allokationsvarianten ergeben.

Für die *Variante 1* resultiert die besondere Berücksichtigung der nicht-energiebedingten CO₂-Emissionen für die Branchen des Bergbaus und des Verarbeitenden Gewerbes in einem Erfüllungsfaktor von 86,0 % (auf Basis der Emissionen des Jahres 1998). Gegenüber dem entsprechenden Vergleichsfall entspricht dies einer Veränderung des Erfüllungsfaktors um 0,5 Prozentpunkte. Für den Sektor Glasgewerbe, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden verändert sich der durchschnittliche Erfüllungsfaktor durch die verringerte Minderungsanforderung von 86,5 auf 92 Prozent. Für die allgemeine

³³ Die Differenz ergibt sich aus einer Stromproduktion Kernkraftwerken von ca. 140 TWh im Jahr 2010 gegenüber dem Mittelwert der Kernenergie-Stromproduktion der Jahre 1996-2000. Hierbei sei jedoch auch auf die Unsicherheiten bei der Ermittlung der für das Jahr 2010 angenommenen Stromproduktion aus Kernkraftwerken hingewiesen (vgl. Kap. 3.4).

Stromversorgung sowie die Fernwärmeerzeugung ergibt sich entsprechend eine Veränderung des Erfüllungsfaktors von 92,6 auf 92,2 Prozent.

Aus den kostenlos zugeteilten Zertifikaten und dem für 2010 erwarteten Emissionsniveaus wird bei dieser Allokationsvariante (ohne Banking) ein Mindest-Transfervolumen von 5 bis 10 Mio. Zertifikaten erwartet.

Die Berücksichtigung des vorgezogenen Kernenergie-Auslaufens führt in der *Variante 2* für alle Branchen zu einem um 1,6 Prozentpunkte veränderten Erfüllungsfaktor. Auf Basis der Emissionen des Jahres 1990 resultiert damit ein Erfüllungsfaktor von 73,2 %. Für die allgemeine Stromversorgung ergibt sich eine gegenüber dem Vergleichsfall (Ausstattung auf Basis der Emissionen von 1990 mit einheitlichem Erfüllungsfaktor) um netto 4,4 Mio. Zertifikate erhöhte Ausstattung mit Emissionsrechten. Die Zahl der für die anderen Bereiche von Bergbau und Industrie (kostenlos) zugewiesenen Emissionsrechte verändert sich entsprechend.

Das – überausstattungsbedingte – Mindestvolumen für die Transfers ergibt sich in dieser Variante mit 38 bis 42 Mio. Zertifikaten.

Tabelle 3-25: Allokationsvarianten für spezifische Sonderregelungen, 2010

	WZ93	Ist-Entwicklung		Projektion		Allokation der Emissionsrechte -45 Mio. t CO ₂ ggü. 1998 orientiert an KWK-SVE			
				Referenz	Alternativ	Industrie- Prozesse nach Bedarf	Kernenergie- Ausstattung	Kernenergie- Ausstattung	Kernenergie- Ausstattung
						Basisjahr 1998	Basisjahr 1990	Basisjahr 2000	Freie Wahl 1990-2000
		1990	2000	2010		2010			
		Mio. t CO ₂							
Bergbau/Gew. von Steinen und Erden ^a	10 bis 14	34,6	15,0	10,6	9,9	14,3	25,3	13,1	25,1
Ernährungsgewerbe	15	9,3	6,4	5,8	5,5	5,5	6,8	5,6	6,7
Tabakverarbeitung	16	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Textilgewerbe	17	2,2	0,4	0,3	0,3	0,4	1,6	0,3	1,5
Bekleidungsgewerbe	18	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ledergewerbe	19	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Holzgewerbe (ohne Herstellung von Möbeln)	20	0,3	0,3	0,3	0,2	0,3	0,2	0,2	0,2
Papiergewerbe	21	9,7	7,9	7,1	6,6	7,3	7,1	6,9	7,3
Verlagsgewerbe, Druckgewerbe, Vervielfältigung	22	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1
Kokerei, Mineralölverarbeitung, Herstellung von Spalt- und Brutstoffen	23	19,8	21,0	18,8	15,1	17,4	14,5	18,4	15,0
Chemische Industrie ^b	24	38,1	17,3	15,2	14,2	15,4	27,9	15,2	26,7
Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	25	1,5	0,4	0,3	0,3	0,5	1,1	0,4	1,1
Glasgewerbe, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden ^b	26	39,6	35,7	34,6	32,4	32,9	29,0	31,3	28,0
Metallerzeugung und -Bearbeitung ^{a,b}	27	69,4	60,8	62,4	58,4	50,6	50,8	53,3	49,2
Herstellung von Metallerzeugnissen	28	0,6	0,2	0,1	0,1	0,1	0,4	0,1	0,4
Maschinenbau	29	1,8	0,5	0,5	0,5	0,6	1,3	0,5	1,3
Herstellung von Büromaschinen, DV-Geräten und -einrichtungen	30	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,2
Herstellung von Geräten der Elektrizitätserzeugung, -verteilung	31	1,3	0,3	0,3	0,3	0,3	1,0	0,3	0,9
Rundfunk-, TV- und Nachrichtentechnik	32	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1
Medizin-, Meß-, Steuer-/Regelungstechnik, Optik	33	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen	34	4,0	2,2	1,8	1,6	2,0	2,9	1,9	2,8
Sonstiger Fahrzeugbau	35	1,7	0,4	0,3	0,3	0,4	1,2	0,3	1,4
Herstellung von Möbeln, Schmuck, Musik, Sportgeräten	36	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
Recycling	37	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Bergbau und Industrie gesamt ^{a,b}		234,6	169,0	158,7	146,1	148,2	171,6	148,1	168,3
Öffentliche Stromversorgung ^a		297,0	281,8	291,9	273,6	256,1	226,5	256,3	231,0
Fernwärme		34,4	21,5	21,9	20,5	19,0	25,2	18,9	24,1
Bergbau, Industrie und öffentliche Stromversorgung		566,0	472,3	472,5	440,2	423,4	423,4	423,4	423,4
Anmerkungen: ^a einschließlich Umgruppierungen zwischen Bergbau, Industrie und öffentlicher Stromversorgung - ^b einschließlich nicht-energiebedingter CO ₂ -Emissionen Hervorgehobene Daten: Für 2010 werden mehr Emissionsrechte vergeben als in der Referenz-Projektion (fett) bzw. in der Alternativ-Projektion (<i>kursiv</i>) benötigt.									

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

In der *Variante 3* ergibt sich für alle Branchen ein um 1,9 Prozentpunkte veränderter Erfüllungsfaktor (87,7 % auf Basis der Emissionen des Jahres 2000). Für die allgemeine Stromversorgung beträgt der Nettoeffekt einer ausstiegsbedingten Mehrausstattung gegenüber dem entsprechenden Vergleichsfall (Ausstattung auf Basis der Emissionen von 2000 mit einheitlichem Erfüllungsfaktor) etwa 3,7 Mio. Zertifikate. Für alle anderen Branchen ergeben sich nur unmaßgebliche Änderungen.

Wie in der Basisvariante bleibt hier das überausstattungsbedingte Mindestvolumen für Transfers mit 3 bis 8 Mio. Zertifikaten vergleichsweise gering.

Für die *Variante 4* ergibt sich durchgängig ein um 1,6 Prozentpunkte veränderter Erfüllungsfaktor von 70 %. Für die allgemeine Stromversorgung beträgt der Nettoeffekt einer ausstiegsbedingten Mehrausstattung gegenüber dem entsprechenden Vergleichsfall (Ausstattung auf Basis der Emissionen eines wahlfreien Basisjahrs aus der Periode 1990-2000 mit einheitlichem Erfüllungsfaktor) etwa 4,3 Mio. Zertifikate. Die Veränderungen für alle anderen Branchen entsprechen etwa der der Variante 2 und bleiben damit gering.

Das Mindesttransfervolumen auf Grundlage kostenlos zugeteilter, aber angesichts der für 2010 erwarteten Emissionsniveaus nicht benötigter Zertifikate beläuft sich für diese Variante auf mindestens 35 bis 40 Mio. Zertifikate.

Insgesamt führen die beschriebenen Spezialfälle nur zu vergleichsweise geringen Verschiebungen gegenüber den zugehörigen Vergleichsfällen. Veränderte allgemeine Ansätze für die Allokationsverfahren (Basisjahr etc.) können so leicht zu erheblich größeren Umverteilungseffekten führen als die Effekte durch die genannten spezifischen Problemfelder.

3.6.5 Allokationsvarianten auf Basis kostenorientierter Kenngrößen

Neben den Allokationsverfahren auf Basis historischer Emissionen oder auf Verhandlungen abstellender Methoden bilden wirtschaftliche Kriterien eine weitere mögliche Grundlage für die Zuteilungsverfahren. Hierbei bildet das aus der Diskussion um Steuergerechtigkeit entstammende Prinzip des „gleichen relativen Opfers“ eine sinnvolle Grundlage. Danach sollen von den Kosten der Emissionsminderung alle Akteure (im hier vorliegenden Fall: Branchen) ein gleiches relatives Opfer erbringen. Die erste Frage stellt sich hinsichtlich der Bezugsgröße für diese relative Belastung. Schon bei oberflächlicher Analyse ergibt sich, dass die Wertschöpfung keine geeignete Grundlage bildet, da das Verhältnis der Anteile der Emissionen (aus denen letztlich die Kosten der Emissionsminderung resultieren) und z.B. der Bruttowertschöpfung zwischen den einzelnen Branchen stark differiert. So repräsentierten beispielsweise die Kraftfahrzeugindustrie und der Maschinenbau im Jahr 2001 jeweils etwa 15 Prozent der gesamten Bruttowertschöpfung von Bergbau und Verarbeitendem Gewerbe, aber nur 1,2 bzw. 1,1 Prozent der gesamten CO₂-Emissionen dieses Bereichs. Eine deutlich bessere Grundlage bieten hier die Faktorkosten für Energie der entsprechenden Branchen, liegen diese

in den Branchen mit hohen CO₂-Emissionen im Regelfall deutlich höher als in anderen Branchen.

Für die verschiedenen Branchen wurden die Energie-Faktorkosten geschätzt und daraus über verschiedene Verfahren Zuteilungsverfahren abgeleitet. Bereits hier muss darauf hingewiesen werden, dass derartige Verfahren für die Zuteilung auf Branchenebene zu sinnvollen Ergebnissen führen können. Auf der Anlagenebene, auf die der EU-Richtlinienentwurf abhebt ist die konsistente Verbindung zwischen Faktorkosten und Emissionen nur noch schwer und mit erheblichem Aufwand möglich.

Tabelle 3-26: Allokationsvarianten auf Basis kostenorientierter Kenngrößen, 2010

	WZ93	Ist-Entwicklung		Projektion		Allokation der Emissionsrechte -45 Mio. t CO ₂ ggü. 1998 orientiert an KWK-SVE			
				Referenz	Alternativ	Gleiche Erhöhung Energie-Faktorkosten			
						Gleiche Minderung	2000 (Zertifikate)	2010 (Zertifikate)	2010 (Maßnahmen + Zertifikate)
						Basisjahr 2000			
		1990	2000	2010		2010			
		Mio. t CO ₂							
Bergbau/Gew. von Steinen und Erden ^a	10 bis 14	34,6	15,0	10,6	9,9	13,4	13,4	9,6	9,6
Ernährungsgewerbe	15	9,3	6,4	5,8	5,5	5,7	5,7	5,1	4,7
Tabakverarbeitung	16	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Textilgewerbe	17	2,2	0,4	0,3	0,3	0,4	0,4	0,2	0,2
Bekleidungs-gewerbe	18	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ledergewerbe	19	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Holzgewerbe (ohne Herstellung von Möbeln)	20	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Papiergewerbe	21	9,7	7,9	7,1	6,6	7,1	7,1	6,2	5,3
Verlags-gewerbe, Druckgewerbe, Vervielfältigung	22	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Kokerei, Mineralölverarbeitung, Herstellung von Spalt- und Brutstoffen	23	19,8	21,0	18,8	15,1	18,8	18,8	17,0	17,0
Chemische Industrie ^b	24	38,1	17,3	15,2	14,2	15,5	15,5	13,2	13,9
Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	25	1,5	0,4	0,3	0,3	0,4	0,4	0,3	0,3
Glasgewerbe, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden ^b	26	39,6	35,7	34,6	32,4	32,0	32,0	30,2	29,7
Metallerzeugung und -Bearbeitung ^{a,b}	27	69,4	60,8	62,4	58,4	54,5	54,5	55,4	55,6
Herstellung von Metallerzeugnissen	28	0,6	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Maschinenbau	29	1,8	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4
Herstellung von Büromaschinen, DV-Geräten und -einrichtungen	30	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Herstellung von Geräten der Elektrizitätserzeugung, -verteilung	31	1,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2
Rundfunk-, TV- und Nachrichtentechnik	32	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Medizin-, Meß-, Steuer-/Regelungstechnik, Optik	33	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen	34	4,0	2,2	1,8	1,6	2,0	2,0	1,5	1,4
Sonstiger Fahrzeugbau	35	1,7	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2
Herstellung von Möbeln, Schmuck, Musik, Sportgeräten	36	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Recycling	37	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Bergbau und Industrie gesamt ^{a,b}		234,6	169,0	158,7	146,1	151,5	151,5	140,3	139,0
Öffentliche Stromversorgung ^a		297,0	281,8	291,9	273,6	252,6	253,1	263,6	264,7
Fernwärme		34,4	21,5	21,9	20,5	19,3	18,8	19,5	19,6
Bergbau, Industrie und öffentliche Stromversorgung		566,0	472,3	472,5	440,2	423,4	423,4	423,4	423,4
Anmerkungen: ^a einschließlich Umgruppierungen zwischen Bergbau, Industrie und öffentlicher Stromversorgung - ^b einschließlich nicht-energiebedingter CO ₂ -Emissionen Hervorgehobene Daten: Für 2010 werden mehr Emissionsrechte vergeben als in der Referenz-Projektion (fett) bzw. in der Alternativ-Projektion (kursiv) benötigt.									

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

In der *ersten Variante* wurden die Kosten für die jeweilige Emissionsminderung auf Grundlage konstanter Minderungskosten und den Faktorkosten für Energie im Jahr 2000 ermittelt. Hieraus resultiert notwendigerweise eine Zuteilung der Emissionsrechte, die weitgehend der Allokationsvariante entspricht, die auf den Basisemissionen des Jahres 2000 und einem allgemeinen Erfüllungsfaktor aufbaut.

Entsprechend errechnet sich – zunächst ohne Berücksichtigung der Banking-Option – ein Mindesttransfervolumen von ca. 4 bis 10 Mio. Zertifikaten, dass sich aus der Überausstattung im Vergleich zu den für 2010 erwarteten Emissionsniveaus ergibt.

Im Gegensatz dazu basiert die *zweite Variante* auf einer prospektiven Schätzung der Faktorkosten für Energie, wobei der Anteil der Faktorkosten für Energie über den Zeitraum 2000 bis 2010 konstant gehalten wurde, also im wesentlichen Wachstumsprozesse Berücksichtigung finden. Die Kosten der Emissionsminderung wurden auch bei diesem Ansatz wieder konstant gesetzt. Dies entspricht einer Situation, in der die Differenz zwischen den gemessenen Emissionen im Jahr 2010 und den (kostenlos) zugeteilten Emissionsrechten ausschließlich über den Zertifikatszukauf kompensiert wird. Hier ergibt sich für alle Branchen eine deutlich geringere Spreizung zwischen kostenloser Emissionsrechtezuteilung und dem jeweiligen Zertifikatsbedarf. Mit Ausnahme der Kokereien und der Mineralölverarbeitung geraten damit alle Branchen in eine Situation, dass die Menge der zugeteilten Emissionsrechte für das Jahr 2010 *unter* dem entsprechenden Bedarf für dieses Jahr liegt. „Gewinner“ dieses Allokationsverfahrens ist vor allem die allgemeine Stromversorgung, für die die Energie-Faktorkosten relativ hoch liegen. Deutlich schlechter gestellt sind bei diesem Verfahren zwei Branchen, die aufgrund ihrer zukünftig erwarteten Emissionstrends sonst regelmäßig deutlich mehr Zertifikate zugewiesen bekommen als im Jahr 2010 benötigt, der Bergbau und die chemische Industrie. Auch diese beiden Branchen müssten hier zusätzliche Anstrengungen zur Emissionsminderung bzw. zum Erwerb von Zertifikaten unternehmen.

Durch den weitgehende Ausschluss der Überausstattung mit Zertifikaten (im Vergleich zu den für 2010 erwarteten Emissionen) ergeben sich hieraus nur sehr geringe Transfervolumina in der Größenordnung von unter 2 Mio. Zertifikaten.

In einer *dritten Variante* wurde das Verfahren noch insofern verfeinert, dass die Kosten der Emissionsminderung nicht nur zu konstanten Preisen, sondern entsprechend der für dieses Projekt erarbeiteten Vermeidungskostenlinien (Kapitel 3.7) bewertet wurden.³⁴ Auch bei dieser Variante wurden wieder prospektive Schätzungen für die Energie-Faktorkosten zu Grunde gelegt. Die Ergebnisse der dritten Variante unterscheiden sich jedoch nur für ausgesprochen wenige Sektoren von denen der zweiten Variante, so dass sich eine neue Qualität dieser Allokationsvariante kaum ergibt.

Auch hier resultieren – überausstattungsbedingt – nur sehr geringe Transfervolumina in der o.g. Größenordnung.

Zusammenfassend ergibt sich mit den kostenorientierten Allokationsvarianten eine deutliche Verringerung der Spannbreite zwischen „Überausstattung“ und „Unterausstattung“, wovon vor allem die allgemeine Stromversorgung profitiert. Eine neue Qualität wird dabei jedoch nur erreicht, wenn der Allokation prospektive Schätzungen der Faktorkosten, also Planungsgrößen zugrunde gelegt werden. Angesichts der damit verbundenen Unsicherheiten könnte sich die Notwendigkeit einer *ex post*-Korrektur ergeben,

³⁴ Unterstellt wurde dabei die Variante „Pragmatic approach“ (Variante 4) für die Vermeidungskostenlinien von Bergbau, Verarbeitendem Gewerbe, allgemeiner Stromversorgung und Fernwärme.

was über die *ex ante*-Zuteilung der Emissionsrechte für die jeweils nächste Periode zwar grundsätzlich möglich ist, jedoch auch wieder mit zusätzlichen Regulationsnotwendigkeiten verbunden ist. Gravierende Unterschiede zwischen einer sektorspezifischen Bewertung des Grenzkostenverlaufs und einer einheitlichen Bewertung der Minderungskosten ergeben sich schließlich nur in Einzelfällen, so dass der dafür notwendige Aufwand (Erstellung allgemein akzeptierter Vermeidungskostenlinien für die verschiedenen Branchen) nur schwierig zu rechtfertigen erscheint.

3.6.6 Spezifische Allokationsvarianten für die öffentliche Stromversorgung

Eine der intensiv diskutierten Allokationsvarianten basiert auf sogenannten Benchmarks, d.h. Emissions-Vergleichsgrößen für ausreichend homogene Technologiegruppen. Wenn die Zuweisung der Emissionsrechte sich an solchen Vergleichsgrößen orientiert, so können Probleme frühzeitiger Aktivitäten (*Early action*) zumindest prinzipiell ausreichend Berücksichtigung finden. Anlagen mit geringeren (spezifischen) Emissionen erhalten eine Überausstattung mit Emissionsrechten, Anlagen mit sehr hohen Emissionen müssten zusätzliche Anstrengungen (Emissionsminderung, Zukauf von Zertifikaten) unternehmen.

Hinreichend differenzierte Benchmarking-Verfahren können letztlich nur auf der Anlagenebene operationalisiert werden, sind doch die für ein Benchmarking-Verfahren notwendigen Gruppen homogener Technologien nur auf (deutlich) differenzierterer Ebene als der hier verwendeten Branchenstruktur definierbar.

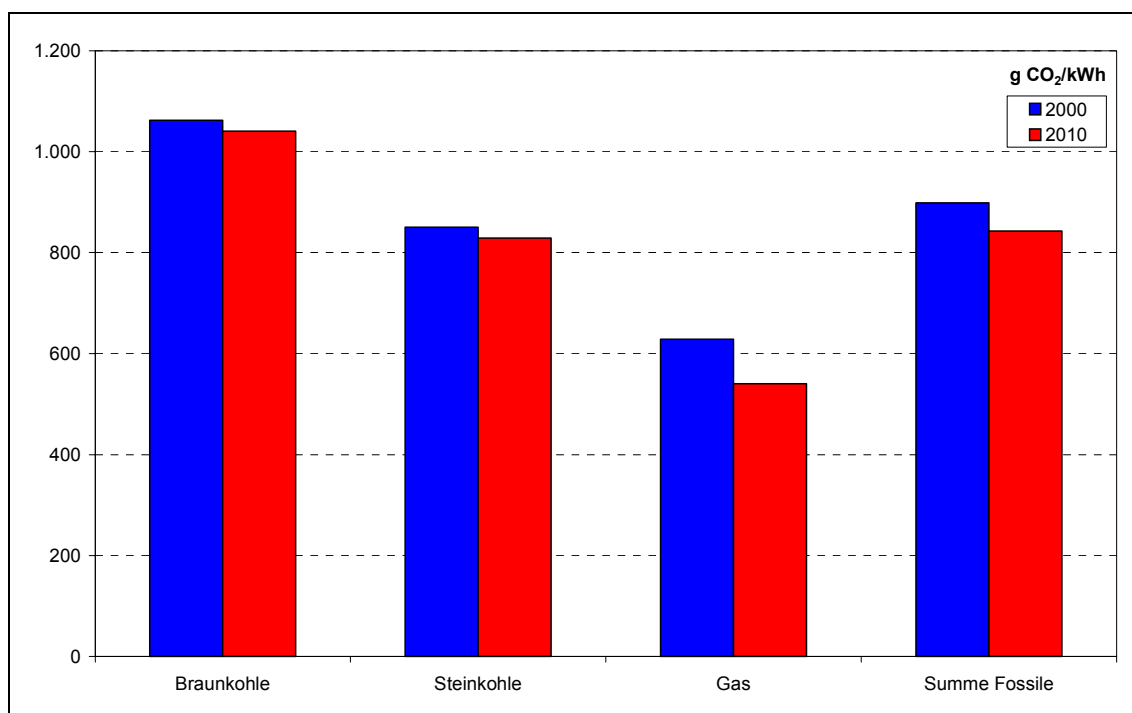
Daher soll der Mechanismus der Benchmarking-Verfahren hier nur exemplarisch für den Bereich der öffentlichen Stromversorgung analysiert werden. Die Bruttostromerzeugung bildet hier ein ausreichend homogenes Produkt, auf dessen Grundlage Benchmarks definiert werden können.

Nach den hier genutzten Daten lagen die spezifischen Emissionen der fossilen Kraftwerke im Jahr 2000 bei knapp 900 g CO₂/kWh (Bruttoerzeugung) und werden vor allem durch die Stein- und Braunkohlenkraftwerke geprägt, die im Jahr 2000 87 % der gesamten Bruttostromerzeugung in fossil gefeuerten Kraftwerken repräsentieren (Abbildung 3-3). Bis zum Jahr 2010 werden sich nach den gezeigten Projektionen die spezifischen Emissionen durch Kraftwerkserneuerungen um ca. 55 g CO₂/kWh verringern. Die höchsten spezifischen Emissionen ergeben sich für Braunkohlenkraftwerke (1.062 g CO₂/kWh, bis 2010 zurückgehend auf 1.020 g CO₂/kWh), gefolgt von Steinkohlenkraftwerken (851 bzw. 829 g CO₂/kWh) sowie mit Erdgas und anderen Gasen befeuerten Kraftwerken (629 bzw. 540 g CO₂/kWh).³⁵ Andere Brennstoffe spielen hier nur eine untergeordnete Rolle und werden nicht weiter betrachtet.

³⁵ Die vergleichsweise hohen spezifischen Emissionen für Gaskraftwerke resultieren aus nicht vernachlässigbarem Anteil von anderen Gasen mit vergleichsweise hohen spezifischen Emissionen (v.a. Gichtgas) sowie dem vergleichsweise schlechten Nutzungsgrad der bis 1990 errichteten Anlagen. Die hohe Effizienz moderner Erdgaskraftwerke zeigt sich an den überproportional verbesserten spezifischen CO₂-Emissionen für die Periode 2000-2010.

In einer ersten Variante werden die *Benchmarks auf Grundlage historischer Emissionen und differenziert nach fossilen Kraftwerkstypen* (Steinkohle, Braunkohle, Gas etc.) ermittelt (brennstoffdifferenzierte Benchmarks). Die Ausstattung erfolgt auf Grundlage der spezifischen Emissionen des Jahres 2000 für den jeweiligen Kraftwerkstyp, die um 8,6 % reduziert werden. Somit ergibt sich insgesamt die gleiche Menge an Zertifikaten wie im hier gewählten Vergleichsfall (Allokation nach Selbstverpflichtungserklärung mit einer Minderungsverpflichtung für die öffentliche Stromversorgung und die Fernwärmeversorgung von 22 Mio. t CO₂ gegenüber 1998).

Abbildung 3-3: *Spezifische Emissionen in den Kraftwerken der öffentlichen Elektrizitätsversorgung, 2000 und 2010*



Quellen: Statistik der Kohlenwirtschaft, AG Energiebilanzen, Berechnungen von DIW Berlin und Öko-Institut

In der zweiten Variante wird dieses Verfahren mit den *durchschnittlichen spezifischen Emissionen für die Gesamtheit aller fossilen Kraftwerke* der öffentlichen Versorgung kombiniert, um die Effekte des Bezugs auf einen einheitlichen Benchmark zu untersuchen. Die Zuweisung der Emissionsrechte erfolgt hier nach dem Prinzip, dass die in Ansatz gebrachten spezifischen Emissionen für die verschiedenen Kraftwerkstypen um 7,9 % reduziert werden, aber auch mindestens um 7,9 % unter den durchschnittlichen spezifischen Emissionen aller fossilen Kraftwerke liegen müssen. Da nur die Emissionen für Braunkohlenkraftwerke über dem Mittelwert aller fossilen Stromerzeugungsanlagen der öffentlichen Versorgung liegen, werden für Braunkohlenkraftwerke Minderungsvorgaben von 22,1 % in Ansatz gebracht. Im Ergebnis wird die gleiche Menge an Emissionsrechten zugewiesen wie in den Vergleichsvarianten.

Die dritte Variante betrifft ein gänzlich anderes Benchmarking-Verfahren. Statt auf historische Durchschnittswerte wird hier auf das Konzept der best verfügbaren Technik (BAT – *Best available technology*) abgestellt. Die Emissionsrechteverteilung orientiert sich hier an einem Braunkohlenkraftwerk mit einem Nutzungsgrad von 42 %, einem Steinkohlenkraftwerk mit 45 % und einem Gaskraftwerk mit 55 %. Auch hier ergibt sich nach entsprechende Umrechnungsverfahren die identische Gesamtmenge an Zertifikaten für die öffentliche Stromversorgung. Für die verschiedenen Kraftwerkstypen ergeben sich jedoch unterschiedliche Minderungen. Für Braunkohlenkraftwerke ergibt sich – auf Basis der spezifischen Emissionen von 2000 – ein Abschlag von 11,3 %, für Steinkohlenkraftwerke von 12,6 % sowie für Gaskraftwerke von 41,7 %.

Tabelle 3-27 zeigt die Verteilungseffekte der drei Varianten von Allokationsverfahren dieser Gruppe im Vergleich zur entsprechenden Variante aus der Gruppe der an der Selbstverpflichtungserklärung orientierten Allokationsverfahren.

Tabelle 3-27: Spezifische Allokationsvarianten für die öffentliche Stromversorgung, 2010

	WZ93	Ist-Entwicklung		Projektion		Allokation der Emissionsrechte			
				Referenz	Alternativ	-45 Mio. t CO ₂ ggü. 1998 orientiert an KWK-SVE			
						Benchmark-Ausstattung			
						Öff. Strom- & FW-Erzeugung -22 Mio. t	brennstoff-differenziert	gesamt/brennstoffdifferenziert	BAT-orientiert
		Basisjahr 1998	Basisjahr 2000						
		1990	2000	2010		2010			
Mio. t CO ₂									
Bergbau und Industrie gesamt ^{a,b}		234,6	169,0	158,7	146,1	146,8	146,8	146,8	146,8
Steinkohle ^a		99,9	108,2	115,2	107,9	101,7	100,7	108,9	103,4
Braunkohlen ^a		177,3	154,0	146,4	137,1	129,1	127,2	116,5	132,6
Übrige feste Brennstoffe		0,8	1,4	1,6	1,5	1,4	1,3	1,4	1,6
Heizöl		5,6	1,7	1,2	1,1	1,0	1,0	1,1	1,2
Gase		13,4	16,4	27,5	26,0	24,3	27,2	29,5	18,7
Kernenergie		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Öffentliche Stromversorgung ^a		297,0	281,8	291,9	273,6	257,4	257,4	257,4	257,4
Fernwärme		34,4	21,5	21,9	20,5	19,1	19,1	19,1	19,1
Bergbau, Industrie und öffentliche Stromversorgung		566,0	472,3	472,5	440,2	423,4	423,4	423,4	423,4
Anmerkungen: ^a einschließlich Umgruppierungen zwischen Bergbau, Industrie und öffentlicher Stromversorgung - ^b einschließlich nicht-energiebedingter CO ₂ -Emissionen Hervorgehobene Daten: Für 2010 werden mehr Emissionsrechte vergeben als in der Referenz-Projektion (fett) bzw. in der Alternativ-Projektion (<i> kursiv </i>) benötigt.									

Anmerkungen: ^a einschließlich Umgruppierungen zwischen Bergbau, Industrie und öffentlicher Stromversorgung - ^b einschließlich nicht-energiebedingter CO₂-Emissionen
Hervorgehobene Daten: Für 2010 werden mehr Emissionsrechte vergeben als in der Referenz-Projektion (**fett**) bzw. in der Alternativ-Projektion (*kursiv*) benötigt.

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Die Auswirkungen der unterschiedlichen Benchmarking-Verfahren für die verschiedenen Kraftwerkstypen fallen sehr unterschiedlich aus. Für Steinkohlenkraftwerke ergibt sich eine Bandbreite von ca. 8 Mio. Zertifikaten, für Braunkohle eine von etwa 16 Mio. Zertifikaten und für die Gesamtheit aller Gaskraftwerke eine Bandbreite von ca. 9 Mio. Zertifikaten.

Angesichts der besonderen Ausgangsposition bei den Gaskraftwerken (geringer Gesamtanteil, in der Ausgangsposition noch erheblicher Einfluss alter ineffizienter Kraftwerke) ergibt sich für Gaskraftwerke eine besonders günstige Position bei Benchmark-Varianten auf Basis historischer Emissionen, während die Orientierung auf BAT (für die Gesamtheit aller Anlagen) zu einer erheblichen Minderausstattung führt. Der eigentliche Verteilungseffekt vollzieht sich in den hier untersuchten Varianten zwischen der Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohle. Bei einer Variation der Benchmark-Varianten führt die resultierende Minderausstattung bei der einen Kohleverstromungs-

technologie zu einer jeweils ähnlich großen Mehrausstattung bei der anderen Kraftwerksgruppe. Schließlich wird deutlich, dass die Orientierung an BAT vor allem der Braunkohlenverstromung zu Gute kommt, ist doch hier der Anteil der entsprechend modernen Kraftwerken durch die Kraftwerksmodernisierung in den neuen Bundesländern besonders hoch.

3.6.7 Allokation mit Teilauktionierung

In der Diskussion um die Emissionshandelsrichtlinie sind vor allem seitens des Europäischen Parlaments immer wieder Vorschläge für eine Teilauktionierung der Emissionsrechte vorgeschlagen worden.

Auktionierungsverfahren bieten in der Tat eine ganze Reihe von Vorteilen in Bezug auf die Transparenz und Einfachheit des Systems, werden doch eine ganze Reihe von Regelungstatbeständen (*Early action*, Behandlung von Stilllegungen und Neuinvestitionen etc.) nicht mehr notwendig. Regelungsbedürftig ist indes die Rückverteilung des jeweiligen Auktionsaufkommens, woraus auch ein erheblicher Teil der Akzeptanzprobleme resultiert.

Mit einer Auktionierung eines kleinen Teils der Emissionsrechte werden die o.g. Sonderregelungen jedoch bestenfalls teilweise überflüssig, so dass sich ein besonderer Sinn solcher Teilauktionierungen nur dann ergibt, wenn sie als langfristiger Einstieg in die Auktionierung als grundlegendes Modell der Allokation verstanden werden. Eine solche Entwicklung ist mit hoher Wahrscheinlichkeit für den Zeitraum bis 2012 nicht zu erwarten, wird aber im Kontext der Allokationspläne auch vor dem Hintergrund praktischer Erwägungen – u.a. auch mit Blick auf die Marktfunktionalität – immer wieder eine Rolle spielen.

Um die Effekte eines solchen Modells zu analysieren, wurde eine Teilauktionierung von 15 % der insgesamt verfügbaren Emissionsrechte im Modell abgebildet, in dem sie dem Staat zugewiesen werden (dies entspricht dem ursprünglichen Vorschlag des Europäischen Parlaments).

In einer ersten Variante erfolgt die Zuweisung der Emissionsrechte auf *Grundlage der Emissionen im Jahr 1990 und eines branchenübergreifenden, einheitlichen Erfüllungsfaktors*, der um den Auktionierungsanteil von 63,5 Mio. Zertifikaten korrigiert wurde. Es ergibt sich ein Erfüllungsfaktor von 63,6 % gegenüber 74,8 % in der Basisvariante (vgl. Kapitel 3.6.2).

Als zweite Variante wurde das entsprechende Verfahren für das *Basisjahr 2000* angewendet. Hier ergibt sich ein Erfüllungsfaktor von 76,2 % im Vergleich zu 89,6 % in der Vergleichsvariante (vgl. Kapitel 3.6.2).

Die Verteilungseffekte der Teilauktionierung (Tabelle 3-28) zeigen, dass die Grundmuster der entsprechenden Basisvarianten durch die Auktionierung verstärkt werden.

In der *ersten Variante* verbleiben für die meisten Bereiche des Bergbaus und Verarbeitenden Gewerbes – teilweise erhebliche – Überausstattung im Vergleich zu den für 2010

erwarteten Emissionsniveaus. Insbesondere für das Glasgewerbe, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden sowie die Metallerzeugung und –bearbeitung und die öffentliche Stromversorgung, aber auch für die Kokereien und die Mineralölverarbeitung ergeben sich bei Teilauktionierungen in Verbindung mit (kostenloser) Zuweisung von Emissionsrechten auf Basis der Emissionen von 1990 erhebliche Minderausstattungen. Erhebliche Überausstattungen verbleiben hier vor allem für den Bergbau und die chemische Industrie.

Aus der Überausstattung der einschlägigen Branchen sowie dem Auktionsvolumen können in dieser Variante – ohne Berücksichtigung von Banking-Optionen – Zertifikatstransfers von mindestens 89 Mio. Zertifikaten erwartet werden.

Tabelle 3-28: Allokationsvarianten mit Teilauktionierung, 2010

	WZ93	Ist-Entwicklung		Projektion		Allokation der Emissionsrechte		
				Referenz	Alternativ	-45 Mio. t CO ₂ ggü. 1998 orientiert an KWK-SVE		
						Gleiche Minderung		
						Auktionierung 15%		
						Basisjahr 2000	Basisjahr 1990	Basisjahr 2000
		1990	2000	2010		2010		
						Mio. t CO ₂		
Bergbau/Gew. von Steinen und Erden ^a	10 bis 14	34,6	15,0	10,6	9,9	13,4	22,0	11,4
Ernährungsgewerbe	15	9,3	6,4	5,8	5,5	5,7	5,9	4,9
Tabakverarbeitung	16	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Textilgewerbe	17	2,2	0,4	0,3	0,3	0,4	1,4	0,3
Bekleidungsgewerbe	18	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ledergewerbe	19	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Holzgewerbe (ohne Herstellung von Möbeln)	20	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2
Papiergewerbe	21	9,7	7,9	7,1	6,6	7,1	6,2	6,0
Verlagsgewerbe, Druckgewerbe, Vervielfältigung	22	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1
Kokerei, Mineralölverarbeitung, Herstellung von Spalt- und Brutstoffen	23	19,8	21,0	18,8	15,1	18,8	12,6	16,0
Chemische Industrie ^b	24	38,1	17,3	15,2	14,2	15,5	24,2	13,2
Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	25	1,5	0,4	0,3	0,3	0,4	1,0	0,3
Glasgewerbe, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden ^b	26	39,6	35,7	34,6	32,4	32,0	25,2	27,2
Metallerzeugung und -Bearbeitung ^{a,b}	27	69,4	60,8	62,4	58,4	54,5	44,1	46,4
Herstellung von Metallerzeugnissen	28	0,6	0,2	0,1	0,1	0,1	0,4	0,1
Maschinenbau	29	1,8	0,5	0,5	0,5	0,5	1,1	0,4
Herstellung von Büromaschinen, DV-Geräten und -einrichtungen	30	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0
Herstellung von Geräten der Elektrizitätserzeugung, -verteilung	31	1,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,8	0,2
Rundfunk-, TV- und Nachrichtentechnik	32	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0
Medizin-, Meß-, Steuer-/Regelungstechnik, Optik	33	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen	34	4,0	2,2	1,8	1,6	2,0	2,6	1,7
Sonstiger Fahrzeugbau	35	1,7	0,4	0,3	0,3	0,3	1,1	0,3
Herstellung von Möbeln, Schmuck, Musik, Sportgeräten	36	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Recycling	37	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Bergbau und Industrie gesamt ^{a,b}		234,6	169,0	158,7	146,1	151,5	149,2	128,7
Öffentliche Stromversorgung ^a		297,0	281,8	291,9	273,6	252,6	188,8	214,7
Fernwärme		34,4	21,5	21,9	20,5	19,3	21,9	16,4
Bergbau, Industrie und öffentliche Stromversorgung		566,0	472,3	472,5	440,2	423,4	359,8	359,8
Staat (Auktionierung)							63,5	63,5
Anmerkungen: ^a einschließlich Umgruppierungen zwischen Bergbau, Industrie und öffentlicher Stromversorgung - ^b einschließlich nicht-energiebedingter CO ₂ -Emissionen Hervorgehobene Daten: Für 2010 werden mehr Emissionsrechte vergeben als in der Referenz-Projektion (fett) bzw. in der Alternativ-Projektion (<i>kursiv</i>) benötigt.								

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

In der zweiten Variante verringert sich die Bandbreite etwas, so dass fast alle betrachteten Branchen eine kostenlose Zuteilung von Zertifikaten erhalten, die unter dem für 2010 erwarteten Bedarf liegen. Mit einer Überausstattung könnten hier nur noch der Bergbau sowie – in Abhängigkeit von der betrachteten Variante für die Emissionsentwicklung – die Kokereien und die Mineralölverarbeitung rechnen. Für alle anderen

Branchen, vor allem auch die öffentliche Stromversorgung ergibt sich in erheblichem Umfang die Notwendigkeit zusätzlicher Aktivitäten.

Das Transfervolumen – wiederum unter der Voraussetzung vernachlässigbarer Banking-Mengen – beläuft sich hier auf mindesten 64 Mio. Zertifikate.

3.7 Vermeidungskosten

3.7.1 Einführung

In der Stromwirtschaft und in der Industrie sind eine Vielzahl von Optionen zur CO₂-Minderung verfügbar. Dies betrifft z.B. Maßnahmen, mit denen die Effizienz der Stromerzeugung gesteigert wird, energieverbrauchende Prozesse optimiert oder kohlenstoffreiche durch kohlenstoffarme Brennstoffe ersetzt werden. Diese Maßnahmen wurden aus verschiedenen Gründen bisher nicht umgesetzt. Ein Teil der Maßnahmen ist mit zusätzlichen Kosten verbunden und wird aufgrund fehlender zusätzlicher Anreize nicht umgesetzt. An manchen Stellen fehlten für emissionsmindernde Maßnahmen die finanziellen Mittel oder der Investitionsbedarf für CO₂-Minderung konkurrierte mit attraktiveren Investitionen. In der *Sectoral objectives*-Studie für die EU-Kommission (ECOFYS 2001) konnte bereits gezeigt werden, dass mit CO₂-Minderungsoptionen im Kostenrahmen von <20 €/t CO₂ das Kioto-Minderungsziel der EU von -8 % gegenüber 1990 erreicht werden kann.

Hierauf aufbauend wurde von ECOFYS die GENESIS-Datenbank entwickelt. Diese verfolgt einen technologieorientierten *Bottom up*-Ansatz. Darin sind technische Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz und zur CO₂-Minderung für die Bereiche Stromwirtschaft, Industrie, Haushalte und Verkehr länderspezifisch in der Europäischen Union zusammengestellt. Es sind jeweils Minderungspotenziale, zugehörige Kosten der Maßnahmen sowie die bisherigen und für die Zukunft geschätzten Implementierungsgrade erfasst. Im Rahmen dieser Untersuchung wurden die relevanten Informationen der GENESIS-Datenbank für Deutschland überarbeitet und aktualisiert.

Im Abschnitt 3.7.2 wird eine Übersicht über die verfügbaren Vermeidungsoptionen gegeben. Anschließend wird erläutert, wie sich die Kosten der Vermeidungsoptionen in Abhängigkeit von den Rahmenbedingungen verändern. Da nicht gesichert ist, dass alle Hemmnisse zur Umsetzung der verfügbaren Optionen durch den Emissionshandel tatsächlich abgebaut werden, werden im Modell verschiedene Umsetzungsvarianten der Minderungsoptionen erläutert.

Es wird zwischen vier verschiedenen Varianten für die Umsetzungstiefe der CO₂-Minderungsmassnahmen unterschieden: „Perfect policy“, „No regret uncertainty“, „Baseline uncertainty“ und „Pragmatic approach“ (vgl. Kapitel 3.7.4). Mit dieser Bandbreite von Ansätzen sollen die Unsicherheiten widerspiegelt werden, in welchem Umfang Maßnahmen mit negativen Kosten verfügbar sind und wie viele davon im Rahmen des EU-Emissionshandels umgesetzt werden.

3.7.2 Die CO₂-Vermeidungskostenkurve in der Variante „Perfect policy“

Basierend auf der GENESIS-Datenbank verbleiben im Vergleich zum Basisszenario für 2010 CO₂-Minderungsoptionen für die deutsche Stromwirtschaft und Industrie in Höhe von insgesamt 94 Mio. t CO₂ in einem weiten Kostenbereich. Die Aufteilung der zugehörigen Minderungsoptionen auf einzelne Sektoren ist in Tabelle 3-29 aufgeführt.

Tabelle 3-29: *Verfügbare Potenziale zur CO₂-Minderung der Stromwirtschaft und der Industrie in Deutschland für das Jahr 2010*

Sektor	CO ₂ -Minderungspotential
	Mio. t CO ₂
Stromwirtschaft (incl. Fernwärme)	58
Eisen- und Stahlerzeugung	11
Zellstoff- und Papierindustrie	5
Zementindustrie	10
Raffinerien	2
Übrige Industriesektoren	8

Quelle: *Berechnungen von ECOFYS, basierend auf der GENESIS Datenbank*

Wichtige Maßnahmen innerhalb der Stromwirtschaft sind:

- Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung
- Repowering von Kraftwerken³⁶
- Zusätzlicher Ausbau der Windkraft (onshore und offshore)
- Verstärkter Ausbau von Erdgas-GuD-Kraftwerken
- Biomassezufuhr in Steinkohle- und Braunkohlekraftwerken
- Ausbau der Wasserkraft
- Verstärkter Einsatz existierender Erdgas-Kraftwerke im Mittellastbereich
- Ersatz von Kohle durch kohlenstoffärmere Brennstoffe in Mischfeuerungen

Für die Industriesektoren Eisen und Stahl, Papier, Zement und Raffinerien wurden spezifische sektorbezogene Maßnahmen im Detail ermittelt. Im Bereich Eisen und Stahl sind dies z.B. Einsatz pulverisierter Kohle, Ausbau der Wärmerückgewinnung und Kraft-Wärme-Kopplung, Kokstrockenkühlung. In der Papierindustrie umfasst dies z.B. den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung, Verbesserungen bei Papiertrocknungsverfahren und im Refiningprozess. In der Zementindustrie ist beispielsweise die weitere Reduzierung des Klinkeranteils im Zement berücksichtigt, für Raffinerien werden z.B. Verbesserungen im Destillationsprozess u.a. Maßnahmen einbezogen.

Für die übrigen Industriesektoren wurden folgende Maßnahmen aufgenommen:

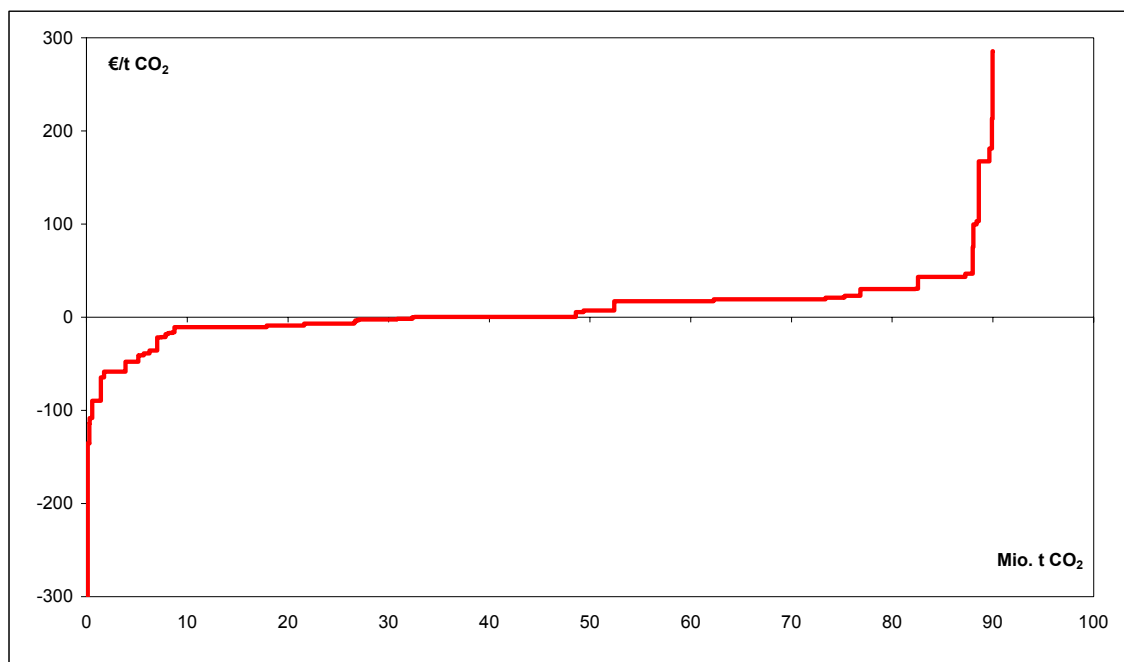
- Wärmerückgewinnung

³⁶ Repowering von Kraftwerken bedeutet den zusätzlichen Einbau einer Gasturbine und die Erneuerung des Abhitzekeessels.

- Energiemanagementsysteme
- Verbesserte Isolierung
- Effizientere Brenner
- Good Housekeeping
- Brennstoffwechsel von Kohle und Öl zu Erdgas
- Kraft-Wärme-Kopplung

Die Kosten der verfügbaren Minderungspotenziale variieren erheblich. Im folgenden ist die zugehörige Vermeidungskostenkurve für die Grenzkosten der einzelnen Maßnahmen kumuliert dargestellt. Hier wurden die einzelnen Maßnahmen noch weiter differenziert nach dem günstigen, dem mittleren sowie dem teuren Anteil.

Abbildung 3-4: Vermeidungskostenkurve der CO₂-Minderungsmaßnahmen der Stromwirtschaft und der Industrie in Deutschland für das Jahr 2010



Quelle: Berechnungen von ECOFYS, basierend auf der GENESIS Datenbank

Dabei können die verfügbaren Minderungspotenziale nach den in Tabelle 3-30 gezeigten Kostenbereichen gruppiert werden.

Tabelle 3-30: CO₂-Minderungspotenziale für die deutsche Stromwirtschaft und Industrie in 2010, aufgeteilt nach Kostengruppen

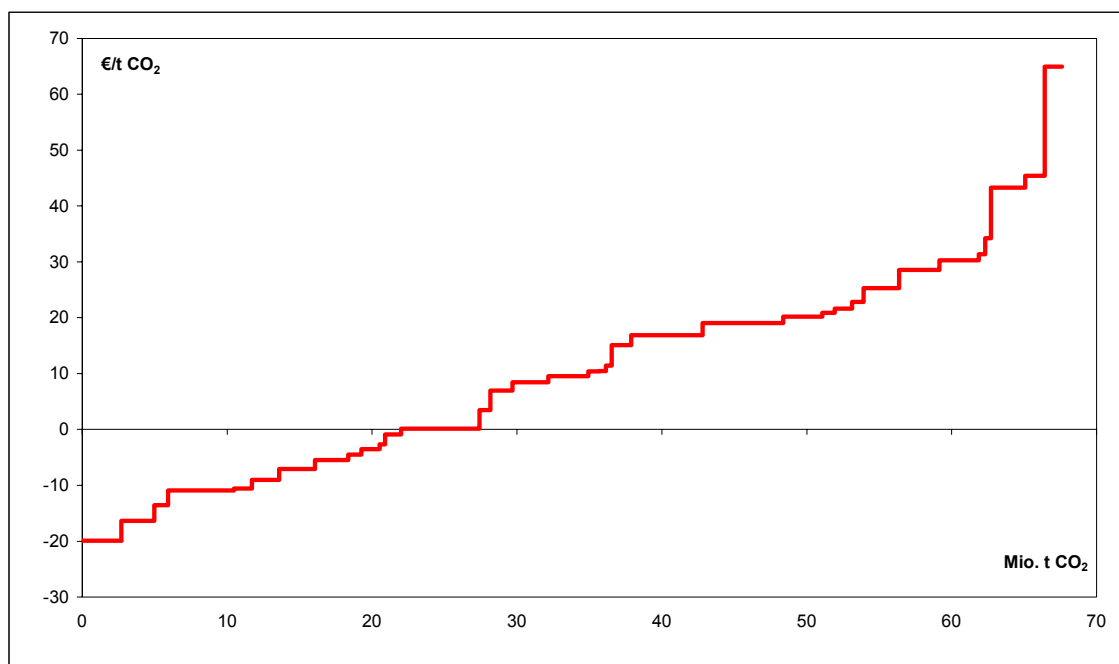
Kostenbereich	Minderungspotential
€/t CO ₂	Mio. t CO ₂
< -10	23
-10 bis 0	16
0 bis +10	16
+10 bis +20	15
+20 bis +50	19
> +50	5

Quelle: Berechnungen von ECOFYS basierend auf ECOFYS (2001) und der GENESIS Datenbank

Insgesamt stehen damit zu Kosten von unter 10 €/t CO₂ Maßnahmen von über 50 Mio. t CO₂ zur Verfügung.

Die für die deutsche Stromwirtschaft resultierende Vermeidungskostenkurve ist in Abbildung 3-5 dargestellt.

Abbildung 3-5: CO₂-Vermeidungskostenkurve für die Stromerzeugung

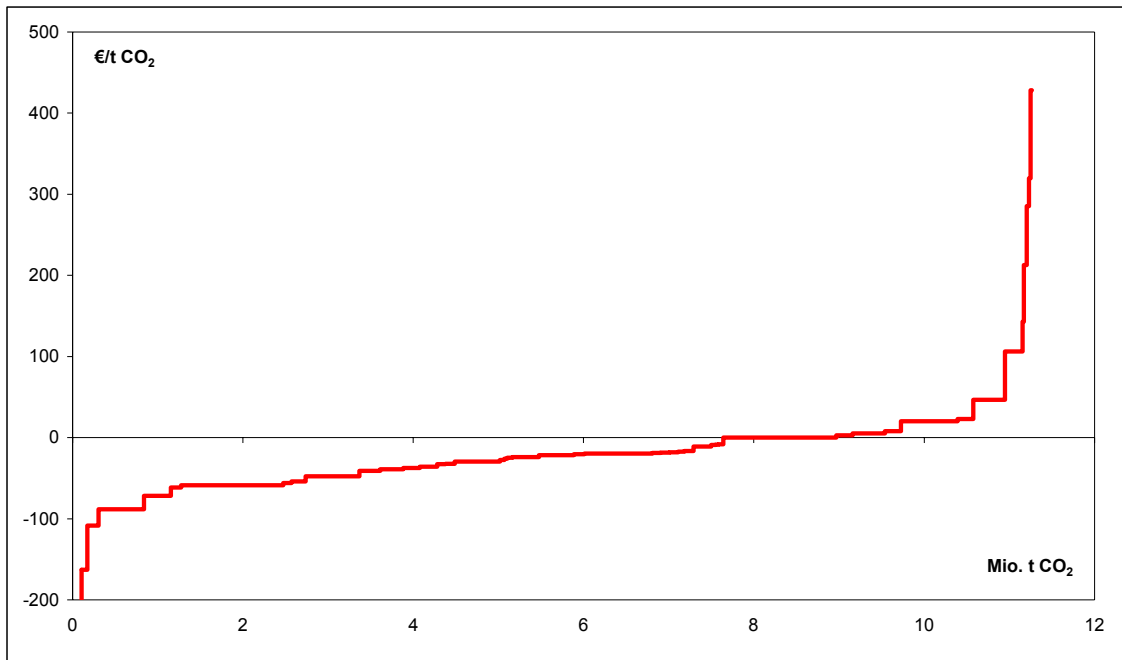


Quelle: Berechnungen von ECOFYS

Insgesamt sind Maßnahmen für eine CO₂-Minderung von über 60 Mio. t CO₂ im Kostenbereich bis 70 €/t CO₂ verfügbar. Zu Kosten von unter 10 €/t CO₂ sind dies ca. 35 Mio. t CO₂.

Abbildung 3-6 zeigt die entsprechende Vermeidungskostenkurve der Eisen- und Stahlindustrie.

Abbildung 3-6: CO_2 -Vermeidungskostenkurve für die Eisen- und Stahlindustrie



Quelle: Berechnungen von ECOFYS, basierend auf der GENESIS Datenbank

In der Eisen- und Stahlindustrie sind Minderungsmaßnahmen von insgesamt über 10 Mio. t CO_2 verfügbar. Ein Grossteil davon liegt im Kostenbereich bis 10 €/t CO_2 .

3.7.3 Der Einfluss der Brennstoffpreise und Zinssätze auf die Vermeidungskosten

Die Höhe der Vermeidungskosten hängt wesentlich von den zugrunde liegenden Rahmenbedingungen ab. Hierzu zählen die Brennstoffpreise, die für das Jahr 2010 geschätzt wurden, sowie der Zinssatz. Um die Sensitivität der Kosten gegenüber diesen Faktoren zu bestimmen, wurden diese über einen weiten Bereich variiert.

Als Brennstoffpreise frei Grenze für 2010 wurden für die Basisvariante sowie für die Niedrig- und Hochpreisvariante die in der folgenden Tabelle genannten Annahmen getroffen. Darüber hinaus wurden durchschnittliche Transportkosten von 0,85 €/GJ für Erdgas, 0,30 €/GJ für Erdöl und 0,25 €/GJ für Steinkohle berücksichtigt.

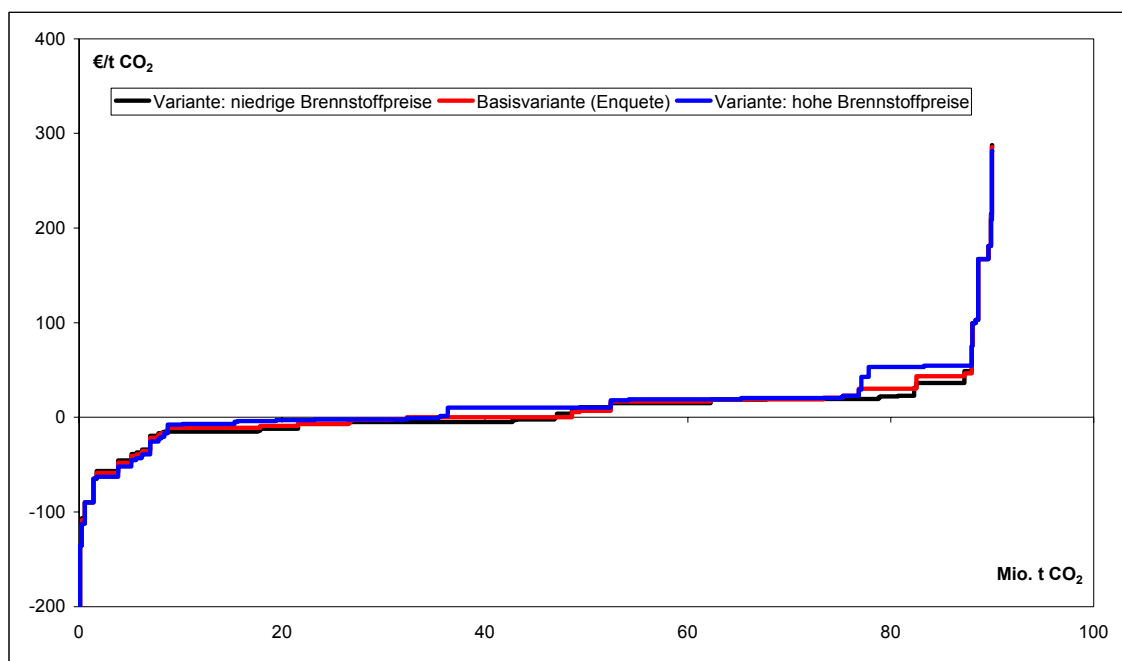
Tabelle 3-31: Geschätzte Brennstoffpreise frei Grenze im Jahre 2010

	Basisvariante	Variante: niedrige Brennstoffpreise	Variante: hohe Brennstoffpreise
	€/GJ		
Erdöl	3,56	3,00	4,50
Erdgas	2,84	2,50	3,50
Steinkohle	1,43	1,30	1,70
Braunkohle	1,69	1,50	1,90

Quelle: Basisvariante: Enquete-Kommission Energie (2002); andere Varianten: eigene Schätzungen

Die Auswirkungen auf den Verlauf der Vermeidungskostenkurve dieser drei Brennstoffvarianten ist in Abbildung 3-7 dargestellt.

Abbildung 3-7: CO₂-Vermeidungskostenkurve für die deutsche Stromwirtschaft und Industrie im Jahre 2010, in Abhängigkeit von den Brennstoffpreisen³⁷



Quelle: Berechnungen von ECOFYS

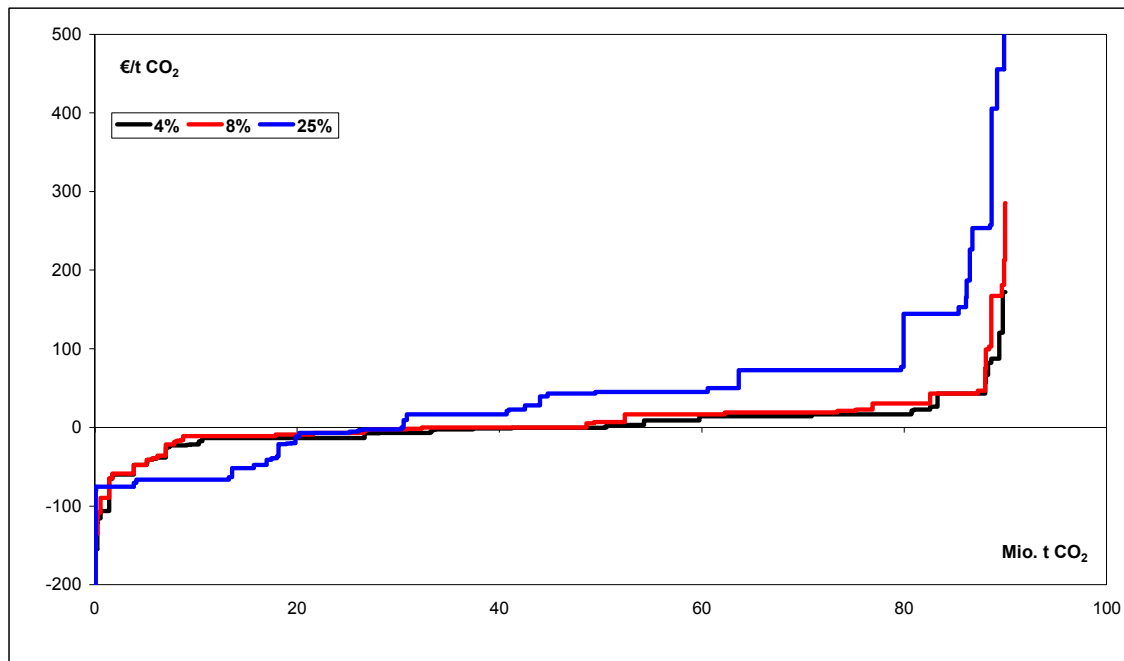
Damit zeigt sich, dass der Verlauf der Vermeidungskostenkurve für die hier variierten Brennstoffpreise sich nicht wesentlich ändert.

Ein weiterer wesentlicher Einflussfaktor auf die CO₂-Vermeidungskosten ist der zugrunde liegende Zinssatz. Aus der volkswirtschaftlichen Perspektive sind hier wenige Prozentpunkte (3 bis 5 Prozent) anzusetzen, im Rahmen von betriebswirtschaftlichen

³⁷ Die Darstellung basiert auf den Durchschnittskosten der einzelnen Maßnahmen. Die Streuung in günstige, mittlere und teure Anteile wie in Abbildung 3-4 ist hier nicht berücksichtigt.

Investitionsentscheidungen müssen aber Verzinsungserwartungen von 8 bis über 20 Prozent berücksichtigt werden. Für diese Betrachtungen wurde als (betriebswirtschaftliche) Basisvariante ein realer Zinssatz von 8 % angenommen. In der Niedrigzinsvariante wurde mit einem Zinssatz von 4 % und als Hochzinsvariante mit 25 % gerechnet. Die folgende Abbildung zeigt den Einfluss des zugrunde liegenden Zinssatzes auf den Verlauf der Vermeidungskostenkurve.³⁸

Abbildung 3-8: *CO₂-Vermeidungskostenkurve für die deutsche Stromwirtschaft und Industrie im Jahre 2010 und der Einfluss des Zinssatzes: Gesamtübersicht*



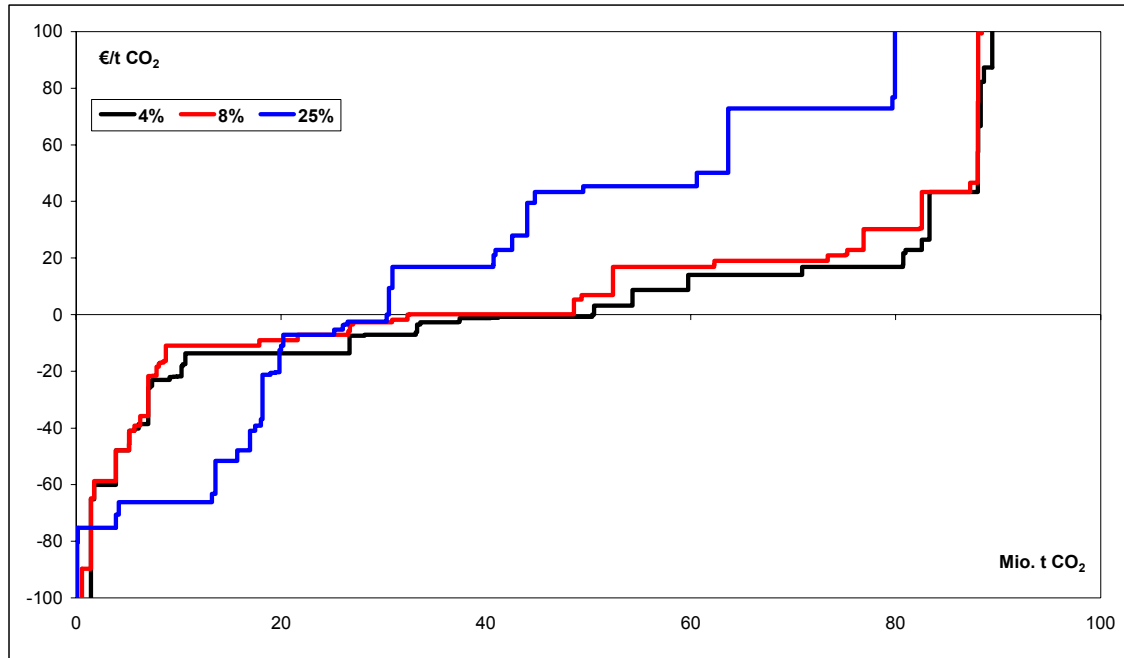
Quelle: Berechnungen von ECOFYS

Hier zeigt sich, dass eine Vielzahl von Maßnahmen mit negativen Kosten bzw. mit Kosten von unterhalb von 20 €/t CO₂ in deutlich teurere Bereiche verschoben werden. Zur Veranschaulichung wird der Kostenbereich von –100 bis +100 €/t CO₂ in Abbildung 3-9 im Detail dargestellt.³⁹

³⁸ Die Darstellung basiert auf den Durchschnittskosten der einzelnen Maßnahmen. Die Streuung in günstige, mittlere und teure Anteile wie in Abbildung 3-4 ist hier nicht berücksichtigt.

³⁹ Die Darstellung basiert auf den Durchschnittskosten der einzelnen Maßnahmen. Die Streuung in günstige, mittlere und teure Anteile wie in Abbildung 3-4 ist hier nicht berücksichtigt.

Abbildung 3-9: CO₂-Vermeidungskostenkurve für die deutsche Stromwirtschaft und Industrie im Jahre 2010 und der Einfluss des Zinssatzes, Kostenbereich von -100 bis +100 €/t CO₂



Quelle: eigene Berechnungen von ECOFYS

Hier ist zu erkennen, dass ein Grossteil der Maßnahmen, die bei einem Zinssatz von 8 % im Kostenbereich von 0 bis 20 €/t CO₂ liegen, für einen Zinssatz von 25 % in den Kostenbereich von 20 bis 80 €/t CO₂ verschoben wird. Im Bereich von 0 bis 20 Mio. t CO₂ kumulierter Emissionen sind aber auch Maßnahmen erkennbar, die bei einem höheren Zinssatz günstiger werden.⁴⁰

3.7.4 Varianten der Umsetzung von Maßnahmen

Die bisher dargestellten CO₂-Vermeidungsmassnahmen berücksichtigen die insgesamt verfügbaren Minderungsoptionen. Es kann allerdings nicht angenommen werden, dass das EU-Emissionshandelssystem alle Hemmnisse zur Umsetzung dieser Maßnahmen abbaut. Auch ist nicht sicher, dass ein Teil der Maßnahmen mit negativen Kosten nicht bereits im Referenzszenario enthalten ist. Daher wird für die folgenden Betrachtungen zwischen den folgenden vier Varianten unterschieden:

- „Perfect policy“ (Variante 1): das Potenzial der Vermeidungsoptionen wird vollständig berücksichtigt; die Vermeidungskosten bleiben unverändert;

⁴⁰ In diesen Fällen liegen die Investitionskosten für die kohlenstoffärmeren Ersatztechnologien unter denen der kohlenstoffreichen Technologien. Die Investitionskosten bzw. deren Anteil an den Gesamtkosten sind besonders sensibel gegenüber Änderungen des Zinssatzes.

- „*No regret uncertainty*“ (Variante 2): das Gesamtpotenzial aller Vermeidungsoptionen bleibt unverändert; für Maßnahmen mit negativen Vermeidungskosten werden die Kosten auf 0 €/t CO₂ gesetzt, Maßnahmen mit Vermeidungskosten größer Null bleiben unverändert;
- „*Baseline uncertainty*“ (Variante 3): es werden nur die Maßnahmen mit Vermeidungskosten größer Null berücksichtigt; Maßnahmen mit negativen Kosten bleiben unberücksichtigt, da diese in der Baseline berücksichtigt sein könnten;
- „*Pragmatic approach*“ (Variante 4): Von den Maßnahmen mit negativen Vermeidungskosten werden nur 20 % der Gesamtpotenziale berücksichtigt und die Kosten auf 0 €/t CO₂ gesetzt; Maßnahmen mit Vermeidungskosten größer Null werden vollständig und mit unveränderten Kosten berücksichtigt.

Für die Variante *Perfect policy* wird angenommen, dass durch das europäische Emissionshandelssystem alle Maßnahmen einschließlich der *No regret*-Maßnahmen umgesetzt werden. Die Variante *No regret uncertainty* basiert auf der Annahme, dass eine Unsicherheit besteht, ob die als *No Regret*-Maßnahmen tatsächlich zu negativen Kosten und nicht stattdessen zu Kosten von 0 €/t CO₂ verfügbar sind. Die Variante *Baseline uncertainty* impliziert, dass *No regret*-Maßnahmen bereits in der Baseline enthalten sein könnten. Die Variante *Pragmatic approach* stellt eine pragmatische Kombination dieser Varianten dar und berücksichtigt nur einen Teil der *No regret*-Maßnahmen zu Kosten von 0 €/t CO₂.

Tabelle 3-32 gibt eine Zusammenfassung wie die Potenziale und die zugehörigen Kosten der Maßnahmen für die vier Varianten einbezogen werden.

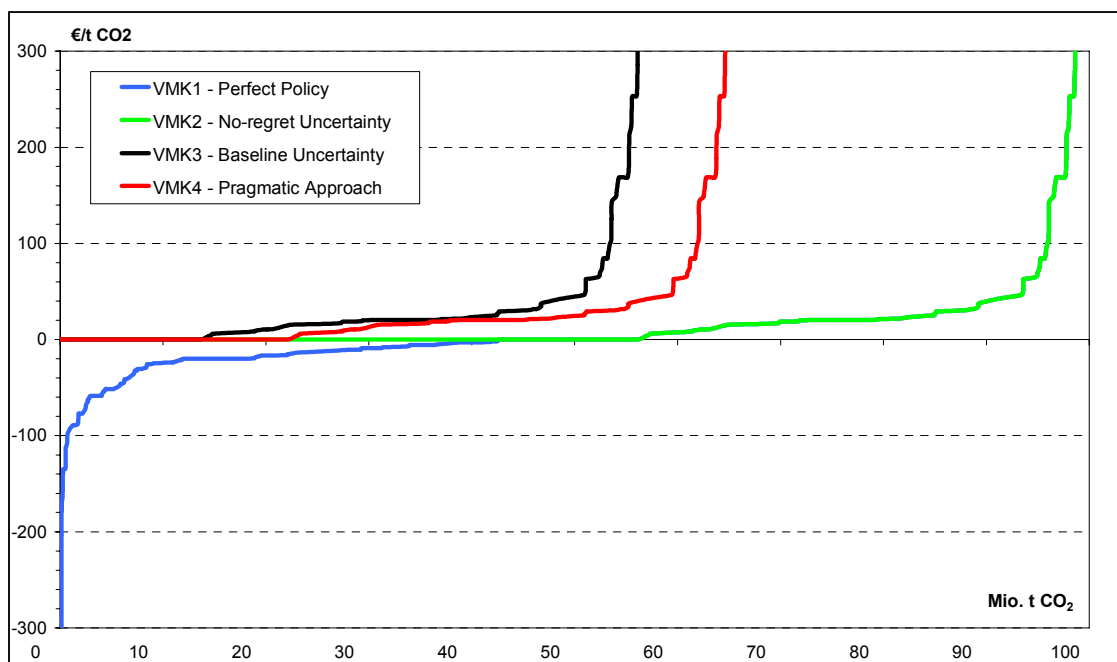
Tabelle 3-32: Übersicht über die Berücksichtigung von Vermeidungsmaßnahmen für die vier Varianten

	Maßnahmen mit negativen Kosten		Maßnahmen mit positiven Kosten	
	Potentiale	Kosten	Potentiale	Kosten
	%	€/t CO ₂	%	€/t CO ₂
Perfect Policy	100	Unverändert (negativ)	100	Unverändert
No-Regret Uncertainty	100	0	100	Unverändert
Baseline Uncertainty	In der Baseline enthalten	In der Baseline enthalten	100	Unverändert
Pragmatic Approach	20	0	100	Unverändert

Quelle: eigene Zusammenstellung

Die Vermeidungskostenkurven für die vier Varianten sind in Abbildung 3-10 zusammengestellt. Für die hier untersuchten Maßnahmen ergeben sich Minderungspotenziale von insgesamt über 90 Mio. t CO₂ für Variante 1 und 2,55 Mio. t CO₂ für Variante 3 sowie 63 Mio. t CO₂ für Variante 4 in einem Kostenbereich bis 300 €/t CO₂.

Abbildung 3-10: Vermeidungskostenkurven der Grenzkosten von Minderungsmaßnahmen für die vier Umsetzungsvarianten



Quelle: eigene Darstellung

Beim Vergleich mit Ergebnissen von Prognos (2001) sind grundsätzlich ähnliche Verläufe der Vermeidungskostenkurve wie in Variante 3 bzw. 4 festzustellen. Signifikante Unterschiede bestehen in der Bewertung von umfangreichen *No regret*-Maßnahmen mit negativen Vermeidungskosten, die für die Variante 1 „Perfect policy“ verfügbar sind und die bei Prognos (2001) nicht in Ansatz gebracht wurden.

Als Maßnahmen im Bereich von ≤ 0 €/t CO₂, ≤ 10 €/t CO₂ und ≤ 20 €/t CO₂ sind damit für die einzelnen Varianten wie in Tabelle 3-33 gezeigt verfügbar.

Tabelle 3-33: Für einzelne Kostenbereiche verfügbare CO₂-Minderungsmaßnahmen der deutschen Stromwirtschaft und Industrie für das Jahr 2010, abhängig von der zugrunde liegenden Variante der Vermeidungskostenkurve

Kostenbereich	≤ 0 €/t CO ₂	≤ 10 €/t CO ₂	≤ 20 €/t CO ₂
Perfect Policy	39	55	70
No-Regret Uncertainty	39	55	70
Baseline Uncertainty	0	16	32
Pragmatic Approach	8	24	39

Quelle: Zusammenstellung von ECOFYS

In der folgenden Diskussion der Ergebnisse steht die Auswertung von Variante 4 („Pragmatic approach“) im Mittelpunkt der Analysen.

3.7.5 Zusammenfassung der Vermeidungsoptionen

Insgesamt zeigt sich, dass im Jahre 2010 voraussichtlich noch CO₂-Minderungsoptionen im Umfang von ca. 90 Mio. t CO₂ verfügbar sein werden. Von diesen sind über 50 Mio. t CO₂ Maßnahmen zu Kosten von unter 10 € / t CO₂. Die Stromwirtschaft verfügt insgesamt über Minderungspotenziale von ca. 60 Mio. t CO₂. Die Variation des Zinssatzes sorgt bei extrem hohen Zinssätzen von 25 % i.d.R. für eine wesentliche Verteuerung der Optionen, während die Variation der Brennstoffpreise nur einen vergleichsweise geringen Einfluss auf die Minderungskosten haben. Um der Unsicherheit gerecht zu werden, in welchem Umfang der Emissionshandel als Teil eines Policy-Mixes die zusätzliche Umsetzung verfügbarer Optionen anstößt, wurden vier Varianten bzgl. der tatsächlichen Umsetzung der Maßnahmen und deren Berücksichtigung in der Baseline erläutert.

Im Mittelpunkt der weiteren Untersuchungen steht dabei die Variante „Pragmatic approach“, in der CO₂-Minderungspotenziale von insgesamt 39. Mio. t CO₂ zu spezifischen Vermeidungskosten von unter 20 €/t CO₂ verfügbar sind.

3.8 Zertifikatspreisniveaus

Für die Abschätzung der wirtschaftlichen Auswirkungen des Emissionshandels auf die einzelnen Sektoren der Wirtschaft müssen einerseits die konkreten Vermeidungsoptionen sowie die damit verbundenen Kosten und andererseits das erwartete Preisniveau für Emissionszertifikate bzw. Emissionsgutschriften bekannt sein bzw. abgeschätzt werden.

Die Bestimmung des erwarteten Preisniveaus für die Emissionszertifikate ist jedoch mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. Dies zeigt z.B. die Erfahrung mit der Prognose des Preisniveaus von Emissionsrechten vor der Einführung des Emissionshandels mit SO₂-Zertifikaten in den USA. Damals waren die Zertifikatspreise auf der Grundlage erwarteter Vermeidungskosten um ein vielfaches höher abgeschätzt worden, als sie dann nach Einführung des Systems tatsächlich waren (Enquete-Kommission Energie 2002, S. 451, Ziffer 1737). Es zeigte sich, dass kostengünstige Vermeidungspotenziale in erheblichem Umfang erschlossen werden konnten, die bei den *ex ante*-Abschätzungen unberücksichtigt geblieben waren (Einsatz schwefelarmer Kohle etc.).

Für die Abschätzung des Preisniveaus für Emissionsrechte im Rahmen des Europäischen Emissionshandelssystem sind die Ausgangsbedingungen etwas günstiger, da bereits erste Erfahrungen mit derartigen Systemen in Dänemark und Großbritannien existieren. Da die dort etablierten Emissionshandelssysteme jedoch große Unterschiede zum geplanten europäischen Emissionshandelssystem aufweisen, sind die Erfahrungen letztlich auch nur bedingt übertragbar. Somit verbleibt in jedem Fall eine nicht zu unterschätzende Unsicherheit über das sich zukünftig einstellende Preisniveau für Emissionsrechte im Rahmen des europäischen Emissionshandelssystems. Insofern ist es ratsam bei der Abschätzung der wirtschaftlichen Auswirkungen des Emissionshandels nicht von einem Preisniveau auszugehen sondern eine Spanne von Preisniveaus zu unterstellen. Für die Bestimmung dieser Spanne kann grundsätzlich auf folgende Informationsquellen zurückgegriffen werden:

- Abschätzungen des Preisniveaus als Ergebnis von makroökonomischen Modellsimulationen: hierbei ist jedoch zu berücksichtigen, dass viele der vorliegenden Analysen den internationalen Emissionshandel im Rahmen des Kioto-Protokolls und nicht konkret das europäische Emissionshandelssystem analysieren. Die Ergebnisse dieser Simulationen können somit nur bedingt auf den europäischen Emissionshandel übertragen werden. Darüber hinaus beziehen sich viele der Analysen auf die Zeit vor dem Rückzug der USA aus dem Kioto-Protokoll. Da jedoch nun die zukünftige Nachfrage nach Emissionsrechten im Rahmen des internationalen Emissionshandels durch den Rückzug der USA deutlich niedriger ausfallen dürfte, ist davon auszugehen, dass die Preisniveaus im internationalen Emissionshandel eher niedriger ausfallen;
- Beobachtungen von Preisen für Emissionsrechte in den bereits implementierten Emissionshandelssystemen in Dänemark und Großbritannien;
- freiwillig durchgeführte Transaktionen von Emissionsrechten oder Emissionsgutschriften;
- Programme zur frühzeitigen Umsetzung von Kioto-Mechanismen; hier sind insbesondere die Erfahrungen im Rahmen des niederländischen ERUPT- bzw. CERUPT-

Programms sowie im Rahmen des sogenannten Prototype Carbon Fund (PCF) der Weltbank von Bedeutung;

- aktuelle Umfragen unter Projektentwicklern, Händlern und Brokern über die erwarteten Marktpreise für Emissionsrechte und Emissionsgutschriften.

Im Folgenden soll nun zunächst eine Übersicht über die prognostizierten Preisniveaus gegeben werden, die aus den verschiedenen Informationsquellen resultieren. Aufbauend darauf soll dann eine Bandbreite der Preisniveaus abgeleitet werden, die bei den weiteren Analysen im Rahmen dieser Studie zugrunde gelegt werden kann.

Unmittelbar nach Unterzeichnung des Kioto-Protokolls wurden viele globale Modellanalysen durchgeführt, in denen die Preise für Emissionsrechte im Rahmen eines internationalen Emissionshandels ermittelt wurden. Diese Studien sind zwar untereinander nicht direkt vergleichbar, da sie jeweils recht unterschiedliche Modelle nutzen und sehr verschiedene Annahmen zugrunde legen. Gemeinsam ist diesen Ansätzen jedoch, dass sie meist drei Szenarien untersuchen: als Referenz oder Benchmark wird ein Szenario ohne internationalen Emissionshandel simuliert. Dem werden in der Regel ein Szenario mit einem auf Annex I-Länder beschränkten und ein Szenario mit unbeschränkten internationalen Emissionshandel gegenüber gestellt. Die Ergebnisse einiger dieser Analysen sind in Tabelle 3-34 dargestellt.

Tabelle 3-34: Emissionsrechtenspreis im Falle eines vollständigen globalen Emissionshandels (ohne Berücksichtigung des Bonn Agreements und des Marrakech Accords)

Modell	2010
	\$ ₉₈ /t CO ₂ -Äquivalent
Rose	1,00
ECN	4,00
RICE-98	5,00
POLES	6,00
G-Cubed	7,00
GREEN	7,00
CERT (EPPA)	8,00
GEM-E3	8,00
MS-MRT	10,00
AIM	12,00
GRAPE	13,00
MERGE	22,00

Quelle: Springer (2001)

Die dabei ermittelten Zertifikatspreise für das Jahr 2010 (als Repräsentation der ersten Verpflichtungsperiode von 2008 bis 2012) im Falle eines unbeschränkten internationalen Emissionshandels reichen von 1 bis 22 US\$ pro t CO₂-Äquivalent. Interessant ist, dass allein in acht von zwölf Modellanalysen Preise für Emissionsrechte ermittelt wurden, die bei 8 US\$ pro t CO₂-Äquivalent oder noch weit darunter liegen.

Unberücksichtigt ist bei diesen Analysen jedoch noch die Tatsache, dass die USA inzwischen erklärt haben, das Kioto-Protokoll nicht zu ratifizieren. Auch nicht erfasst sind

die Auswirkungen der Beschlüsse des sog. Bonn Agreements und des Marrakech Accords, in denen insbesondere die Berücksichtigung von Treibhausgasen geändert wurde. Durch diese Beschlüsse werden Angebot und Nachfrage nach Emissionsrechten im internationalen Emissionshandel beeinflusst, was wiederum Auswirkungen auf das Zertifikatspreisniveau haben wird.

Neuere Modellanalysen haben diese Entwicklungen des Verhandlungsprozesses integriert und die Prognosen für die Emissionsrechtspreise im Jahr 2010 aktualisiert. Ausgangspunkt dieser Analysen ist die Situation vor diesen grundlegenden Änderungen, also ein Szenario mit unbeschränktem internationalen Emissionshandel und unter Einbeziehung der USA. Dem werden in der Regel zwei Szenarien gegenübergestellt, in denen sowohl der „Ausstieg“ der USA wie auch die Allokation der Senken aufgrund der Beschlüsse des Bonn Agreements und des Marrakech Accords berücksichtigt sind. In einem Fall wird jedoch unterstellt, dass es keine Beschränkungen für den internationalen Handel gibt, während im anderen Fall angenommen wird, dass der Handel mit überschüssigen Emissionsrechten insbesondere Russlands und der Ukraine, die oft auch als *Hot air* bezeichnet werden, eingeschränkt wird. Dies könnte entweder durch Beschlüsse im Rahmen der UNFCCC-Verhandlungen oder eine Kartellbildung der Anbieterländer dieser Rechte erfolgen, da sie durch eine solche Strategie ihren Ertrag aus dem Verkauf der Emissionsrechte erhöhen können. Die Ergebnisse der aktuelleren Modellsimulationen sind in Tabelle 3-35 dargestellt.

Tabelle 3-35: Emissionsrechtepreis im Jahr 2010 im Falle eines globalen Emissionshandels unter Berücksichtigung des Bonn Agreements und des Marrakech Accords sowie der Nichtteilnahme der USA

	Mit USA	Ohne USA, mit Senken	Ohne USA, mit Senken und Handelsbeschränkungen
	\$ ₂₀₀₁ /t CO ₂ -Äquivalent		
POLES-ASPEN	15,00	0,00	7,00
CICERO	15,00	5,00	16,00
CERT (ABARE-GTEM)	17,00	1,00	9,00
ZEW	19,00	0,00	45,00
MERGE	37,00	1,00	35,00
CERT (EPPA)	44,00	24,00	26,00
Durchschnitt	24,00	5,00	23,00
Median	18,00	1,00	21,00

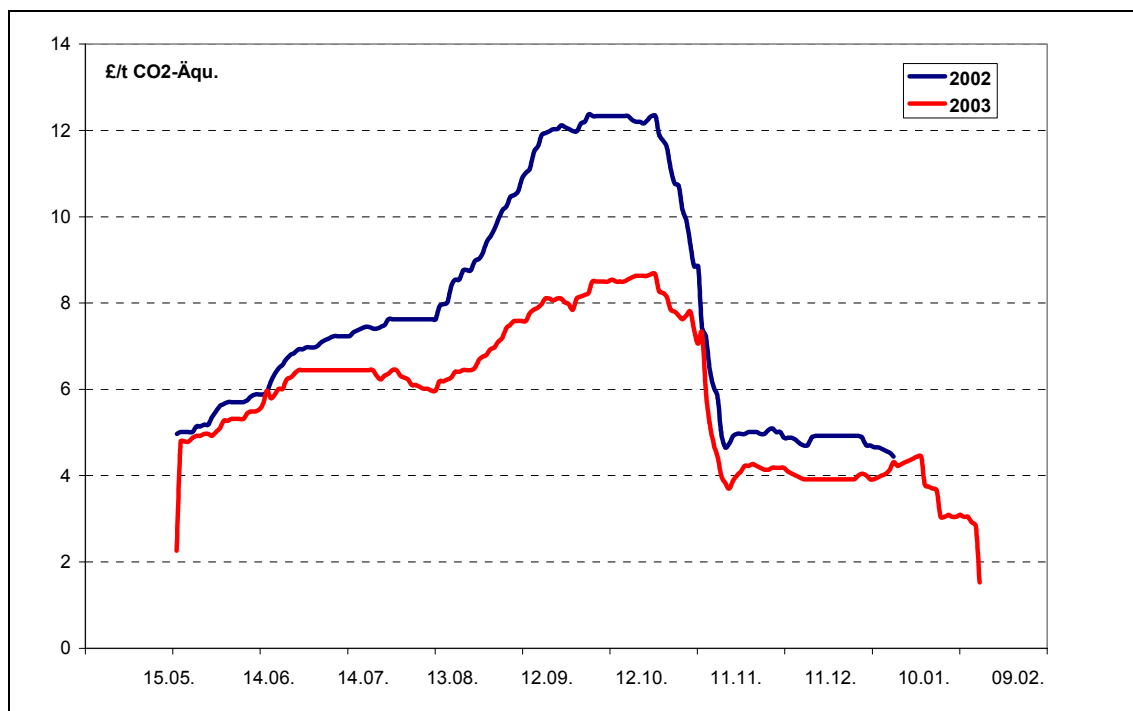
Quelle: Natsource LCC/GCSI (2002, S. 9)

Die Preisprojektionen für Emissionsrechte im Jahr 2010 reichen für den unbeschränkten oder beschränkten Fall mit oder ohne die USA sowie unter Berücksichtigung der Senken von 0 bis 45 US\$ pro t CO₂-Äquivalent, wobei allerdings die Mittelwerte im unbeschränkten Fall bei 5 und im Fall mit Handelsbeschränkungen bei 23 US\$ pro t CO₂-Äquivalent liegen. Im unbeschränkten Fall geht die Nachfrage nach Emissionsrechten durch den Wegfall der USA als Nachfrager deutlich zurück. Andererseits steigt das An-

gebot an Emissionsrechten durch die erweiterte Berücksichtigung von Senken. Der geringere durchschnittliche Gleichgewichtspreis von 5 US\$ pro t CO₂-Äquivalent ist deshalb nicht weiter überraschend.

Neben den Modellanalysen können auch die ersten Erfahrungen des Emissionshandels in Großbritannien für die Abschätzung zukünftiger Preisniveaus für Emissionsrechte im europäischen Emissionshandelssystem herangezogen werden. Abbildung 3-11 zeigt den Verlauf des Gleichgewichtspreises für Emissionsrechte der Jahrgänge 2002 und 2003 im britischen Emissionshandelssystem.

Abbildung 3-11: Entwicklung der Preise für Emissionsrechte im britischen Emissionshandelssystem, 2002 und 2003



Quelle: Europe Weekly February 21 2003

Nach Start des Systems stieg der Preis zunächst mehr oder weniger kontinuierlich an, brach dann aber im November 2002 drastisch ein und bewegt sich seitdem auf einem Niveau von etwa 4 £ pro t CO₂-Äquivalent. Der Durchschnittspreis für den Jahrgang 2002 lag damit im vergangenen Jahr bei umgerechnet etwa 12,80 US\$ pro t CO₂-Äquivalent (Tabelle 3-36). Im Jahr 2003 liegen die Preise für Emissionsrechte des Jahrgangs 2003 inzwischen um einiges unter den Preisen des Vorjahres. Sie schwanken zwischen 4,50 und 9,60 US\$ pro t CO₂-Äquivalent.

Tabelle 3-36: Preise für Emissionsrechte nach Typ und Jahrgang, März 2002

Typ	Jahrgang	Einheit	Preis	
			niedrig	hoch
Verifizierte Emissionsreduktionen (VER)				
Annex I VERs	1991-2007	US\$/t CO ₂ -Äqu.	0,60	2,50
Annex I VERs (JI)	2008-2012	US\$/t CO ₂ -Äqu.	1,65	3,00
Annex I VERs (CDM)	2000-2008	US\$/t CO ₂ -Äqu.	1,10	5,00
Dutch ERUs	2008-2012	US\$/t CO ₂ -Äqu.	4,40	7,99
Verpflichtungsinstrumente				
CERs	2000-2012	US\$/t CO ₂ -Äqu.	2,00	6,00
ERUs	2008-2012	€/t CO ₂ -Äqu.	4,00	5,00
AAUs	2008-2012	US\$/t CO ₂ -Äqu.	7,00	7,00
EU Emissionsrechte	2005-2012	€/t CO ₂ -Äqu.	4,50	4,50
Dänische Emissionsrechte	2001-2002	US\$/t CO ₂ -Äqu.	0,40	4,50
Britische Emissionsrechte	2002	US\$/t CO ₂ -Äqu.	12,80	12,80
Britische Emissionsrechte	2003	US\$/t CO ₂ -Äqu.	4,50	9,60

Quelle: Natsource LCC/GCSI (2002, S. 22), Wieler (2003)

Neben den britischen Preisen für Emissionsrechte sind in Tabelle 3-36 auch die Preise des dänischen Emissionshandelssystems und Preise für verifizierte Emissionsreduktionen sowie für die Verpflichtungsinstrumente des Kioto-Protokolls dargestellt, soweit es hier schon zu entsprechenden Transaktionen kam. Die Spanne der Preise ist relativ niedrig und reicht – abgesehen von den britischen Emissionsrechten des Jahres 2002 – von 40 US Cent bis knapp unter 10 US\$ pro t CO₂-Äquivalent.

Last but not least sollten auch die Erwartungen zukünftiger Marktteilnehmern (Projektentwickler, Trader, Broker etc.) bei der Bestimmung des für die weiteren Berechnungen zu unterstellenden Preisniveaus für Emissionsrechte nicht unberücksichtigt bleiben. Die Ergebnisse zweier Erhebungen solcher Erwartungen unter zukünftigen Markakteuren sind in Tabelle 3-37 dargestellt.

Tabelle 3-37: Preiserwartungen für Emissionsrechte im Europäischen Emissionshandelssystem

Preiserwartung für Befragungszeitpunkt	12/2003		04/2005		04/2008	
	01/2003	04/2003	01/2003	04/2003	01/2003	04/2003
	€/t CO ₂ -Äquivalent					
Niedrig	2,00	2,50	1,50	1,50	2,00	2,00
Mittelwert	4,30	5,50	6,80	5,00	9,10	7,00
Median	4,00	5,90	4,80	10,00	8,00	10,60
Hoch	7,50	10,00	26,50	40,00	30,00	45,00

Quelle: Europe Weekly 24 January 2003, Carbon Market Europe 25 April 2003

Die Spanne der erwarteten Zertifikatspreise reicht von 1,50 Euro bis 45,00 Euro pro t CO₂-Äquivalent, wobei die Mittelwerte – je nach Jahrgang des Emissionsrechts – zwischen rund 4,50 und 9,50 Euro schwanken. Auffallend ist zudem, dass die Preiserwar-

tungen für Emissionsrechte späterer Jahrgänge eher etwas höher ausfallen als die für aktuelle Jahrgänge.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass eine große Vielfalt von Preisprognosen und Preiserwartungen existiert, die nicht zu einem verlässlichen Wert verdichtet werden können. Für die weiteren Berechnungen soll daher eine Preisspanne für die Emissionsrechte und Emissionsgutschriften unterstellt werden. Insbesondere die ersten konkreten Handelserfahrungen mit Emissionsrechten und Emissionsgutschriften sowie die Erwartungen über das zukünftige Zertifikatspreisniveau lassen einen Emissionsrechtepreis von 10 Euro oder weniger pro t CO₂-Äquivalent als wahrscheinlich erscheinen. Für die weiteren Berechnungen sollen deshalb zunächst Zertifikatspreise von 5, 10 und 15 Euro pro t CO₂-Äquivalent unterstellt werden. Im Sinne einer konservativen und vorsichtigen Vorgehensweise sollen allerdings auch Sensitivitätsrechnungen mit einem Zertifikatspreis von 30 Euro pro t CO₂-Äquivalent durchgeführt werden. Die bei den weiteren Berechnungen zugrunde gelegte Preisspanne für Emissionsrechte des Jahrgangs 2010 reicht damit von 5 bis 30 Euro pro t CO₂-Äquivalent, wobei als Standardvariante ein Wert von 10 €/t CO₂-Äquivalent gewählt wird.

3.9 Berechnungsergebnisse

3.9.1 Gesamtbilanz

Aus der modellseitigen Verknüpfung von Baseline-Entwicklungen, Vermeidungskostenkurven, Zertifikatspreisen und Allokationsvarianten lassen sich für jede der entsprechenden Kombinationen die Kosteneffekte ermitteln. Angesichts der Vielzahl von Kombinationen orientieren sich die nachfolgenden Beschreibungen zunächst an denjenigen Varianten für Zertifikatspreisniveaus und Vermeidungskostenansätze, die nach heutiger Einschätzung den realen Verhältnissen am nächsten kommen könnten bzw. für die Bewertung des Instruments Emissionshandel angemessen erscheinen:

- als Standard-Variante für das Niveau der Zertifikatspreise wird von 10 €/t CO₂ ausgegangen,
- als Standard-Variante für die sektoral differenzierten Vermeidungskosten die Variante „Pragmatic approach“ (Vermeidungskosten-Variante 4).

Die Sensitivität in Bezug auf die Baseline-Varianten wird jeweils gesondert diskutiert. Auf die anderen Varianten für Zertifikatspreisniveaus bzw. Vermeidungskostenansätze wird nur dann verwiesen, wenn diese zu deutlich anderen *Ergebnisstrukturen* führen, also andere Schlussfolgerungen gezogen werden müssten. Die Berechnungsergebnisse für alle Kombinationen der verschiedenen Parametervarianten im Detail sind im Anhang zusammengestellt.

Als Ergebnisse der verschiedenen Modellrechnungen werden Kosten ermittelt. Dabei sind von besonderem Interesse die Gesamtkosten sowie das Saldo der Zu- und Verkäufe von Zertifikaten; die Kosten der jeweils umgesetzten Minderungsmaßnahmen ergeben sich dann als Differenz dieser beiden Kostengrößen.

Es bleibt jedoch darauf hinzuweisen, dass diese Ergebnisse zunächst nur Rückschlüsse auf den Einfluss verschiedener Allokationsverfahren auf die Kostenverteilung zwischen den betrachteten Sektoren zulässt. Zur Kosteneinordnung des Instruments Emissionshandel ist ein Vergleich zu einer Situation notwendig, in der die gleichen CO₂-Minderungen (zumindest in der Summe) über alternative Instrumente erzielt werden können.

Die besondere Effizienz des Instruments Emissionshandel (also die damit verursachten Kosteneinsparungen) ergibt sich aus der theoretischen Perspektive zweier Mechanismen:

- Über die Bepreisung der CO₂-Emissionen wird grundsätzlich ein dezentraler Suchprozess des Marktes induziert, der zur effizienten Allokation der Ressourcen führt. Durch den hohen Informationsgehalt relativer Preise ist als Ergebnis dieses Prozesses ein Ergebnis zu erwarten, dass denen anderer Ressourcenallokationen (durch staatliche Vorgaben oder anderweitige Vereinbarungen) überlegen sein sollte.
- Die Öffnung des Instruments über den nationalstaatlichen Rahmen hinaus erlaubt eine weiträumigere Optimierung, die zur Reduzierung der Zertifikatspreise und damit der Gesamtkosten führen kann, sofern jenseits der Grenzen des National-

staats kostengünstige Vermeidungsoptionen (in signifikantem Umfang) umgesetzt werden können. Diese Erweiterung des Lösungsraums erstreckt sich für das EU-Emissionshandelssystem zunächst auf die Europäische Union (ab Mitte 2004 mit 25 Mitgliedsstaaten). Über die Einbeziehung der projektbasierten Instrumente des Kyoto-Protokolls können sich jedoch noch weitere Optimierungsmöglichkeiten ergeben.

Mittels grober Schätzungen können mit dem für diese Studie erarbeiteten Modell die Effekte dieser beiden Mechanismen im Vergleich zu anderen instrumentellen Ansätzen zumindest grob abgeschätzt werden. Die entsprechenden Kostenunterschiede sind und bleiben natürlich in erheblichem Maße von den Annahmen über das grundsätzliche Design, aber auch die Wirkungsmechanismen und –effizienz alternativer Instrumente abhängig, können aber zumindest eine grobe Orientierung über die Größenordnungen geben.

Die Effekte der nationalstaatlichen Optimierungen wurden über den Vergleich mit einem Modell starrer Minderungsverpflichtungen für die verschiedenen Sektoren ermittelt, dass sich an der Allokationsvariante auf Basis der Emissionen des Jahres 2000 und einem einheitlichen Erfüllungsfaktor (vgl. Kapitel 3.6.2) orientiert. Danach müssen alle Sektoren Minderungsmaßnahmen im eigenen Sektor ergreifen, bis das jeweilige Minderungsziel erreicht wird. Da eine Reihe von Sektoren in diesem konkreten Modell ihre Minderungsziele bereits im Referenzfall erreichen, wurden die Minderungsverpflichtungen für die anderen Sektoren proportional so weit reduziert, bis das gesamte Minderungsziel erreicht wird.

Dieses Verfahren wurde für die Vermeidungskostenansätze „Pragmatic approach“ (Vermeidungskosten-Variante 4) und „Baseline uncertainty“ (Vermeidungskostenvariante 3) umgesetzt und führt in der Gesamtsumme zu folgenden Ergebnissen:

- Die gesamten Kosten betragen für den Vermeidungskostenansatz „Pragmatic approach“ sowie die (höhere) Baseline-Variante „Referenz“ ca. 755 Mio. €. Für die (niedrigere) Baseline-Variante „Alternativ“ resultiert hier ein Wert von etwa 120 Mio. €.
- Für den Vermeidungskostenansatz „Baseline uncertainty“ und die Baseline-Variante „Referenz“ ergeben sich Gesamtkosten von etwa 835 Mio. €. Im Fall der Baseline-Variante „Alternativ“ belaufen sich die Kosten auf etwa 230 Mio. €.

Die Kosten fallen ganz überwiegend in den Branchen Glasgewerbe, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden, Metallherzeugung und –bearbeitung sowie der öffentlichen Strom- und Fernwärmeversorgung an, wobei der öffentlichen Elektrizitätsversorgung – angesichts des Anteils an den Gesamtemissionen – eine besondere Rolle zukommt (ca. 70 % der Gesamtkosten).

Bei den entsprechenden Modellanalysen wurden bei einem Zertifikatspreis von 10 €/t CO₂ folgende Gesamtkosten ermittelt:

- Für den Vermeidungskostenansatz „Pragmatic approach“ sowie die (höhere) Baseline-Variante „Referenz“ errechnen sich Gesamtkosten von ca. 210 Mio. €, in der

niedrigeren Baseline-Variante „Alternativ“ ergeben sich Gesamtkosten von -110 Mio. €, es können also aus dem Zertifikatsverkauf im Europäischen Raum Erlöse erzielt werden, die insgesamt über den eigenen Vermeidungskosten liegen.

- Im Fall der Vermeidungskostenvariante „Baseline uncertainty“ im Zusammenhang mit der Referenz-Baseline betragen die Gesamtkosten 294 Mio. €. Für die Baseline-Variante „Alternativ“ ergeben sich Gesamtkosten von -27 Mio. €.

Im höchsten Fall (gleicher Vermeidungskostenansatz für die Emissionsminderung ohne und mit Emissionshandel) errechnet sich damit ein Kostenvorteil für den Emissionshandel von ca. 545 Mio. € in der Baseline-Variante „Referenz“ bzw. 230 Mio. € in der Baseline-Variante „Alternativ“. Bei anderen Zertifikatspreisen verschieben sich diese Differenzen entsprechend, bewegen sich jedoch überwiegend in der Größenordnung von mehreren Hundert Millionen Euro (vgl. dazu auch Tabelle 3-38)

Selbst wenn konzidiert wird, dass mit alternativen Instrumenten möglicherweise einige Emissionsminderungspotenziale umgesetzt werden könnten, die wegen vielfältiger Hemmnisse (Information, Marktmacht etc.) über reine Preissignale nicht erschlossen werden können (dies kann modellhaft durch einen Vergleich des Vermeidungskostenansatzes „Baseline uncertainty“ für den Emissionshandel und des Vermeidungskostenansatzes „Pragmatic approach“ für das alternative Instrument abgebildet werden), ergeben sich Kostenvorteile für das Emissionshandelssystem. Diese betragen ca. 460 Mio. € im Fall der Baseline-Variante „Referenz“ bzw. ca. 150 Mio. € für die Baseline-Variante „Alternativ“.

Diese Abschätzungen ergeben naturgemäß nur grobe Anhaltswerte, da die Ausgestaltung alternativer Instrumente sehr vielfältig sein kann (und im Rahmen der hier vorliegenden Studie nicht behandelt werden konnte und sollte). In Ergänzung zu der theoretisch ableitbaren Vorteilhaftigkeit des Instruments Emissionshandel zeigen sie jedoch auch, dass die Größenordnung der wirtschaftlichen Vorteile mit einer Bandbreite von 150 bis 545 Mio. € ein signifikantes Ausmaß erreichen kann.

Tabelle 3-38: Gesamtkosten im Emissionshandelssystem für verschiedene Varianten Zertifikatspreiseniveaus, Vermeidungskostenansätze und Baseline-Varianten, 2010

	Baseline Referenz				Baseline Alternativ			
	Vermeidungskostenansatz				Vermeidungskostenansatz			
	1 "Perfect Policy"	2 "No-Regret Uncertainty"	3 "Baseline Uncertainty"	4 "Pragmatic Approach"	1 "Perfect Policy"	2 "No-Regret Uncertainty"	3 "Baseline Uncertainty"	4 "Pragmatic Approach"
	2010							
	Mio. €							
Zertifikatspreis 5 €/t CO ₂	-958	-55	154	112	-1.117	-215	-6	-48
Zertifikatspreis 10 €/t CO ₂	-1.027	-124	294	210	-1.346	-443	-27	-111
Zertifikatspreis 15 €/t CO ₂	-1.115	-212	415	289	-1.594	-691	-67	-192
Zertifikatspreis 30 €/t CO ₂	-1.671	-771	471	221	-2.626	-1.726	-489	-738
nachrichtlich: Gesamtkosten alternativer Instrumente			835	755			230	120

Quelle: eigene Berechnungen

Die Tabelle 3-38 zeigt die Gesamtkosten zur Erreichung des definierten Minderungsziels unter Maßgabe des Emissionshandelssystems für die verschiedenen Rahmenparameter. Die Bandbreite der Kosten verdeutlicht nochmals die erheblichen Minderungsopo-

tenziale, die in den Vermeidungskosten-Varianten „Perfect policy“ und „Baseline uncertainty“ angenommen worden sind, die aber allein mit zusätzlichen Preissignalen nicht bzw. nur teilweise zu erschließen sein dürften. Des weiteren wird deutlich, welche Auswirkungen unterschiedliche Baseline-Entwicklungen haben, die natürlich zu unterschiedlichen Volumina der zusätzlichen Emissionsminderung führen.

Für die Baseline-Variante „Referenz“ (aus der noch erhebliche Zusatzanstrengungen bei der Emissionsminderung resultieren) sowie für die – hinsichtlich des Untersuchungsstands dieser Studie – als relevant angesehenen Vermeidungskosten-Ansätze „Pragmatic approach“ und „Baseline uncertainty“ resultieren bei steigenden Zertifikatspreisniveaus in der Bandbreite von 5 bis 15 €/t CO₂ steigende Gesamtkosten. Bei 30 €/t CO₂ gehen die Kosten insgesamt jedoch wieder zurück.

Tabelle 3-39: Zu- und Verkaufsaldo für Deutschland bei verschiedenen Varianten für Zertifikatspreisniveaus, Vermeidungskostenansätze und Baseline-Varianten, 2010

	Baseline Referenz				Baseline Alternativ			
	Vermeidungskostenansatz				Vermeidungskostenansatz			
	1	2	3	4	1	2	3	4
	"Perfect Policy"	"No-Regret Uncertainty"	"Baseline Uncertainty"	"Pragmatic Approach"	"Perfect Policy"	"No-Regret Uncertainty"	"Baseline Uncertainty"	"Pragmatic Approach"
	2010							
	Mio. €							
Zertifikatspreis 5 €/t CO ₂	-59	-59	150	108	-1.117	-215	-6	-48
Zertifikatspreis 10 €/t CO ₂	-160	-160	257	173	-1.346	-443	-27	-111
Zertifikatspreis 15 €/t CO ₂	-267	-267	359	233	-1.594	-691	-67	-192
Zertifikatspreis 30 €/t CO ₂	-1.205	-1.205	33	-216	-2.626	-1.726	-489	-738

Quelle: eigene Berechnungen

Die Erklärung dafür bieten die in Tabelle 3-39 zusammengestellten Daten zu den nationalen Zu- und Verkaufsaldo. Bei einem (sehr hohen) Zertifikatspreis von 30 €/t CO₂ werden hier in Deutschland so viele Emissionsminderungsmaßnahmen wirtschaftlich attraktiv, dass das zum Nachweis der Zielerfüllung für die nationale Zielsetzung notwendige Zertifikatsvolumen überschritten wird und Deutschland netto zum Zertifikatsexporteur wird. Im Gesamtsaldo führt dies bei einem Zertifikatspreisniveau zwischen 15 und 30 €/t CO₂ zu einer Umkehr der Kostentrends.

Dieser Zusammenhang verdeutlicht sich auch bei den Vermeidungskostenansätzen 3 („Baseline uncertainty“) und 4 („Pragmatic approach“) für die „Alternativ-Baseline“. Da hier die Zusatzanstrengungen deutlich geringer ausfallen (müssen), ergibt sich für Deutschland im Saldo eine Netto-Verkaufsposition bereits bei Zertifikatspreisniveaus von 5 €/t CO₂.

Die quantitativen Analysen verdeutlichen so die theoretische Erkenntnis, dass die Position Deutschlands im EU-Emissionshandelsmarkt durch die Situation bei den eigenen Vermeidungskostenverläufen sowie durch das Marktergebnis bei den Zertifikatspreisen ergibt. Das Niveau der Zertifikatspreise wird neben der Situation auf (großen) deutschen Markt maßgeblich durch andere große Staaten (darunter eine Reihe von emissionsseitig bedeutsamen Beitrittsstaaten) sowie ggf. durch den Zufluss von Zertifikaten aus den projektbasierten Mechanismen des Kioto-Protokolls geprägt.

Die Gesamtkosten für die Gesamtheit der Branchen und Anlagen in Deutschland sowie das Saldo aus dem grenzüberschreitenden Zu- und Verkauf von Zertifikaten sind unabhängig von den Ausgestaltungsvarianten für die Zuteilung der (kostenlosen) Emissionsrechte. Für die Situation der einzelnen Branchen erwachsen jedoch aus den unterschiedlichen Allokationsvarianten sehr unterschiedliche Folgen.

3.9.2 Allokationsvarianten auf Grundlage ausgewählter Basisjahre

Die sektorale Verteilung der Kosten und Erträge von vergleichsweise einfachen Allokationsvarianten zeigt Tabelle 3-40 im Überblick. Es handelt sich dabei um die Gesamtkosten der verschiedenen Branchen für Varianten mit verschiedenen Basisjahren oder -perioden. Grundlage bildet dabei die der Realität wahrscheinlich am besten entsprechende Standardvariante (Vermeidungskosten nach „Pragmatic Approach“-Ansatz für einen Zertifikatspreis von 10 €/t CO₂).

Tabelle 3-40: Gesamtkosten der Allokationsvarianten für verschiedene Basisjahre bei einem Zertifikatspreis von 10 €/t CO₂ (Vermeidungskostenvariante „Pragmatic approach“), 2010

WZ93		Baseline Referenz				Baseline Alternativ			
		-25% ggü. 1990 = -45 Mio. t CO ₂ ggü. 1998				-25% ggü. 1990 = -45 Mio. t CO ₂ ggü. 1998			
		Gleiche Minderung				Gleiche Minderung			
		Basisjahr 1990	Basisperiode 1990-1992	Basisjahr 2000	Freie Wahl 1990-2000	Basisjahr 1990	Basisperiode 1990-1992	Basisjahr 2000	Freie Wahl 1990-2000
		2010							
		Mio. €							
Bergbau/Gew. von Steinen und Erden ^a	10 bis 14	-153,3	-157,0	-29,1	-151,0	-160,0	-163,8	-35,8	-157,8
Ernährungsgewerbe	15	-19,0	-16,4	-6,4	-18,1	-22,7	-20,1	-10,1	-21,8
Tabakverarbeitung	16	-0,3	-0,3	-0,1	-0,4	-0,4	-0,3	-0,2	-0,4
Textilgewerbe	17	-14,2	-11,0	-1,3	-13,5	-14,4	-11,2	-1,5	-13,6
Bekleidungsgewerbe	18	-0,1	-0,1	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	-0,1
Ledergewerbe	19	-0,5	-0,2	0,0	-0,4	-0,5	-0,2	0,0	-0,4
Holzgewerbe (ohne Herstellung von Möbeln)	20	0,4	1,0	0,3	0,1	0,2	0,8	0,1	0,0
Papiergewerbe	21	-14,7	-16,0	-12,5	-16,3	-19,2	-20,5	-17,0	-20,8
Verlagsgewerbe, Druckgewerbe, Vervielfältigung	22	0,5	0,6	-0,1	0,0	0,4	0,6	-0,1	0,0
Kokerei, Mineralölverarbeitung, Herstellung von Spalt- und Brutstoffen	23	35,2	34,8	-4,7	29,8	-1,8	-2,3	-41,7	-7,3
Chemische Industrie ^b	24	-135,3	-104,1	-5,3	-122,9	-144,9	-113,8	-15,0	-132,6
Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	25	-8,7	-6,0	-1,1	-8,2	-8,9	-6,2	-1,3	-8,4
Glasgewerbe, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden ^b	26	22,6	23,4	-1,0	32,3	0,5	1,4	-23,1	10,2
Metallerzeugung und -Bearbeitung ^{a,b}	27	74,5	92,0	48,4	90,5	34,7	52,3	8,6	50,7
Herstellung von Metallerzeugnissen	28	-3,1	-2,3	-0,1	-3,0	-3,1	-2,4	-0,2	-3,1
Maschinenbau	29	-9,3	-8,4	-0,6	-9,2	-9,6	-8,7	-0,9	-9,6
Herstellung von Büromaschinen, DV-Geräten und -einrichtungen	30	-1,5	-1,0	0,0	-1,4	-1,5	-1,0	0,0	-1,4
Herstellung von Geräten der Elektrizitätserzeugung, -verteilung	31	-7,6	-5,1	-0,3	-7,2	-7,8	-5,3	-0,5	-7,4
Rundfunk-, TV- und Nachrichtentechnik	32	-0,5	-0,5	-0,1	-0,5	-0,5	-0,5	-0,1	-0,6
Medizin-, Meß-, Steuer-/Regelungstechnik, Optik	33	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen	34	-14,7	-12,0	-4,5	-13,7	-15,9	-13,1	-5,6	-14,8
Sonstiger Fahrzeugbau	35	-10,3	-10,2	-1,1	-11,7	-10,5	-10,4	-1,3	-11,9
Herstellung von Möbeln, Schmuck, Musik, Sportgeräten	36	-0,1	-0,4	0,0	-0,7	-0,1	-0,4	0,0	-0,8
Recycling	37	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Bergbau und Industrie gesamt^{a,b}		-260,0	-199,1	-19,7	-225,7	-386,1	-325,2	-145,8	-351,8
Öffentliche Stromversorgung^a		508,3	438,6	203,6	462,8	327,7	258,0	22,9	282,1
Fernwärme		-38,1	-29,4	26,2	-26,9	-52,1	-43,3	12,2	-40,9
Bergbau, Industrie, Fernwärme und öffentliche Stromversorgung		210,1	210,1	210,1	210,1	-110,6	-110,6	-110,6	-110,6
nachrichtlich: Gesamtkosten alternativer Instrumente		755				120			
Anmerkungen: ^a einschließlich Umgruppierungen zwischen Bergbau, Industrie und öffentlicher Stromversorgung - ^b einschließlich nicht-energiebedingter CO ₂ -Emissionen									

Quelle: eigene Berechnungen

Es zeigt sich zunächst, dass sich das grundsätzliche Muster von Kosten und Erträgen bei sehr unterschiedlichen Basisjahren bzw. –perioden nur unwesentlich verändert, die jeweiligen Volumina jedoch erheblich differieren:

- hohe Zusatzerträge ergeben sich vor allem für den Bergbau, die chemische Industrie, aber auch das Ernährungsgewerbe, das Papiergewerbe sowie den Fahrzeugbau;
- vergleichsweise hohe Zusatzkosten errechnen sich für die öffentliche Stromversorgung sowie die Metallerzeugung und –bearbeitung (d.h. vor allem die Eisen- und Stahlindustrie)
- ein etwas uneinheitlicheres Bild ergibt sich für die Kokereien und Raffinerien sowie den Sektor Glasgewerbe, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden. Frühe Basisjahre führen hier zu Zusatzkosten, späte Basisjahre zu Zusatzerträgen;
- für die (öffentliche) Fernwärmeerzeugung gilt dieses Muster entsprechend umgekehrt.

Auch wird deutlich, dass sich die Größenordnung von Zusatzkosten und –erträgen jeweils erheblich (teilweise um mehr als den Faktor 2) verändert, wenn zu späteren Basisjahren übergegangen wird. Besonders drastisch fällt dabei der Rückgang der Zusatzerlöse für den Bergbau und die chemische Industrie im Vergleich der Basisjahre 1990 und 2000 ins Gewicht. Dieses grundsätzliche Muster bleibt auch erhalten, wenn andere Zertifikatspreise oder Vermeidungskostenansätze unterstellt werden, allerdings können sich dann auch die Größenordnungen von Zusatzkosten bzw. Zusatzerlöse erheblich verschieben (vgl. dazu die detaillierten Ergebnisse im Anhang).

Das Saldo von Zu- und Verkäufen bei Zertifikaten (Tabelle 3-39) verdeutlicht zunächst die (triviale) Tatsache, dass sich die Zusatzerlöse vollständig aus dem Verkauf nicht benötigter Zertifikate ergeben. Bei denjenigen Branchen, für die der Zukauf von Zertifikate wirtschaftlich attraktiv wird, zeigt ein Vergleich der Gesamtkosten und des Zu- und Verkaufsaldos, dass letztlich nur ein geringer Teil der gesamten Kosten aus eigenen Vermeidungsmaßnahmen resultiert und der Nachweis der Emissionsminderungen überwiegend über den Zukauf von Zertifikaten erfolgt:

- Für die Industriesektoren mit erheblichen Zukaufvolumina (Kokereien und Mineralölverarbeitung, Glasgewerbe, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden, Metallerzeugung und –bearbeitung) fallen die Zusatzkosten nahezu vollständig für den Erwerb von Zertifikaten an.
- Im Bereich der öffentlichen Stromerzeugung ist zwar der Anteil eigener Maßnahmen größer, die Gesamtkosten errechnen sich jedoch auch hier – je nach Allokationsvariante – zu 83 bis 93 Prozent aus Kosten für den Zukauf von Emissionszertifikaten.

Für den Fall höherer Zertifikatspreise oder günstigerer Vermeidungsoptionen verschieben sich die Kostenstrukturen für die Netto-Käufer etwas zugunsten eigener Vermeidungsmaßnahmen.

Hinsichtlich der Auswahl des Basisjahrs für Allokationsvarianten mit über alle Sektoren konstanten Erfüllungsfaktoren zeigen sich sehr deutliche Verteilungseffekte, die Gesamtkosten aller erfassten Sektoren bleiben notwendigerweise gleich. Ein frühes Basisjahr (hiermit kann auch das Modell späterer Basisjahre bei gleichzeitiger und weitgehender Einbeziehung von *Early Action* abgebildet werden) erhöht die Zusatzerlöse derjenigen Branchen, für die aufgrund der Baseline-Entwicklung eine Verkäuferposition angelegt ist und erhöht die Kosten derjenigen Branchen, die der Käuferseite zuzurechnen sind. Späte Basisjahre führen zur Reduzierung der jeweiligen Größenordnungen, führen aber nur bei wenigen Sektoren zum Wechsel von der Käufer- in die Verkäuferposition (so z.B. den Kokereien und der Mineralölverarbeitung). Dieser Prozess verstärkt sich jedoch für den Fall, dass die Baseline-Entwicklung sich eher am unteren Rand der untersuchten Bandbreite einstellt.

Tabelle 3-41: Zukaufsaldo der Allokationsvarianten für verschiedene Basisjahre bei einem Zertifikatspreis von 10 €/t CO₂ (Vermeidungskostenvariante „Pragmatic approach“), 2010

WZ93		Baseline Referenz				Baseline Alternativ			
		-25% ggü. 1990 = -45 Mio. t CO ₂ ggü. 1998				-25% ggü. 1990 = -45 Mio. t CO ₂ ggü. 1998			
		Gleiche Minderung				Gleiche Minderung			
		Basisjahr 1990	Basisperiode 1990-1992	Basisjahr 2000	Freie Wahl 1990-2000	Basisjahr 1990	Basisperiode 1990-1992	Basisjahr 2000	Freie Wahl 1990-2000
		2010							
		Mio. €							
Bergbau/Gew. von Steinen und Erden ^a	10 bis 14	-153,3	-157,0	-29,1	-151,0	-160,0	-163,8	-35,8	-157,8
Ernährungsgewerbe	15	-19,2	-16,6	-6,6	-18,3	-23,0	-20,3	-10,3	-22,0
Tabakverarbeitung	16	-0,3	-0,3	-0,1	-0,4	-0,4	-0,3	-0,2	-0,4
Textilgewerbe	17	-14,2	-11,0	-1,3	-13,5	-14,4	-11,2	-1,5	-13,7
Bekleidungsgewerbe	18	-0,1	-0,1	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	-0,1
Ledergewerbe	19	-0,5	-0,2	0,0	-0,4	-0,5	-0,2	0,0	-0,4
Holzgewerbe (ohne Herstellung von Möbeln)	20	0,4	1,0	0,3	0,1	0,2	0,8	0,1	0,0
Papiergewerbe	21	-14,8	-16,1	-12,6	-16,4	-19,3	-20,6	-17,1	-20,9
Verlagsgewerbe, Druckgewerbe, Vervielfältigung	22	0,5	0,6	-0,1	0,0	0,4	0,6	-0,1	0,0
Kokerei, Mineralölverarbeitung, Herstellung von Spalt- und Bruchstoffen	23	35,2	34,8	-4,7	29,8	-1,9	-2,3	-41,8	-7,3
Chemische Industrie ^b	24	-135,4	-104,2	-5,5	-123,0	-145,1	-113,9	-15,1	-132,7
Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	25	-8,7	-6,0	-1,1	-8,2	-8,9	-6,2	-1,3	-8,4
Glasgewerbe, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden ^b	26	22,3	23,2	-1,3	32,0	0,2	1,1	-23,4	9,9
Metallerzeugung und -bearbeitung ^{a,b}	27	72,3	89,8	46,1	88,3	32,5	50,1	6,4	48,5
Herstellung von Metallerzeugnissen	28	-3,1	-2,3	-0,1	-3,0	-3,2	-2,4	-0,2	-3,1
Maschinenbau	29	-9,3	-8,4	-0,6	-9,3	-9,7	-8,7	-0,9	-9,6
Herstellung von Büromaschinen, DV-Geräten und -einrichtungen	30	-1,5	-1,0	0,0	-1,4	-1,5	-1,0	0,0	-1,4
Herstellung von Geräten der Elektrizitätserzeugung, -verteilung	31	-7,6	-5,1	-0,3	-7,2	-7,8	-5,3	-0,5	-7,4
Rundfunk-, TV- und Nachrichtentechnik	32	-0,5	-0,5	-0,1	-0,5	-0,5	-0,5	-0,1	-0,6
Medizin-, Meß-, Steuer-/Regelungstechnik, Optik	33	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen	34	-14,8	-12,0	-4,5	-13,7	-15,9	-13,1	-5,7	-14,8
Sonstiger Fahrzeugbau	35	-10,3	-10,2	-1,1	-11,7	-10,5	-10,4	-1,3	-11,9
Herstellung von Möbeln, Schmuck, Musik, Sportgeräten	36	-0,1	-0,4	0,0	-0,7	-0,1	-0,4	0,0	-0,8
Recycling	37	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Bergbau und Industrie gesamt^{a,b}		-263,1	-202,2	-22,7	-228,8	-389,2	-328,3	-148,8	-354,9
Öffentliche Stromversorgung^a		474,5	404,9	169,8	429,0	294,0	224,3	-10,8	248,5
Fernwärme		-38,1	-29,4	26,2	-26,9	-52,1	-43,3	12,2	-40,9
Bergbau, Industrie, Fernwärme und öffentliche Stromversorgung		173,3	173,3	173,3	173,3	-147,3	-147,3	-147,3	-147,3

Anmerkungen: ^a einschließlich Umgruppierungen zwischen Bergbau, Industrie und öffentlicher Stromversorgung - ^b einschließlich nicht-energiebedingter CO₂-Emissionen

Quelle: eigene Berechnungen

Vor allem bleibt jedoch darauf hinzuweisen, dass die sehr flexible Allokationsvariante mit einem frei wählbaren Basisjahr über den massiv korrigierten Erfüllungsfaktor in ihren Wirkungen der Variante für das Basisjahr 1990 sehr ähnlich ist. Auch eine „Glät-

tung“ des für viele Branchen sehr scharfen Bruchs im Jahr 1990/91 (über den Mittelwert der Periode 1990-1992) führt nur zu geringfügigen Änderungen in der Verteilungsbilanz.

3.9.3 Allokationsvarianten auf Grundlage differenzierter Branchenziele

Die Tabelle 3-42 ermöglicht einen Überblick über die sektoralen Gesamtkosten der Allokationsvarianten auf Grundlage branchenspezifischer Minderungsziele (vgl. Kapitel 0). Im Vergleich zur gleichförmigen Minderungsvorgabe für alle Sektoren (für die öffentliche Stromerzeugung ergibt sich daraus im Vergleich zu 1998 eine Minderung von 25 Mio. t CO₂) werden sowohl eine etwas geringere (-21 Mio. t CO₂) als auch eine deutlich geringere (-14 Mio. t CO₂) Reduktionsvorgabe für die öffentlichen Stromwirtschaft betrachtet.⁴¹

Die Analyse zeigt auch hier, dass die Wahl des Basisjahres die Zusatzerlöse und -kosten maßgeblich beeinflusst, grundsätzliche Veränderungen der Positionen ergeben sich nicht. Bei der einer solcherart branchenorientiert vorgenommenen Differenzierung der Minderungsverpflichtungen

- können unabhängig von der Wahl des Basisjahres und der Belastung der öffentlichen Stromerzeugung im Bergbau sehr hohe Erlöse, im Ernährungsgewerbe und beim Fahrzeugbau mittlere Erlöse und in einigen kleineren Sektoren geringe Erlöse erzielt werden;
- werden das Papiergewerbe und die chemische Industrie – mit einer einzigen Ausnahme – deutlich entlastet;
- fallen sehr hohe Kosten unabhängig von der Wahl des Basisjahr bei der Metallherstellung und -bearbeitung und bei der Fernwärmeerzeugung an;
- wird die öffentliche Stromerzeugung unter Annahme der Baseline-Variante „Referenz“ durchweg, unter Annahme der Baseline „Alternativ“ hingegen nur bei einer Allokationsvariante mit Kosten belastet (wobei der Umfang der Kosten für die öffentliche Stromerzeugung insgesamt eher geringer ist als bei Allokationsvarianten mit gleichförmigen Reduktionsvorgaben auf Grundlage ausgewählter Basisjahre);
- tritt im Bereich der Kokereien und Mineralölverarbeitung eine große Spanne zwischen Erlösen und Gewinnen in Abhängigkeit von der gewählten Variante und angenommenen Baseline auf.

Abhängig vom Modus, nach dem die im Rahmen der Selbstverpflichtung vereinbarten Minderungsanstrengungen auf das verarbeitende Gewerbe und die öffentliche Stromerzeugung verteilt werden, profitiert jeweils die eine oder andere Emittentengruppe. Bei geringeren Minderungszielen für die öffentliche Stromerzeugung werden insbesondere die Kokereien, die Mineralölverarbeitung, der Sektor Glasgewerbe, Keramik und Ver-

⁴¹ Hinzu kommen jeweils noch etwa 1 Mio. t CO₂ für die Fernwärmeerzeugung, die mit dem gleichen Erfüllungsfaktor wie die öffentliche Stromversorgung belegt wird.

arbeitung von Steinen und Erden sowie die Metallherzeugung und –bearbeitung mit höheren Kosten belastet. Die chemische Industrie wird in diesem Fall bei einem frühem Basisjahr stark, bei späten Basisjahren jedoch gering belastet.

Tabelle 3-42: Gesamtkosten der Allokationsvarianten auf Grundlage der Selbstverpflichtungserklärungen bei einem Zertifikatspreis von 10 €/t CO₂ (Vermeidungskostenvariante „Pragmatic approach“), 2010

WZ93		Baseline Referenz				Baseline Alternativ			
		-45 Mio. t CO ₂ ggü. 1998 orientiert an KWK-SVE				-45 Mio. t CO ₂ ggü. 1998 orientiert an KWK-SVE			
		Öffentliche Strom- & FW-Erzeugung		Öffentliche Strom- & FW-Erzeugung		Öffentliche Strom- & FW-Erzeugung		Öffentliche Strom- & FW-Erzeugung	
		Gleiche Minderung	-22 Mio. t CO ₂	-15 Mio. t CO ₂		Gleiche Minderung	-22 Mio. t CO ₂	-15 Mio. t CO ₂	
		Basisjahr 2000	Basisjahr 1998	Basisjahr 1990	Basisjahr 1998	Basisjahr 2000	Basisjahr 1998	Basisjahr 1990	Basisjahr 1998
		2010							
		Mio. €							
Bergbau/Gew. von Steinen und Erden ^a	10 bis 14	-29,1	-38,2	-73,8	-31,3	-35,8	-44,9	-80,6	-38,1
Ernährungsgewerbe	15	-6,4	-4,2	-4,7	-1,6	-10,1	-7,9	-8,4	-5,3
Tabakverarbeitung	16	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	-0,2	-0,1	-0,2	-0,1
Textilgewerbe	17	-1,3	-2,2	-10,6	-2,0	-1,5	-2,4	-10,8	-2,1
Bekleidungsgewerbe	18	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ledergewerbe	19	0,0	0,0	-0,3	0,0	0,0	0,0	-0,3	0,0
Holzgewerbe (ohne Herstellung von Möbeln)	20	0,3	-0,3	1,1	-0,2	0,1	-0,5	0,9	-0,3
Papiergewerbe	21	-12,5	-14,9	2,2	-11,5	-17,0	-19,4	-2,3	-15,9
Verlagsgewerbe, Druckgewerbe, Vervielfältigung	22	-0,1	-0,1	0,5	-0,1	-0,1	-0,2	0,5	-0,1
Kokerei, Mineralölverarbeitung, Herstellung von Spalt- und Bruststoffen	23	-4,7	8,1	66,8	16,5	-41,7	-28,9	29,7	-20,6
Chemische Industrie ^b	24	-5,3	-5,4	-66,9	2,0	-15,0	-15,1	-76,6	-7,7
Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	25	-1,1	-1,8	-5,4	-1,6	-1,3	-2,1	-5,7	-1,8
Glasgewerbe, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden ^b	26	-1,0	9,5	38,6	24,3	-23,1	-12,5	16,6	2,2
Metallerzeugung und -Bearbeitung ^{a,b}	27	48,4	85,4	180,0	109,6	8,6	45,7	140,2	69,9
Herstellung von Metallerzeugnissen	28	-0,1	-0,2	-1,9	-0,2	-0,2	-0,3	-2,0	-0,2
Maschinenbau	29	-0,6	-1,4	-6,7	-1,1	-0,9	-1,7	-7,0	-1,5
Herstellung von Büromaschinen, DV-Geräten und -einrichtungen	30	0,0	0,0	-1,0	0,0	0,0	0,0	-1,1	0,0
Herstellung von Geräten der Elektrizitätserzeugung, -verteilung	31	-0,3	-0,7	-5,4	-0,5	-0,5	-0,8	-5,6	-0,7
Rundfunk-, TV- und Nachrichtentechnik	32	-0,1	-0,1	-0,4	-0,1	-0,1	-0,2	-0,4	-0,1
Medizin-, Meß-, Steuer-/Regelungstechnik, Optik	33	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen	34	-4,5	-5,2	-7,5	-4,2	-5,6	-6,3	-8,7	-5,3
Sonstiger Fahrzeugbau	35	-1,1	-1,4	-7,7	-1,2	-1,3	-1,5	-7,9	-1,4
Herstellung von Möbeln, Schmuck, Musik, Sportgeräten	36	0,0	-0,2	-0,1	-0,2	0,0	-0,2	-0,1	-0,2
Recycling	37	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Bergbau und Industrie gesamt^{a,b}		-19,7	26,5	96,5	96,5	-145,8	-99,6	-29,6	-29,6
Öffentliche Stromversorgung^a		203,6	155,1	89,9	89,9	22,9	-25,6	-90,7	-90,7
Fernwärme		26,2	28,5	23,7	23,7	12,2	14,6	9,7	9,7
Bergbau, Industrie, Fernwärme und öffentliche Stromversorgung		210,1	210,1	210,1	210,1	-110,6	-110,6	-110,6	-110,6
nachrichtlich: Gesamtkosten alternativer Instrumente		755				120			
Anmerkungen: ^a einschließlich Umgruppierungen zwischen Bergbau, Industrie und öffentlicher Stromversorgung - ^b einschließlich nicht-energiebedingter CO ₂ -Emissionen									

Quelle: eigene Berechnungen

Eine Auswertung der Zu- und Verkaufssalden bei diesen Allokationsvarianten zeigt (Tabelle 3-43), dass die Sektoren, die mit hohen Kosten bei diese Allokationsvariante konfrontiert sind, folgende Strukturen beim Zu- und Verkaufsaldo aufweisen:

- Bei der Metallerzeugung und –bearbeitung werden wenige oder gar keine eigene Vermeidungsaktivitäten durchgeführt.
- Bei der öffentlichen Stromerzeugung werden sowohl eigene Maßnahmen durchgeführt als auch Emissionsrechte zugekauft.

Für den Fall höherer Zertifikatspreise bzw. unter Maßgabe günstigerer Vermeidungsoptionen verschieben sich die Kostenstrukturen für die Netto-Käufer etwas zugunsten eigener Vermeidungsmaßnahmen.

Netto-Verkäufer von Emissionsrechten bei den Allokationsvarianten auf der Grundlage ausgehandelter differenzierter Branchenziele sind

- unabhängig von der Variante der Bergbau (in bedeutenden Maße) und der Fahrzeugbau (in geringerem Maße);
- bei Wahl eines frühen Basisjahres die chemische Industrie (mit erheblicher Streubreite);
- mit einer Ausnahme das Papiergewerbe (in eher mittlerem Umfang).

Tabelle 3-43: Zukaufsaldo der Allokationsvarianten auf Grundlage der Selbstverpflichtungserklärungen bei einem Zertifikatspreis von 10 €/t CO₂ (Vermeidungskostenvariante „Pragmatic approach“), 2010

WZ93		Baseline Referenz				Baseline Alternativ			
		-45 Mio. t CO ₂ ggü. 1998 orientiert an KWK-SVE				-45 Mio. t CO ₂ ggü. 1998 orientiert an KWK-SVE			
		Gleiche Minderung		Öffentliche Stromerzeugung		Gleiche Minderung		Öffentliche Stromerzeugung	
				-14 Mio. t CO ₂				-14 Mio. t CO ₂	
		Basisjahr 2000	Basisjahr 1998	Basisjahr 1990	Basisjahr 1998	Basisjahr 2000	Basisjahr 1998	Basisjahr 1990	Basisjahr 1998
2010									
Mio. €									
Bergbau/Gew. von Steinen und Erden ^a	10 bis 14	-29,1	-38,2	-73,9	-31,3	-35,8	-44,9	-80,6	-38,1
Ernährungsgewerbe	15	-6,6	-4,4	-4,9	-1,8	-10,3	-8,1	-8,6	-5,5
Tabakverarbeitung	16	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	-0,2	-0,1	-0,2	-0,1
Textilgewerbe	17	-1,3	-2,2	-10,6	-2,0	-1,5	-2,4	-10,8	-2,2
Bekleidungsgewerbe	18	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ledergewerbe	19	0,0	0,0	-0,3	0,0	0,0	0,0	-0,3	0,0
Holzgewerbe (ohne Herstellung von Möbeln)	20	0,3	-0,3	1,1	-0,2	0,1	-0,5	0,9	-0,3
Papiergewerbe	21	-12,6	-15,1	2,1	-11,6	-17,1	-19,5	-2,4	-16,1
Verlagsgewerbe, Druckgewerbe, Vervielfältigung	22	-0,1	-0,1	0,5	-0,1	-0,1	-0,2	0,5	-0,1
Kokerei, Mineralölverarbeitung, Herstellung von Spalt- und Brutstoffen	23	-4,7	8,1	66,8	16,5	-41,8	-29,0	29,7	-20,6
Chemische Industrie ^b	24	-5,5	-5,5	-67,1	1,9	-15,1	-15,2	-76,7	-7,8
Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	25	-1,1	-1,9	-5,4	-1,6	-1,3	-2,1	-5,7	-1,8
Glasgewerbe, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden ^b	26	-1,3	9,2	38,3	24,0	-23,4	-12,8	16,3	1,9
Metallerzeugung und -Bearbeitung ^{a,b}	27	46,1	83,2	177,7	107,4	6,4	43,5	138,0	67,7
Herstellung von Metallerzeugnissen	28	-0,1	-0,2	-1,9	-0,2	-0,2	-0,3	-2,0	-0,3
Maschinenbau	29	-0,6	-1,4	-6,7	-1,2	-0,9	-1,8	-7,0	-1,5
Herstellung von Büromaschinen, DV-Geräten und -einrichtungen	30	0,0	0,0	-1,0	0,0	0,0	0,0	-1,1	0,0
Herstellung von Geräten der Elektrizitätserzeugung, -verteilung	31	-0,3	-0,7	-5,5	-0,5	-0,5	-0,8	-5,6	-0,7
Rundfunk-, TV- und Nachrichtentechnik	32	-0,1	-0,1	-0,4	-0,1	-0,1	-0,2	-0,4	-0,1
Medizin-, Meß-, Steuer-/Regelungstechnik, Optik	33	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen	34	-4,5	-5,2	-7,6	-4,2	-5,7	-6,3	-8,7	-5,3
Sonstiger Fahrzeugbau	35	-1,1	-1,4	-7,7	-1,2	-1,3	-1,6	-7,9	-1,4
Herstellung von Möbeln, Schmuck, Musik, Sportgeräten	36	0,0	-0,2	-0,1	-0,2	0,0	-0,2	-0,1	-0,2
Recycling	37	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Bergbau und Industrie gesamt^{a,b}		-22,7	23,4	93,4	93,4	-148,8	-102,7	-32,7	-32,7
Öffentliche Stromversorgung^a		169,8	121,3	56,2	56,2	-10,8	-59,2	-124,4	-124,4
Fernwärme		26,2	28,5	23,7	23,7	12,2	14,6	9,7	9,7
Bergbau, Industrie, Fernwärme und öffentliche Stromversorgung		173,3	173,3	173,3	173,3	-147,3	-147,3	-147,3	-147,3

Anmerkungen: ^a einschließlich Umgruppierungen zwischen Bergbau, Industrie und öffentlicher Stromversorgung - ^b einschließlich nicht-energiebedingter CO₂-Emissionen

Quelle: eigene Berechnungen

Als Schlussfolgerung ergibt sich zunächst, dass sich der Bergbau und das Verarbeitende Gewerbe insgesamt nur bei identischen Minderungsvorgaben für alle vom Emissions-

handel erfassten Anlagen (d.h. einschließlich der Stromwirtschaft) durchweg als Netto-Verkäufer von Emissionsrechten erweist bzw. insgesamt Zusatz-Erlöse aus dem Emissionshandel ziehen können, unabhängig von der unterstellten Baseline-Variante. Basiert die Zuteilung von Emissionsrechten auf branchenspezifischen Minderungszielen, die dann z.B. für die öffentliche Stromversorgung geringer ausfallen, hängt die Kosten- bzw. Erlössituation stark von der zugrunde gelegten Baseline ab.

3.9.4 Allokationsvarianten mit Berücksichtigung spezifischer Aspekte

Die Gesamtkosten der Allokationsvarianten unter Berücksichtigung spezifischer Aspekte (vgl. Kapitel 3.6.4) sind in Tabelle 3-44 im Überblick dargestellt. Dabei wurde in einer ersten Variante der Ansatz verfolgt, Industrieprozesse mit nicht-energiebedingten Emissionen entsprechend ihres gesamten Bedarfs auszustatten und in den anderen Varianten den Ausstieg aus der Kernenergie mit zusätzlichen Emissionsrechten für die öffentliche Stromversorgung zu berücksichtigen.

Wie bereits in Kapitel 3.6.4 erläutert, hat die hier untersuchte Variante der bedarfsorientierten Vollaussstattung für Industrieprozesse einen vergleichsweise geringen Einfluss auf die Anfangsausstattung und somit auch auf die sektoralen Gesamtkosten sowie die Zu- und Verkäufe der einzelnen Sektoren. Ein Vergleich mit der Gesamtkostenbelastung sowie der Salden von Zu- und Verkäufen einer Allokation auf Basis des Jahres 2000 bestätigt, dass die Struktur und der Umfang der jeweiligen Positionen vergleichbar sind.

Ein Vergleich der sektoralen Kostenbelastung mit und ohne Berücksichtigung des vorzeitigen Auslaufens der Kernenergie zeigt, dass die Entlastung der Stromwirtschaft zu einer entsprechenden Verstärkung der sektoralen Kostenbe- und -entlastungen beim Verarbeitenden Gewerbe, beim Bergbau und bei der Fernwärmeproduktion führt. Entsprechend werden die Sektoren, die bereits ohne Berücksichtigung des graduellen Verzichts auf Kernenergie mit Zusatzkosten konfrontiert sind, noch stärker belastet werden und sich für die Branchen mit Verkäuferpositionen eine tendenzielle Besserstellung ergibt:

- Mit hohen Kosten – unabhängig vom gewählten Basisjahr – werden insbesondere die Metallerzeugung und -bearbeitung und der Sektor Glasgewerbe, Keramik und Verarbeitung von Steinen und Erden konfrontiert.
- Kokereien und Mineralölraffinerien werden nur bei einem frühen Basisjahr sowie einer freien Wahl des Basisjahres in hohem Maße belastet.

Trotz einer kernenergiebedingten Verschiebung von Emissionsrechten in die öffentliche Stromversorgung ergeben sich insgesamt für den Bergbau, das Verarbeitende Gewerbe und die Fernwärmeerzeugung Kostenentlastungen, zumindest wenn ein frühes Basisjahr gewählt oder die freie Wahl des Basisjahres ermöglicht wird. Lediglich bei Wahl eines späten Basisjahres (2000) werden Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe insgesamt zum Nettokäufer von Emissionsrechten mit entsprechenden Zusatzkosten.

Tabelle 3-44: Gesamtkosten der Allokationsvarianten mit Berücksichtigung spezifischer Aspekte bei einem Zertifikatspreis von 10 €/t CO₂ (Vermeidungskostenvariante „Pragmatic approach“), 2010

WZ93		Baseline Referenz				Baseline Alternativ			
		-45 Mio. t CO ₂ ggü. 1998 orientiert an KWK-SVE				-45 Mio. t CO ₂ ggü. 1998 orientiert an KWK-SVE			
		Gleiche Minderung				Gleiche Minderung			
		Industrie-Prozesse nach Bedarf		Kernenergie-Ausstattung		Industrie-Prozesse nach Bedarf		Kernenergie-Ausstattung	
		Basisjahr 1998	Basisjahr 1990	Basisjahr 2000	Freie Wahl 1990-2000	Basisjahr 1998	Basisjahr 1990	Basisjahr 2000	Freie Wahl 1990-2000
		2010							
		Mio. €							
Bergbau/Gew. von Steinen und Erden ^a	10 bis 14	-37,4	-147,6	-26,1	-145,4	-44,2	-154,3	-32,9	-152,2
Ernährungsgewerbe	15	-4,0	-17,5	-5,2	-16,6	-7,7	-21,2	-8,9	-20,3
Tabakverarbeitung	16	-0,1	-0,3	-0,1	-0,3	-0,1	-0,4	-0,2	-0,4
Textilgewerbe	17	-2,2	-13,8	-1,2	-13,1	-2,3	-14,0	-1,4	-13,3
Bekleidungsgewerbe	18	0,0	-0,1	0,0	-0,1	0,0	-0,1	0,0	-0,1
Ledergewerbe	19	0,0	-0,5	0,0	-0,4	0,0	-0,5	0,0	-0,4
Holzgewerbe (ohne Herstellung von Möbeln)	20	-0,3	0,4	0,3	0,2	-0,5	0,3	0,1	0,0
Papiergewerbe	21	-14,6	-13,1	-10,9	-14,7	-19,1	-17,6	-15,4	-19,1
Verlagsgewerbe, Druckgewerbe, Vervielfältigung	22	-0,1	0,5	-0,1	0,0	-0,2	0,4	-0,1	0,0
Kokerei, Mineralölverarbeitung, Herstellung von Spalt- und Brutstoffen	23	9,0	38,5	-0,5	33,2	-28,1	1,4	-37,6	-3,9
Chemische Industrie ^b	24	-4,6	-129,0	-1,9	-116,9	-14,3	-138,7	-11,6	-126,6
Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	25	-1,8	-8,4	-1,0	-7,9	-2,0	-8,6	-1,2	-8,1
Glasgewerbe, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden ^b	26	-10,4	29,1	6,0	38,5	-32,5	7,0	-16,1	16,5
Metallerzeugung und -Bearbeitung ^{a,b}	27	88,0	85,9	60,3	101,5	48,3	46,1	20,6	61,8
Herstellung von Metallerzeugnissen	28	-0,2	-3,0	-0,1	-2,9	-0,3	-3,1	-0,2	-3,0
Maschinenbau	29	-1,4	-9,0	-0,5	-8,9	-1,7	-9,3	-0,8	-9,3
Herstellung von Büromaschinen, DV-Geräten und -einrichtungen	30	0,0	-1,5	0,0	-1,4	0,0	-1,5	0,0	-1,4
Herstellung von Geräten der Elektrizitätserzeugung, -verteilung	31	-0,6	-7,4	-0,2	-7,0	-0,8	-7,6	-0,4	-7,2
Rundfunk-, TV- und Nachrichtentechnik	32	-0,1	-0,5	-0,1	-0,5	-0,2	-0,5	-0,1	-0,5
Medizin-, Meß-, Steuer-/Regelungstechnik, Optik	33	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagentteilen	34	-5,1	-14,1	-4,1	-13,0	-6,2	-15,2	-5,2	-14,1
Sonstiger Fahrzeugbau	35	-1,3	-10,0	-1,0	-11,4	-1,5	-10,2	-1,2	-11,6
Herstellung von Möbeln, Schmuck, Musik, Sportgeräten	36	-0,2	-0,1	0,0	-0,7	-0,2	-0,1	0,0	-0,7
Recycling	37	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Bergbau und Industrie gesamt^{a,b}		12,5	-221,6	13,5	-188,0	-113,7	-347,7	-112,6	-314,1
Öffentliche Stromversorgung^a		168,1	464,2	166,1	419,7	-12,5	283,6	-14,5	239,0
Fernwärme		29,5	-32,5	30,4	-21,5	15,5	-46,5	16,5	-35,5
Bergbau, Industrie, Fernwärme und öffentliche Stromversorgung		210,1	210,1	210,1	210,1	-110,6	-110,6	-110,6	-110,6
<i>nachrichtlich: Gesamtkosten alternativer Instrumente</i>		<i>755</i>				<i>120</i>			

Anmerkungen: ^a einschließlich Umgruppierungen zwischen Bergbau, Industrie und öffentlicher Stromversorgung - ^b einschließlich nicht-energiebedingter CO₂-Emissionen

Quelle: eigene Berechnungen

Auch hier zeigt sich erneut, dass sich aus der Wahl des Basisjahres ein entscheidender Einfluss auf die Kostenbelastung insbesondere der öffentlichen Stromerzeugung, aber auch der anderen Sektoren ergibt.

Tabelle 3-45: Zukaufsaldo der Allokationsvarianten mit Berücksichtigung spezifischer Aspekte bei einem Zertifikatspreis von 10 €/t CO₂ (Vermeidungskostenvariante „Pragmatic approach“), 2010

WZ93		Baseline Referenz				Baseline Alternativ			
		-45 Mio. t CO ₂ ggü. 1998 orientiert an KWK-SVE				-45 Mio. t CO ₂ ggü. 1998 orientiert an KWK-SVE			
		Gleiche Minderung				Gleiche Minderung			
		Industrie-Prozesse nach Bedarf		Kernenergie-Ausstattung		Industrie-Prozesse nach Bedarf		Kernenergie-Ausstattung	
		Basisjahr 1998	Basisjahr 1990	Basisjahr 2000	Freie Wahl 1990-2000	Basisjahr 1998	Basisjahr 1990	Basisjahr 2000	Freie Wahl 1990-2000
		2010							
		Mio. €							
Bergbau/Gew. von Steinen und Erden ^a	10 bis 14	-37,4	-147,6	-26,1	-145,4	-44,2	-154,3	-32,9	-152,2
Ernährungsgewerbe	15	-4,2	-17,7	-5,4	-16,8	-7,9	-21,4	-9,1	-20,5
Tabakverarbeitung	16	-0,1	-0,3	-0,1	-0,3	-0,1	-0,4	-0,2	-0,4
Textilgewerbe	17	-2,2	-13,8	-1,2	-13,1	-2,3	-14,0	-1,4	-13,3
Bekleidungsgewerbe	18	0,0	-0,1	0,0	-0,1	0,0	-0,1	0,0	-0,1
Ledergewerbe	19	0,0	-0,5	0,0	-0,4	0,0	-0,5	0,0	-0,4
Holzgewerbe (ohne Herstellung von Möbeln)	20	-0,3	0,4	0,3	0,2	-0,5	0,3	0,1	0,0
Papiergewerbe	21	-14,7	-13,2	-11,1	-14,8	-19,2	-17,7	-15,5	-19,3
Verlagsgewerbe, Druckgewerbe, Vervielfältigung	22	-0,1	0,5	-0,1	0,0	-0,2	0,4	-0,1	0,0
Kokerei, Mineralölverarbeitung, Herstellung von Spalt- und Brutstoffen	23	9,0	38,4	-0,6	33,1	-28,1	1,4	-37,6	-3,9
Chemische Industrie ^b	24	-4,8	-129,1	-2,1	-117,0	-14,4	-138,8	-11,8	-126,7
Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	25	-1,8	-8,4	-1,0	-7,9	-2,0	-8,6	-1,2	-8,2
Glasgewerbe, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden ^b	26	-10,7	28,8	5,7	38,3	-32,7	6,7	-16,4	16,2
Metallerzeugung und -Bearbeitung ^{a,b}	27	85,8	83,6	58,1	99,3	46,0	43,9	18,3	59,6
Herstellung von Metallerzeugnissen	28	-0,2	-3,0	-0,1	-2,9	-0,3	-3,1	-0,2	-3,0
Maschinenbau	29	-1,4	-9,0	-0,5	-9,0	-1,7	-9,4	-0,8	-9,3
Herstellung von Büromaschinen, DV-Geräten und -einrichtungen	30	0,0	-1,5	0,0	-1,4	0,0	-1,5	0,0	-1,4
Herstellung von Geräten der Elektrizitätserzeugung, -verteilung	31	-0,6	-7,4	-0,2	-7,0	-0,8	-7,6	-0,4	-7,2
Rundfunk-, TV- und Nachrichtentechnik	32	-0,1	-0,5	-0,1	-0,5	-0,2	-0,5	-0,1	-0,5
Medizin-, Meß-, Steuer-/Regelungstechnik, Optik	33	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen	34	-5,1	-14,1	-4,1	-13,0	-6,2	-15,2	-5,2	-14,2
Sonstiger Fahrzeugbau	35	-1,3	-10,0	-1,0	-11,4	-1,5	-10,2	-1,2	-11,6
Herstellung von Möbeln, Schmuck, Musik, Sportgeräten	36	-0,2	-0,1	0,0	-0,7	-0,2	-0,1	0,0	-0,7
Recycling	37	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Bergbau und Industrie gesamt^{a,b}		9,4	-224,6	10,5	-191,1	-116,7	-350,8	-115,6	-317,2
Öffentliche Stromversorgung^a		134,4	430,5	132,4	385,9	-46,2	249,9	-48,2	205,4
Fernwärme		29,5	-32,5	30,4	-21,5	15,5	-46,5	16,5	-35,5
Bergbau, Industrie, Fernwärme und öffentliche Stromversorgung		173,3	173,3	173,3	173,3	-147,3	-147,3	-147,3	-147,3

Anmerkungen: ^a einschließlich Umgruppierungen zwischen Bergbau, Industrie und öffentlicher Stromversorgung - ^b einschließlich nicht-energiebedingter CO₂-Emissionen

Quelle: eigene Berechnungen

Die mit der Definition des Basisjahres einhergehenden Verteilungseffekte erweisen sich damit als deutlich stärker als die spezifischen Lösungsansätze für die Problemlagen des Kernenergieausstiegs oder der nicht-energiebedingten CO₂-Emissionen. Dies gilt noch verstärkt unter der Maßgabe, dass die vorstellbaren Baseline-Entwicklungen eine nicht zu unterschätzende Bandbreite abbilden, die die Verteilungseffekte nachhaltig beeinflusst.

3.9.5 Allokationsvarianten auf Basis wertschöpfungsorientierter Kenngrößen

Tabelle 3-46 vermittelt einen Überblick über die Gesamtkosten der Allokationsvarianten auf der Basis wertschöpfungsorientierter Kenngrößen (vgl. Kapitel 3.6.5).

Tabelle 3-46: Gesamtkosten der Allokationsvarianten auf Basis wertschöpfungsorientierter Kenngrößen bei einem Zertifikatspreis von 10 €/t CO₂ (Vermeidungskostenvariante „Pragmatic approach“), 2010

WZ93		Baseline Referenz				Baseline Alternativ			
		-45 Mio. t CO ₂ ggü. 1998 orientiert an KWK-SVE				-45 Mio. t CO ₂ ggü. 1998 orientiert an KWK-SVE			
		Gleiche Minderung	Gleiche Erhöhung Energie-Faktorkosten			Gleiche Minderung	Gleiche Erhöhung Energie-Faktorkosten		
			2000 (Zertifikate)	2010 (Zertifikate)	2010 (Maßnahmen + Zertifikate)		2000 (Zertifikate)	2010 (Zertifikate)	2010 (Maßnahmen + Zertifikate)
		Basisjahr 2000				Basisjahr 2000			
		2010							
		Mio. €							
Bergbau/Gew. von Steinen und Erden ^a	10 bis 14	-29,1	-29,1	8,9	9,3	-35,8	-35,8	2,2	2,5
Ernährungsgewerbe	15	-6,4	-6,4	-0,6	3,9	-10,1	-10,1	-4,4	0,2
Tabakverarbeitung	16	-0,1	-0,1	-0,1	0,1	-0,2	-0,2	-0,2	0,0
Textilgewerbe	17	-1,3	-1,3	-0,2	0,2	-1,5	-1,5	-0,3	0,1
Bekleidungsgewerbe	18	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ledergewerbe	19	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Holzgewerbe (ohne Herstellung von Möbeln)	20	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0
Papiergewerbe	21	-12,5	-12,5	-4,3	4,9	-17,0	-17,0	-8,7	0,4
Verlagsgewerbe, Druckgewerbe, Vervielfältigung	22	-0,1	-0,1	0,1	0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0
Kokerei, Mineralölverarbeitung, Herstellung von Spalt- und Bruchstoffen	23	-4,7	-4,7	13,4	13,0	-41,7	-41,7	-23,7	-24,1
Chemische Industrie ^b	24	-5,3	-5,3	17,6	10,7	-15,0	-15,0	7,9	1,0
Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	25	-1,1	-1,1	-0,1	0,3	-1,3	-1,3	-0,4	0,1
Glasgewerbe, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden ^b	26	-1,0	-1,0	17,4	22,1	-23,1	-23,1	-4,6	0,0
Metallerzeugung und -Bearbeitung ^{a,b}	27	48,4	48,4	40,1	37,7	8,6	8,6	0,4	-2,1
Herstellung von Metallerzeugnissen	28	-0,1	-0,1	0,0	0,1	-0,2	-0,2	-0,1	0,0
Maschinenbau	29	-0,6	-0,6	-0,2	0,3	-0,9	-0,9	-0,5	0,0
Herstellung von Büromaschinen, DV-Geräten und -einrichtungen	30	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Herstellung von Geräten der Elektrizitätserzeugung, -verteilung	31	-0,3	-0,3	-0,1	0,2	-0,5	-0,5	-0,3	0,0
Rundfunk-, TV- und Nachrichtentechnik	32	-0,1	-0,1	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	0,0
Medizin-, Meß-, Steuer-/Regelungstechnik, Optik	33	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen	34	-4,5	-4,5	0,5	1,4	-5,6	-5,6	-0,7	0,3
Sonstiger Fahrzeugbau	35	-1,1	-1,1	-0,2	0,2	-1,3	-1,3	-0,3	0,0
Herstellung von Möbeln, Schmuck, Musik, Sportgeräten	36	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Recycling	37	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Bergbau und Industrie gesamt ^{a,b}		-19,7	-19,7	92,3	104,6	-145,8	-145,8	-33,8	-21,5
Öffentliche Stromversorgung ^a		203,6	198,0	93,8	82,3	22,9	17,4	-86,8	-98,3
Fernwärme		26,2	31,7	24,0	23,2	12,2	17,8	10,0	9,2
Bergbau, Industrie, Fernwärme und öffentliche Stromversorgung		210,1	210,1	210,1	210,1	-110,6	-110,6	-110,6	-110,6
nachrichtlich: Gesamtkosten alternativer Instrumente		755				120			
Anmerkungen: ^a einschließlich Umgruppierungen zwischen Bergbau, Industrie und öffentlicher Stromversorgung - ^b einschließlich nicht-energiebedingter CO ₂ -Emissionen									

Quelle: eigene Berechnungen

Die Auswertung zeigt zunächst, dass die Gesamtkosten bei einer Allokation auf Basis der Faktorkosten für Energie im Jahr 2000 weitgehend mit der Allokationsvariante übereinstimmen, die die gleiche Minderungsvorgabe für alle Sektoren vorsieht. Abweichungen ergeben sich hier lediglich im Bereich der Fernwärme und der öffentlichen Stromerzeugung, die aus den hier gesondert modellierten Energieträgerstrukturen resultieren.

Im Ergebnis führt dies dazu, dass bei diesen Allokationsvarianten die Kostenbelastung:

- der öffentlichen Stromversorgung abnimmt
- bei der Fernwärme jedoch um den gleichen Betrag zunimmt

Wenn jedoch die prognostizierten Faktorkosten für Energie des Jahres 2010 zu Grunde gelegt und die Kosten der Emissionsminderung entweder über den Preis der Zertifikate oder über die sektorspezifische Kombination von eigenen Vermeidungsmaßnahmen und Zukauf von Zertifikaten ermittelt werden, so zeigt sich eine Verschiebung der Kostenbelastung von der öffentlichen Stromerzeugung und Fernwärme hin zum Verarbeitenden Gewerbe und übrigen Bergbau. Diese Allokationsvarianten führen dazu, dass

- der Bergbau, die chemische Industrie, die Kokereien und die Verarbeitung von Mineralöl keine zusätzlichen Erlöse aus dem Emissionshandel mehr ziehen, sondern sich einer Kostenbelastung ausgesetzt sehen;
- die Belastung der Metallerzeugung und –bearbeitung trotz insgesamt stärkerer Belastung des Verarbeitenden Gewerbes nicht ansteigt, sondern geringer wird.

Tabelle 3-47: Zukaufsaldo der Allokationsvarianten auf Basis wertschöpfungsorientierter Kenngrößen bei einem Zertifikatspreis von 10 €/t CO₂ (Vermeidungskostenvariante „Pragmatic approach“), 2010

WZ93		Baseline Referenz				Baseline Alternativ			
		-45 Mio. t CO ₂ ggü. 1998 orientiert an KWK-SVE				-45 Mio. t CO ₂ ggü. 1998 orientiert an KWK-SVE			
		Gleiche Minderung	Gleiche Erhöhung Energie-Faktorkosten			Gleiche Minderung	Gleiche Erhöhung Energie-Faktorkosten		
			2000 (Zertifikate)	2010 (Zertifikate)	2010 (Maßnahmen + Zertifikate)		2000 (Zertifikate)	2010 (Zertifikate)	2010 (Maßnahmen + Zertifikate)
		Basisjahr 2000				Basisjahr 2000			
		2010							
		Mio. €							
Bergbau/Gew. von Steinen und Erden ^a	10 bis 14	-29,1	-29,1	8,9	9,3	-35,8	-35,8	2,2	2,5
Ernährungsgewerbe	15	-6,6	-6,6	-0,9	3,7	-10,3	-10,3	-4,6	0,0
Tabakverarbeitung	16	-0,1	-0,1	-0,1	0,1	-0,2	-0,2	-0,2	0,0
Textilgewerbe	17	-1,3	-1,3	-0,2	0,2	-1,5	-1,5	-0,4	0,1
Bekleidungsgewerbe	18	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ledergewerbe	19	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Holzgewerbe (ohne Herstellung von Möbeln)	20	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0
Papiergewerbe	21	-12,6	-12,6	-4,4	4,8	-17,1	-17,1	-8,9	0,3
Verlagsgewerbe, Druckgewerbe, Vervielfältigung	22	-0,1	-0,1	0,1	0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0
Kokerei, Mineralölverarbeitung, Herstellung von Spalt- und Brutstoffen	23	-4,7	-4,7	13,4	13,0	-41,8	-41,8	-23,7	-24,1
Chemische Industrie ^b	24	-5,5	-5,5	17,5	10,6	-15,1	-15,1	7,8	0,9
Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	25	-1,1	-1,1	-0,1	0,3	-1,3	-1,3	-0,4	0,0
Glasgewerbe, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden ^b	26	-1,3	-1,3	17,2	21,8	-23,4	-23,4	-4,9	-0,2
Metallerzeugung und -Bearbeitung ^{a,b}	27	46,1	46,1	37,9	35,5	6,4	6,4	-1,9	-4,3
Herstellung von Metallerzeugnissen	28	-0,1	-0,1	0,0	0,1	-0,2	-0,2	-0,1	0,0
Maschinenbau	29	-0,6	-0,6	-0,2	0,3	-0,9	-0,9	-0,5	0,0
Herstellung von Büromaschinen, DV-Geräten und -einrichtungen	30	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Herstellung von Geräten der Elektrizitätserzeugung, -verteilung	31	-0,3	-0,3	-0,1	0,2	-0,5	-0,5	-0,3	0,0
Rundfunk-, TV- und Nachrichtentechnik	32	-0,1	-0,1	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	0,0
Medizin-, Meß-, Steuer-/Regelungstechnik, Optik	33	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen	34	-4,5	-4,5	0,4	1,4	-5,7	-5,7	-0,7	0,2
Sonstiger Fahrzeugbau	35	-1,1	-1,1	-0,2	0,2	-1,3	-1,3	-0,4	0,0
Herstellung von Möbeln, Schmuck, Musik, Sportgeräten	36	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Recycling	37	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Bergbau und Industrie gesamt^{a,b}		-22,7	-22,7	89,3	101,6	-148,8	-148,8	-36,9	-24,6
Öffentliche Stromversorgung^a		169,8	164,3	60,1	48,6	-10,8	-16,3	-120,5	-132,0
Fernwärme		26,2	31,7	24,0	23,2	12,2	17,8	10,0	9,2
Bergbau, Industrie, Fernwärme und öffentliche Stromversorgung		173,3	173,3	173,3	173,3	-147,3	-147,3	-147,3	-147,3
Anmerkungen: ^a einschließlich Umgruppierungen zwischen Bergbau, Industrie und öffentlicher Stromversorgung - ^b einschließlich nicht-energiebedingter CO ₂ -Emissionen									

Anmerkungen: ^a einschließlich Umgruppierungen zwischen Bergbau, Industrie und öffentlicher Stromversorgung - ^b einschließlich nicht-energiebedingter CO₂-Emissionen

Quelle: eigene Berechnungen

Da diese Allokationsvarianten definitionsgemäß auf eine gleichmäßigere Verteilung der Zusatzkosten abzielen, ergibt sich nur eine geringe Spreizung zwischen den Branchen

mit Zusatzkosten und Sektoren mit Zusatzerlösen. Während die Zusatzkosten der öffentlichen Stromversorgung bei den im Kapitel 3.6.2 bzw. 3.9.2 beschriebenen Allokationsvarianten sich für die Baseline „Referenz“ in der Bandbreite von 200 bis 500 Mio. € bewegen, werden bei Allokationsvarianten unter Berücksichtigung der Faktorkosten für Energie (vgl. Kapitel 3.6.5 und 3.9.5) bei sonst gleichen Rahmensetzungen teilweise nur Zusatzkosten von 80 bis 90 Mio. € errechnet.

Ähnliche Größenordnungseffekte zeigen sich auch für die anderen Sektoren, die typischerweise durchweg mit Zusatzkosten konfrontiert sind (z.B. die Metallerzeugung und –bearbeitung).

Eine Auswertung der Zukaufssalden zeigt, dass bei den letzten beiden Allokationsvarianten weiterhin – wie bei einer Allokation auf Basis gleichmäßiger Minderungsvorgaben – die Minderungsziele im Verarbeitenden Gewerbe und im Bergbau überwiegend über den Zukauf von Emissionsrechten nachgewiesen werden. Der Anteil der eigenen Vermeidungsmaßnahmen in der öffentlichen Stromerzeugung nimmt jedoch anteilmäßig bei diesen Varianten zu. Die Fernwärme deckt den Minderungsbedarf vollständig durch zugekaufte Zertifikate ab.

3.9.6 Spezifische Allokationsvarianten für die öffentliche Stromversorgung

Die nach Kraftwerkstypen differenzierte Betrachtung der öffentlichen Stromversorgung lässt eine Kostenanalyse nach Gesamtkosten und Zukaufsaldo wie bei den anderen betrachteten Allokationsvarianten nicht zu, da unter anderem der Brennstoffwechsel eine der wichtigen Emissionsminderungsoptionen darstellt.

Tabelle 3-48 zeigt daher nur das hypothetische Zukaufsaldo für die verschiedenen Kraftwerkstypen unter der Annahme, dass keinerlei Anpassungsreaktionen im Kraftwerkspark erfolgen würden, also über das *Business as usual* hinaus keine Emissionsminderungen mehr erfolgen.

Im Vergleich der Kosten für den Zertifikatserwerb für die Braun- und Steinkohlenkraftwerke in der Allokationsvariante mit brennstoffdifferenzierten Benchmarks zeigt sich deutlich der Effekt unterschiedlich weit fortgeschrittener Modernisierungszyklen. Während im Bereich der Braunkohlenkraftwerke bereits ein größerer Teil des Kraftwerksparks modernisiert wurde, stehen die Erneuerungszyklen für Steinkohlenkraftwerke noch bevor. Da die Benchmarks jedoch auf der Basis zeitnaher Durchschnittsemissionen für den jeweiligen Kraftwerkstyp ermittelt wurden, ergibt sich für die Steinkohlenkraftwerke bei dieser Variante eine höhere Ausstattung mit Zertifikaten und damit ein niedrigerer Zukaufbedarf als bei Braunkohlenkraftwerken – immer unter der Voraussetzung, dass keine weiteren Minderungsmaßnahmen ergriffen werden. Auch für die Gaskraftwerke, die wegen des noch beträchtlichen Anteils von Anlagen mit schlechter Effizienz noch vergleichsweise hohe Durchschnittsemissionen aufweisen, ergibt sich nur ein geringer Zukaufbedarf.

Tabelle 3-48: Zukaufsaldo der spezifischen Allokationsvarianten für die öffentliche Stromversorgung (ohne Berücksichtigung von Vermeidungsmaßnahmen) bei einem Zertifikatspreis von 10 €/t CO₂, 2010

	Baseline Referenz				Baseline Alternativ			
	-45 Mio. t CO ₂ ggü. 1998 orientiert an KWK-SVE				-45 Mio. t CO ₂ ggü. 1998 orientiert an KWK-SVE			
	Benchmark-Ausstattung				Benchmark-Ausstattung			
	Öffentl. Stromerz. -21 Mio. t	brennstoff-differenziert	gesamt/ Kombination	BAT-orientiert	Öffentl. Stromerz. -21 Mio. t	brennstoff-differenziert	gesamt/ Kombination	BAT-orientiert
	Basisjahr 1998				Basisjahr 1998			
	2010				2010			
	Mio. €				Mio. €			
Steinkohle ^a	135,9	145,9	63,0	118,4	62,6	72,5	-10,4	45,0
Braunkohlen ^a	172,6	191,9	299,1	137,6	79,8	99,0	206,2	44,7
Übrige feste Brennstoffe	1,8	2,4	1,3	0,1	1,0	1,5	0,5	-0,8
Heizöl	1,4	1,4	0,6	-0,4	0,9	0,9	0,1	-0,9
Gase	32,5	2,7	-19,8	88,6	17,3	-12,5	-35,0	73,4

Anmerkungen: ^a einschließlich Umgruppierungen zwischen Bergbau, Industrie und öffentlicher Stromversorgung

Quelle: eigene Berechnungen

Beim Übergang zu einem Benchmark-System, dass sowohl nach Kraftwerkstypen differenziert als auch die Unterschreitung der Durchschnittsemissionen aller fossilen Kraftwerke zur Bedingung macht, verstärkt sich der genannte Trend. Der Zukaufbedarf für Braunkohlenkraftwerke erhöht sich, der für Steinkohlenkraftwerke verringert sich und für die Gaskraftwerke ergibt sich sogar eine Verkaufsposition.

Der Vergleich der Berechnungsergebnisse für die an bestverfügbaren Technologien orientierten Benchmarks zeigt dagegen, dass sich schnelle technologische Verbesserungen in erheblichem Maße auf die Zukaufsalten auswirken. Die Differenzen zwischen den spezifischen Emissionen des existierenden Kraftwerksparks (differenziert nach Brennstoffen) und den mit neuesten Technologien erreichbaren Zielwerten liegen für Kohlenkraftwerke deutlich unter dem Wert bei Gaskraftwerken. Entsprechend resultieren für die Gaskraftwerke deutlich höhere Aufwendungen für den Zukauf von Emissionszertifikaten. Auch hier hat eine veränderte Baseline nur wenig Einfluss auf das grundsätzliche Muster, allerdings ergeben sich meist deutlich geringere Kostenvolumina für den Erwerb zusätzlicher Zertifikate.

Im Ergebnis bleibt festzuhalten, dass die Variation zwischen Benchmarks, die über historische Emissionen ermittelt werden und auf unterschiedliche Bezugsgrößen normiert werden (brennstoffdifferenziert bzw. Durchschnitt der fossilen Kraftwerke) im Wesentlichen auf die Verteilung des Zukaufbedarfs zwischen Stein- und Braunkohlenkraftwerken hinausläuft. Eine Orientierung der Benchmarks an bestverfügbaren Technologien führt (vor allem wegen des Ausgangsniveaus und des besonders schnellen technischen Fortschritts) vor allem zu einem höheren Zukaufbedarf für Gaskraftwerke, wiederum unter der hypothetischen Maßgabe, dass keine weiteren Vermeidungspotenziale umgesetzt werden.

3.9.7 Allokation mit Teilauktionierung

Tabelle 3-49 gibt einen Überblick über die Gesamtkosten der Allokationsvariante mit Teilauktionierung in Abhängigkeit vom Basisjahr und der zugrunde gelegten Baseline (vgl. Kapitel 3.6.7).

Tabelle 3-49: Gesamtkosten der Allokationsvarianten mit Teilauktionierung bei einem Zertifikatspreis von 10 €/t CO₂ (Vermeidungskostenvariante „Pragmatic approach“), 2010

WZ93		Baseline Referenz			Baseline Alternativ		
		-45 Mio. t CO ₂ ggü. 1998 orientiert an KWK-SVE			-45 Mio. t CO ₂ ggü. 1998 orientiert an KWK-SVE		
		Gleiche Minderung	Auktionierung 15%		Gleiche Minderung	Auktionierung 15%	
		Basisjahr 2000	Basisjahr 1990	Basisjahr 2000	Basisjahr 2000	Basisjahr 1990	Basisjahr 2000
		2010			2010		
		Mio. €			Mio. €		
Bergbau/Gew. von Steinen und Erden ^a	10 bis 14	-29,1	-114,5	-8,9	-35,8	-121,2	-15,7
Ernährungsgewerbe	15	-6,4	-8,6	2,2	-10,1	-12,3	-1,6
Tabakverarbeitung	16	-0,1	-0,2	0,0	-0,2	-0,2	-0,1
Textilgewerbe	17	-1,3	-11,7	-0,8	-1,5	-11,9	-0,9
Bekleidungsgewerbe	18	0,0	-0,1	0,0	0,0	-0,1	0,0
Ledergewerbe	19	0,0	-0,4	0,0	0,0	-0,4	0,0
Holzgewerbe (ohne Herstellung von Möbeln)	20	0,3	0,7	0,6	0,1	0,5	0,4
Papiergewerbe	21	-12,5	-3,8	-1,9	-17,0	-8,3	-6,4
Verlagsgewerbe, Druckgewerbe, Vervielfältigung	22	-0,1	0,5	0,0	-0,1	0,5	0,0
Kokerei, Mineralölverarbeitung, Herstellung von Spalt- und Brutstoffen	23	-4,7	57,4	23,5	-41,7	20,4	-13,5
Chemische Industrie ^b	24	-5,3	-92,5	17,9	-15,0	-102,2	8,2
Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	25	-1,1	-6,9	-0,5	-1,3	-7,2	-0,7
Glasgewerbe, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden ^b	26	-1,0	67,0	47,0	-23,1	45,0	24,9
Metallerzeugung und -Bearbeitung ^{a,b}	27	48,4	152,4	130,2	8,6	112,6	90,4
Herstellung von Metallerzeugnissen	28	-0,1	-2,4	0,1	-0,2	-2,5	0,0
Maschinenbau	29	-0,6	-7,3	0,2	-0,9	-7,6	-0,2
Herstellung von Büromaschinen, DV-Geräten und -einrichtungen	30	0,0	-1,3	0,0	0,0	-1,3	0,0
Herstellung von Geräten der Elektrizitätserzeugung, -verteilung	31	-0,3	-6,2	0,1	-0,5	-6,3	-0,1
Rundfunk-, TV- und Nachrichtentechnik	32	-0,1	-0,4	0,0	-0,1	-0,4	-0,1
Medizin-, Meß-, Steuer-/Regelungstechnik, Optik	33	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen	34	-4,5	-10,2	-1,5	-5,6	-11,3	-2,7
Sonstiger Fahrzeugbau	35	-1,1	-8,4	-0,5	-1,3	-8,6	-0,7
Herstellung von Möbeln, Schmuck, Musik, Sportgeräten	36	0,0	-0,1	0,0	0,0	-0,1	0,0
Recycling	37	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Bergbau und Industrie gesamt ^{a,b}		-19,7	3,2	207,5	-145,8	-122,9	81,4
Öffentliche Stromversorgung ^a		203,6	841,4	582,4	22,9	660,8	401,8
Fernwärme		26,2	0,5	55,2	12,2	-13,5	41,2
Bergbau, Industrie, Fernwärme und öffentliche Stromversorgung		210,1	845,1	845,1	-110,6	524,4	524,4
Staat (Auktionierung)		0,0	-635,0	-635,0	0,0	-635,0	-635,0
nachrichtlich: Gesamtkosten alternativer Instrumente		755			120		
Anmerkungen: ^a einschließlich Umgruppierungen zwischen Bergbau, Industrie und öffentlicher Stromversorgung - ^b einschließlich nicht-energiebedingter CO ₂ -Emissionen							

Quelle: eigene Berechnungen

Die Zusammenstellung zeigt, dass die Belastung mit zusätzlichen Kosten bei einer Teilauktionierung

- im Verarbeitenden Gewerbe insgesamt, sowie besonders bei der Metallerzeugung und -bearbeitung und in der öffentlichen Stromerzeugung um ein Mehrfaches zunimmt;

- im Bergbau, der chemischen Industrie und bei der Fernwärmeerzeugung je nach Basisjahr entweder signifikant ab- oder zunimmt (bei Basisjahr 1990 Abnahme, bei Basisjahr 2000 Zunahme, bei der chemischen Industrie entsprechend umgekehrt).

Gleichzeitig muss jedoch darauf hingewiesen werden, dass für eine geschlossene Kostenbilanz im Fall der Teilauktionierung die Rückverteilung der staatlichen Einnahmen mit berücksichtigt werden müsste, die im Rahmen der hier vorliegenden Studie nicht untersucht werden konnte.

Tabelle 3-50: Zukaufsaldo der Allokationsvarianten mit Teilauktionierung bei einem Zertifikatspreis von 10 €/t CO₂ (Vermeidungskostenvariante „Pragmatic approach“, 2010)

WZ93		Baseline Referenz			Baseline Alternativ		
		-45 Mio. t CO ₂ ggü. 1998 orientiert an KWK-SVE			-45 Mio. t CO ₂ ggü. 1998 orientiert an KWK-SVE		
		Gleiche Minderung	Auktionierung 15%		Gleiche Minderung	Auktionierung 15%	
		Basisjahr 2000	Basisjahr 1990	Basisjahr 2000	Basisjahr 2000	Basisjahr 1990	Basisjahr 2000
		2010			2010		
		Mio. €			Mio. €		
Bergbau/Gew. von Steinen und Erden ^a	10 bis 14	-29,1	-114,5	-8,9	-35,8	-121,2	-15,7
Ernährungsgewerbe	15	-6,6	-8,8	2,0	-10,3	-12,5	-1,8
Tabakverarbeitung	16	-0,1	-0,2	0,0	-0,2	-0,2	-0,1
Textilgewerbe	17	-1,3	-11,7	-0,8	-1,5	-11,9	-1,0
Bekleidungsgewerbe	18	0,0	-0,1	0,0	0,0	-0,1	0,0
Ledergewerbe	19	0,0	-0,4	0,0	0,0	-0,4	0,0
Holzgewerbe (ohne Herstellung von Möbeln)	20	0,3	0,7	0,6	0,1	0,5	0,4
Papiergewerbe	21	-12,6	-3,9	-2,0	-17,1	-8,4	-6,5
Verlagsgewerbe, Druckgewerbe, Vervielfältigung	22	-0,1	0,5	0,0	-0,1	0,5	0,0
Kokerei, Mineralölverarbeitung, Herstellung von Spalt- und Bruchstoffen	23	-4,7	57,4	23,5	-41,8	20,3	-13,6
Chemische Industrie ^b	24	-5,5	-92,6	17,8	-15,1	-102,3	8,1
Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	25	-1,1	-7,0	-0,5	-1,3	-7,2	-0,7
Glasgewerbe, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden ^b	26	-1,3	66,7	46,7	-23,4	44,7	24,6
Metallerzeugung und -bearbeitung ^{a,b}	27	46,1	150,2	127,9	6,4	110,4	88,2
Herstellung von Metallerzeugnissen	28	-0,1	-2,4	0,1	-0,2	-2,5	0,0
Maschinenbau	29	-0,6	-7,3	0,1	-0,9	-7,6	-0,2
Herstellung von Büromaschinen, DV-Geräten und -einrichtungen	30	0,0	-1,3	0,0	0,0	-1,3	0,0
Herstellung von Geräten der Elektrizitätserzeugung, -verteilung	31	-0,3	-6,2	0,1	-0,5	-6,3	-0,1
Rundfunk-, TV- und Nachrichtentechnik	32	-0,1	-0,4	0,0	-0,1	-0,4	-0,1
Medizin-, Meß-, Steuer-/Regelungstechnik, Optik	33	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen	34	-4,5	-10,2	-1,6	-5,7	-11,4	-2,7
Sonstiger Fahrzeugbau	35	-1,1	-8,4	-0,6	-1,3	-8,6	-0,7
Herstellung von Möbeln, Schmuck, Musik, Sportgeräten	36	0,0	-0,1	0,0	0,0	-0,1	0,0
Recycling	37	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Bergbau und Industrie gesamt^{a,b}		-22,7	0,1	204,5	-148,8	-126,0	78,3
Öffentliche Stromversorgung^a		169,8	807,7	548,7	-10,8	627,1	368,1
Fernwärme		26,2	0,5	55,2	12,2	-13,5	41,2
Bergbau, Industrie, Fernwärme und öffentliche Stromversorgung		173,3	808,4	808,4	-147,3	487,7	487,7
Staat (Auktionierung)		0,0	-635,0	-635,0	0,0	-635,0	-635,0

Anmerkungen: ^a einschließlich Umgruppierungen zwischen Bergbau, Industrie und öffentlicher Stromversorgung - ^b einschließlich nicht-energiebedingter CO₂-Emissionen

Quelle: eigene Berechnungen

Eine Auswertung des Zukaufsaldo der Allokationsvarianten mit Teilauktionierung (Tabelle 3-50) zeigt, dass die Teilauktionierung naturgemäß den Zukaufbedarf der verschiedenen Branchen erheblich erhöht. In der Baseline-Variante „Referenz“ und basierend auf gleichmäßiger Verteilung bei einem späten Basisjahr (2000) verbleiben danach

nur noch sehr wenige Sektoren, die (mit eher geringfügigen Volumina) auf der Verkäuferseite stehen.

3.9.8 Zusammenfassung

Sowohl der Gesamtkostenvergleich als auch ein Vergleich der Zu- und Verkaufssalden für die einzelnen Branchen zeigt, dass sich mit den unterschiedlichen Allokationsvarianten gravierende Unterschiede ergeben, wenn auch hervorgehoben werden soll, dass im Vergleich zu alternativen Instrumenten mit gleicher Zielerreichung für die meisten Branchen mit dem Emissionshandel Kostenvorteile erzielt werden können. Insgesamt können sich diese Entlastungen auf Werte zwischen 230 und 545 Mio. € im Jahr 2010 summieren.

Die Verteilungsprobleme betreffen letztlich alle am Emissionshandel teilnehmenden Branchen, einige Sektoren sollen wegen ihrer besonderen Bedeutung jedoch gesondert betrachtet werden.⁴²

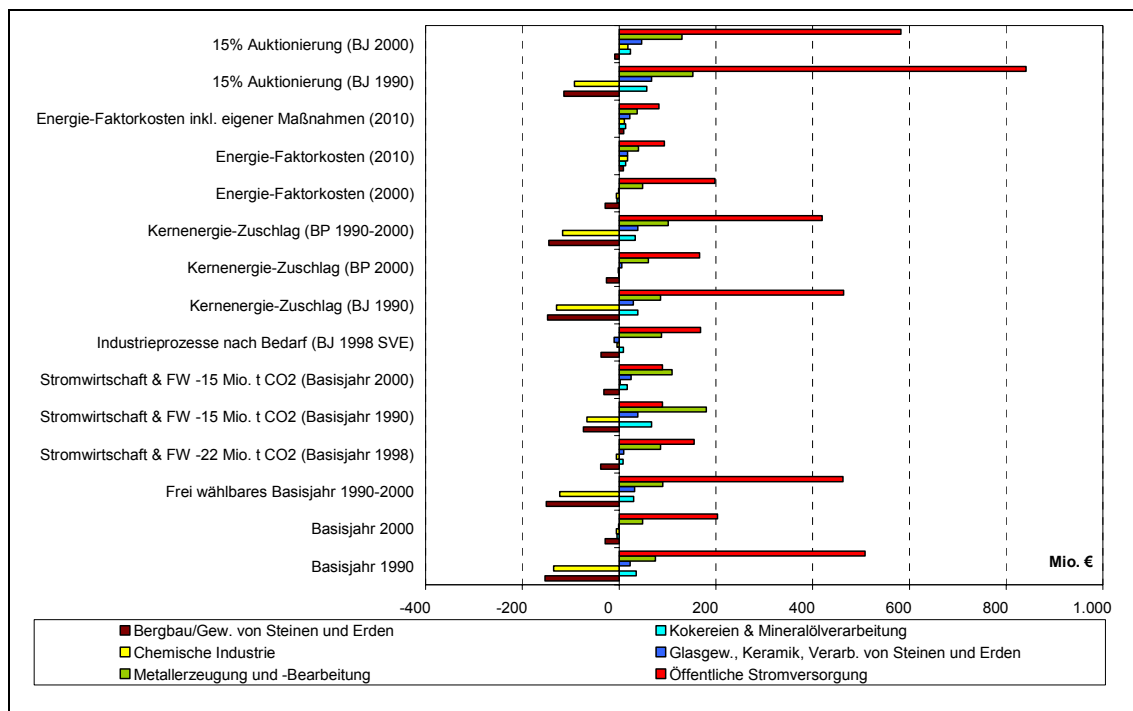
- Für den *Bergbau* ergeben sich für das Jahr 2010 fast durchweg Zusatzerlöse aus der Vermarktung nicht benötigter Zertifikate. Die Bandbreite bewegt sich hier von einer *Kostenentlastung* in der Größenordnung von 150 Mio. € (bei gleichförmigen Minderungsvorgaben und frühen Basisjahren) bis zu einer leichten *Zusatzkostenbelastung* von etwa 9 Mio. € im Jahr 2010 (wertschöpfungsorientierte Allokationsvarianten).
- Ein ähnliches Muster ergibt sich für die *chemische Industrie*. Auch hier sind überwiegend *Kostenentlastungen* zu konstatieren, die eine Größenordnung von ca. 135 Mio. € erreichen können (bei gleichförmigen Minderungsvorgaben und frühen Basisjahren). Allein bei den wertschöpfungsorientierten Allokationsvarianten oder Teilauktionierungen ergeben sich auch für diesen Sektor *Zusatzkosten* von ca. 17 Mio. €.
- Für eine Reihe vom Emissionsvolumen weniger herausragender Branchen (*Ernährungsgewerbe, Papiergewerbe, Fahrzeugbau*) ergeben sich ähnliche Muster, wenn auch mit deutlich geringen Volumina bei den *Kostenentlastungen*.
- Im Gegensatz dazu führen gleichförmige Minderungsvorgaben mit frühen Basisjahren für den Sektor *Glasgewerbe, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden* im Jahr 2010 zu *Zusatzkosten* (bis zu 39 Mio. €), entsprechende Varianten mit späten Basisjahren zu leichten *Kostenentlastungen*. Ein entsprechendes Muster ergibt sich auch für wertschöpfungsorientierte Allokationsverfahren.
- Einen weiteren kritischen Sektor bildet die *Metallerzeugung und -bearbeitung*. Auch dieser Sektor würde eher von späten Basisjahren profitieren, obwohl hier durchweg *Zusatzkosten* zu bilanzieren sind, die sich bei frühen Basisjahren und hö-

⁴² Alle folgenden Angaben beziehen sich jeweils auf die Standardvariante, also ein Zertifikatspreisniveau von 10 €/t CO₂ und die Vermeidungskostenoption „Pragmatic approach“. Die gesamten Ergebnisdaten sind im Anhang zusammengestellt.

heren Minderungsvorgaben auf bis zu 190 Mio. € belaufen können, bei späten Basisjahren und gleichförmigen oder wertschöpfungsorientierten Allokationsverfahren aber auf knapp 38 Mio. € vermindern. Sofern die Baseline-Entwicklung geringer ausfällt, als in der „Referenz“-Variante angenommen, verringern sich die Zusatzkosten bis auf Null bzw. entstehen leichte *Kostenentlastungen*.

- Vor dem Hintergrund des dominierenden Emissionsanteils kommt der *öffentlichen Stromerzeugung* eine herausragende Rolle zu. Angesichts der bisher erreichten (vergleichsweise geringen) Emissionsminderungen entstehen bei allen Allokationsvarianten mit frühen Basisjahren *Zusatzkosten*, die im Jahr (unter Auslassung der Auktionsvarianten) bis zu 500 Mio. € betragen können. Sofern die Minderungsvorgaben für die öffentliche Stromerzeugung (zum Beispiel über – wie aus praktischen Gründen zu erwarten – zeitnahe Basisjahre bei weitgehender Ausklammerung von Early action) im Vergleich zu den anderen Sektoren reduziert werden (was natürlich dort zu höheren Belastungen bzw. geringen Entlastungen führt) oder wertschöpfungsorientierte Allokationsansätze verfolgt werden, reduzieren sich diese Zusatzkosten erheblich und belaufen sich dann im Jahr 2010 auf ca. 80 Mio. €. Unter Maßgabe einer Baseline mit geringeren CO₂-Emissionen können sich dabei auch Konstellationen ergeben, bei denen sich für die öffentliche Stromversorgung *Kostenentlastungen* in der Größenordnung von 90 Mio. € ergeben.

Abbildung 3-12: Gesamtkosten bzw. -erlöse der Branchen mit großen Emissionsanteilen bei einem Zertifikatspreis von 10 €/t CO₂ (Vermeidungskostenvariante „Pragmatic approach“ sowie Referenz-Baseline), 2010

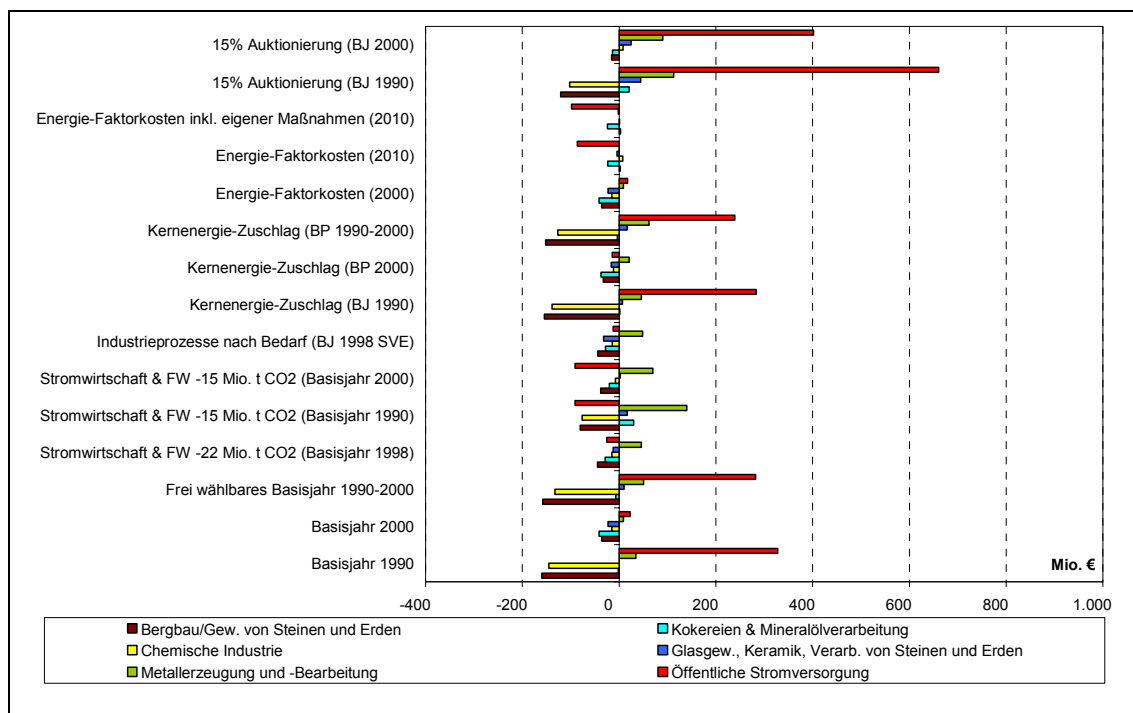


Quelle: eigene Berechnungen

Die Abbildung 3-12 zeigt die über die Ausgestaltung der Allokation gestaltbare Bandbreite der Gesamtkostenverteilung für die Branchen mit den größten Emissionsanteilen für die Referenz-Baseline im Überblick.

Eine Sensitivitätsanalyse für eine veränderte *Business as usual*-Entwicklung in der Baseline „Alternativ“ zeigt, dass die Zusatzkosten bzw. -erlöse sich dabei um etwa ein Viertel verändern und sich im Unterschied zur Referenz-Baseline nunmehr für einige Branchen teilweise Kostenentlastungen ergeben (Abbildung 3-13).

Abbildung 3-13: Gesamtkosten bzw. -erlöse der Branchen mit großen Emissionsanteilen bei einem Zertifikatspreis von 10 €/t CO₂ (Vermeidungskostenvariante „Pragmatic approach“ sowie Alternativ-Baseline), 2010

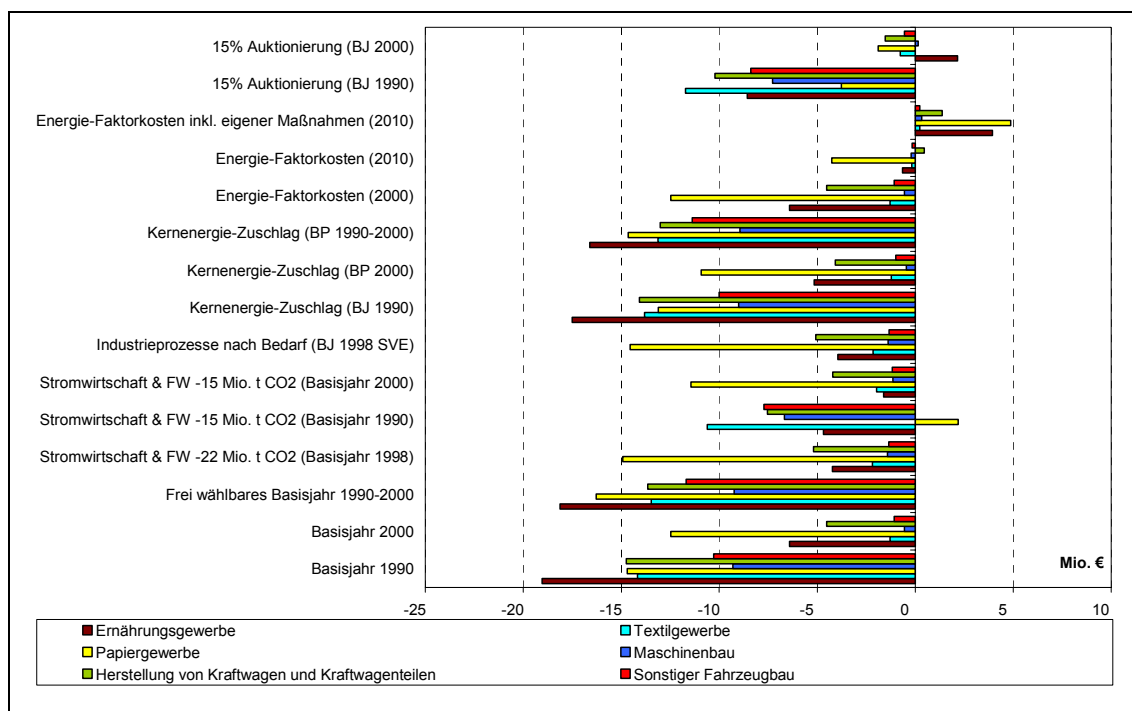


Quelle: eigene Berechnungen

Dagegen zeigte eine Auswertung der Kostensituation für die Branchen mit mittleren Emissionsvolumina (dies sind überwiegend die für die Entwicklung der Bruttowertschöpfung besonders relevanten Branchen) bereits im Fall der Referenz-Baseline überwiegend Kostenentlastungen, wenn auch in deutlich geringeren Größenordnungen (Abbildung 3-14).

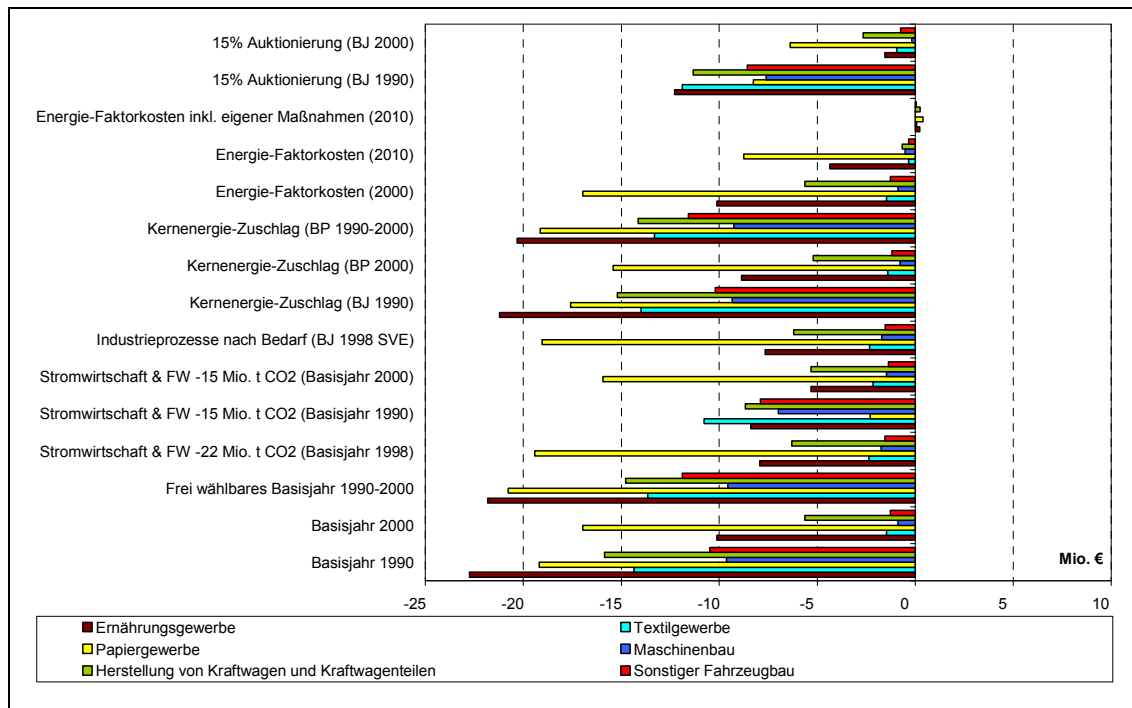
Bei einer veränderten Baseline-Entwicklung entsprechend der Alternativ-Variante erhöhen sich für diese Branchen natürlich die Zusatzerlöse (um ca. 20 %), nur noch in Ausnahmefällen entstehen für diesen Fall noch Zusatzkosten (Abbildung 3-15).

Abbildung 3-14: Gesamtkosten bzw. -erlöse der Branchen mit mittleren Emissionsanteilen bei einem Zertifikatspreis von 10 €/t CO₂ (Vermeidungskostenvariante „Pragmatic approach“ sowie Referenz-Baseline), 2010



Quelle: eigene Berechnungen

Abbildung 3-15: Gesamtkosten bzw. -erlöse der Branchen mit mittleren Emissionsanteilen bei einem Zertifikatspreis von 10 €/t CO₂ (Vermeidungskostenvariante „Pragmatic approach“ sowie Alternativ-Baseline), 2010



Quelle: eigene Berechnungen

Die analysierten Varianten für *spezielle Problemlagen* (nicht-energiebedingte CO₂-Emissionen, vorzeitiges Auslaufen der Kernenergie) führen mit dem Zeithorizont 2010 insgesamt nur zu geringen Änderungen bei den Kosten sowie den Zukauf-/Verkaufspositionen. Gerade vor diesem Hintergrund ergibt sich die Frage, ob und ab welchem Umfang sich der Aufwand für entsprechende Spezialregelungen im Gesamtsystem durch die jeweiligen Kostenentlastungen für die entsprechenden Branchen rechtfertigen lässt.

Verfahren mit einer *Teilauktion* der zuzuteilenden Emissionsrechte vermindern die Spreizung zwischen Zusatzkosten und –erträgen wesentlich, wobei sich die endgültigen Verteilungseffekte hier vor allem aus den Verfahren der (Re-)Distribution der eingenommenen Mittel ergeben, die im Rahmen der hier vorliegenden Studie nicht untersucht werden konnten.

Die Verteilungseffekte bzw. die Spreizung zwischen *Zusatzkosten* und *Kostenentlastungen* können – sofern dies grundsätzlich für sinnvoll erachtet wird – auf unterschiedliche Weise abgemildert werden. Entweder durch die Wahl einer zeitnahen Basisperiode und/oder durch die sektorale Differenzierung der Minderungsvorgaben auf Basis von Aushandlungen oder in Abhängigkeit von wertschöpfungsorientierten Kenngrößen. Während eine zeitnahe Basisperiode die Praktikabilität des Systems erhöhen dürfte, sind sektorale Differenzierungen vor allem aus Sicht der Transparenz und der Praktikabilität des Systems kritisch zu sehen. Dies gilt um so mehr, als die Spreizung zwischen „Käufern“ und „Verkäufern“ sich nicht auf die Branchenebene beschränkt, sondern sich innerhalb der jeweiligen Branchen fortsetzt. Die gegebenenfalls aus einer zeitnahen Basisperiode und über alle Sektoren einheitlichen Minderungsvorgaben (Erfüllungsfaktoren) resultierenden Probleme für besondere Konstellationen (hierzu gehört auch die Frage von Wettbewerbsverzerrungen durch eine fehlende Berücksichtigung von „Early Action“) sollten eher auf Einzelfallbasis gelöst und die entsprechenden Ausnahmetatbestände auf das unbedingt notwendige Maß begrenzt werden.

4 Wirtschaftliche Auswirkungen alternativer Allokationsverfahren

4.1 Vorbemerkung

Eine wichtige Frage ist, welche Auswirkungen die in den vorangegangenen Abschnitten diskutierten Varianten der Erstverteilung von Emissionsrechten auf die wirtschaftliche Entwicklung der Sektoren und insbesondere auf die Beschäftigung haben. Eine quantitative Analyse dieser Effekte mit einem computergestützten Modell war im Rahmen dieser Studie nicht angestrebt oder möglich. Es sollen jedoch einige qualitative Überlegungen angestellt werden, welche Prozesse durch unterschiedliche Allokationsverfahren in Gang gesetzt werden. Dabei muss einerseits zwischen einzel- und gesamtwirtschaftlichen Anpassungsreaktionen unterschieden werden, andererseits zwischen kurz- und langfristigen Veränderungen. Im ersten Abschnitt werden einige theoretische Vorüberlegungen unternommen, die den Sinn sowie Implikationen dieser Unterscheidungen erläutern. Im darauf folgenden Abschnitt wird eine Analyse der einzelwirtschaftlichen Anpassungsmöglichkeiten vorgenommen. Daran schließt eine Darstellung der gesamtwirtschaftlichen Anpassungsmechanismen an.

4.2 Erstverteilung und wirtschaftliche Theorie

Bei der Analyse der wirtschaftlichen Auswirkungen klimapolitischer Maßnahmen ist es hilfreich, analytisch zwischen einzel- und gesamtwirtschaftlichen Anpassungsprozessen zu unterscheiden.

Bei den *einzelwirtschaftlichen* Reaktionen wird davon ausgegangen, dass die Energienutzer die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen wie Löhne, Zinssätze, Wechselkurse oder das Nachfrageverhalten auf ihren Absatzmärkten als gegeben annehmen und ihr Verhalten innerhalb dieser Rahmenbedingungen optimieren. Unternehmen sind bemüht, langfristig ihre Gewinne und damit den Unternehmenswert zu maximieren. Dies impliziert, dass sie versuchen, einen gegebenen Output mit den geringstmöglichen Kosten herzustellen. Bei diesen Überlegungen sind folgende Grundsätze zu berücksichtigen.

- Nur solche Kosten und Erträge werden bei einer Entscheidung berücksichtigt, die durch diese Entscheidung verändert werden, d.h. relevant sind hier die *variablen Kosten*. Welche Kosten als variabel anzusehen sind, hängt von der jeweiligen Entscheidungssituation ab. Dies soll am Beispiel der Entscheidung erläutert werden, ob die Produktion in einer bestehenden Anlage aufrecht erhalten werden soll, wenn sich Kostenkomponenten verändern. Fixkosten, wie die Kapitalkosten dieser Anlage, fließen in diese Entscheidung nicht ein, wenn unterstellt wird, dass eine existierende Anlage in der Regel nur zu einem Bruchteil der Investitionskosten verkauft werden kann und die Investitionsausgaben daher als „Sunk costs“ zu betrachten sind. Würde die Anlage stillgelegt, wären die Investitionskosten vollständig verloren. Daher wird die Produktion in einer vorhandenen Anlage so lange aufrecht erhalten, wie die Erträge der Produktion die flexiblen Produktionskosten übersteigen, auch wenn die Kapitalrendite der Anlage unter den normalerweise vom Unternehmen geforderten Satz sinkt. Denn auch in diesem Fall wird ein Überschuss erzielt,

der zur Deckung der fixen Kosten beiträgt, d.h. die Produktion leistet einen positiven Kostendeckungsbeitrag.⁴³ Anders im Fall einer Neuinvestition: da hier auch die Kapitalkosten durch die Entscheidung betroffen werden, werden sie im Rentabilitätskalkül berücksichtigt, und die erwartete Kapitalrendite wird zum wesentlichen Kriterium der Investitionsentscheidung. Dieser Punkt wird weiter unten nochmals aufgegriffen.

- Entscheidungsrelevant für die Bestimmung des Produktionsvolumens in einer bestehenden Anlage sind die sogenannten Grenzkosten, d.h. die variablen Zusatzkosten der letzten produzierten Einheit. Solange diese Kosten niedriger sind als der Erlös der aus dem Verkauf dieser Einheit erzielt werden kann (d.h. der Preis des Produktes), lohnt eine Ausweitung der Menge und umgekehrt.
- Bei wirtschaftlichen Entscheidungen wird das so genannte Opportunitätskostenprinzip zugrunde gelegt. Das bedeutet, dass nicht nur die Kosten von denjenigen Produktionsfaktoren berücksichtigt werden, die infolge der Entscheidung zugekauft werden müssen, sondern auch solcher Ressourcen, die bereits im Unternehmen vorhanden sind, aber anderweitig (z.B. für eine andere, profitablere Produktlinie) genutzt oder verkauft werden könnten.

Diese Prinzipien führen zu einigen zunächst paradox erscheinenden Konsequenzen bei der Analyse unterschiedlicher Verfahren für die Erstverteilung von Emissionsrechten. Im folgenden werden drei unterschiedliche Entscheidungssituationen betrachtet: die Entscheidung über die Stilllegung einer Anlage, die Bestimmung des optimalen Produktionsniveaus in einer laufenden Anlage sowie über Ersatz- bzw. Neuinvestitionen.

- Die Stilllegung einer Anlage ist einzelwirtschaftlich sinnvoll, wenn ihr Kostendeckungsbeitrag negativ ist. Die kostenlose Zuteilung von Emissionsrechten fließt in diese Entscheidung nur dann ein, wenn sie an den Betrieb der Anlage gekoppelt ist. In diesem Fall stellt der Wert der kostenlos erhaltenen Zertifikate einen Ertrag des Betriebs dieser Anlage dar und kann dazu führen, dass die Produktion aufrecht erhalten wird, selbst wenn die variablen Produktionskosten den Verkaufserlös überschreiten und Verluste entstehen. Können hingegen zugeteilte Emissionsrechte vom Eigentümer der stillgelegten Anlage verwertet werden, so entfällt der Anreiz bei einer kostenlosen Zuteilung von Emissionsrechten, eine bestehende Anlage weiter zu betreiben.
- Für die Bestimmung des Produktionsniveaus in einer bestehenden Anlage hingegen ist es unerheblich, ob die Anfangsausstattung an Zertifikaten kostenlos vergeben oder verkauft wird. Auch bei einer kostenlosen Vergabe entstehen durch die Nutzung von Emissionsrechten Opportunitätskosten, falls diese verkauft werden können, wenn sie nicht benötigt werden.⁴⁴ Die Art der Vergabe verändert daher weder

⁴³ Falls die Anlage doch verkauft werden kann, wäre der Nettogegenwartswert der künftigen Kostendeckungsbeiträge dem möglichen Verkaufspreis gegenüber zu stellen.

⁴⁴ Der Preis der Zertifikate ist unabhängig vom Vergabeverfahren und vor allem durch die Menge der ausgegebenen Zertifikate sowie die zur Verfügung stehenden Minderungsoptionen bestimmt. Die Unternehmen berücksichtigen dann bei ihren Produktionsentscheidungen im Falle eines Kaufes den (ge-

den kurzfristigen Deckungsbeitrag noch die Produktionsmenge.⁴⁵ Auswirkungen auf Produktion und Beschäftigung in bestehenden Anlagen werden daher kurzfristig durch die *Einführung und Ausgestaltung des Emissionshandels*, nicht aber das *Vergabeverfahren der Emissionsrechte* ausgelöst.

- Für Investitionsentscheidungen wiederum kann das Vergabeverfahren eine Rolle spielen. Wenn die Anfangsausstattung an Zertifikaten bezahlt werden muss, verschlechtert sich – bei sonst gleichen Rahmenbedingungen wie dem Preis und der Menge der abgesetzten Produkte – die Rentabilität von Investitionen. Dies kann die Wahl des Standorts und damit das Investitionsvolumen und die Beschäftigung in den betroffenen Bereichen in Deutschland beeinflussen.⁴⁶ Dies trifft grundsätzlich auf Ersatzinvestitionen wie auf Neuinvestitionen zu. Bei einer kostenlosen Vergabe hingegen sind die Auswirkungen auf Entscheidungen über Ersatzinvestitionen davon abhängig, ob die kostenlose Zuteilung daran geknüpft ist, dass die Produktion in einer inländischen Anlage aufrechterhalten wird. Wenn die Emissionsrechte verfallen, wenn eine alte Anlage stillgelegt und keine Ersatzinvestitionen getätigt werden, so kann die Zuteilung kostenloser Emissionsrechte als zusätzlicher „Ertrag“ der Investition angesehen werden. Eine Gewinnschmälerung bei Einführung des Zertifikatehandels und eine Verschlechterung der Standortqualität (für bestimmte Branchen) werden durch eine kostenlose Vergabe vermieden. Werden Emissionsrechte jedoch unabhängig von der Aufrechterhaltung einer inländischen Produktionsanlage vergeben, so fließt der Wert der Zertifikate als „Windfall-profit“ an das Unternehmen und Investitionen werden unabhängig davon am günstigsten Standort vorgenommen. Der EU-Richtlinienentwurf enthält bezüglich dieser Fragen noch keine Regelungen.

In einer *gesamtwirtschaftlichen* Betrachtungsweise wird das Zusammenwirken einzelwirtschaftlicher Verhaltensweisen untersucht. So führt z.B. jede Produktionsentscheidung zu einer Nachfrage nach Arbeit und Vorprodukten, jede Investitionsentscheidung zur Nachfrage nach Kapitalgütern. Auf den Märkten kann das Zusammenwirken der Einzelentscheidungen zu Ungleichgewichten führen, die Anpassungsprozesse auslösen. So wird Übernachfrage nach einem Produkt dessen Preis ansteigen lassen oder Arbeitslosigkeit den Lohnanstieg dämpfen. Über das Zusammenwirken solcher Mechanismen im Wirtschaftssystem gibt es noch immer erhebliche Auffassungs-

genwärtigen oder erwarteten) Preis der Zertifikate als Kosten, im Falle einer kostenlosen Vergabe als Opportunitätskosten.

⁴⁵ Diese Argumentation trifft genau genommen nur dann zu, wenn es eine Produktionsmenge gibt, bei der ein positiver Kostendeckungsbeitrag erzielt wird. Andernfalls steht die oben diskutierte Entscheidung über eine Stilllegung an, bei der die Vergabeart durchaus eine Rolle spielt. Allerdings dürfte in diesem Fall auch bei Weiterführung einer Anlage die geringste Produktionsmenge gewählt werden, die notwendig ist, um nicht die zugeteilten Emissionsrechte zu verlieren.

⁴⁶ Der günstigste Produktionsstandort kann, aber muss nicht außerhalb Deutschlands, der EU oder anderer Annex-I-Länder liegen. Eine Reihe von Untersuchungen hat gezeigt, dass Umweltregulierungen in der Vergangenheit nur einen geringen Einfluss auf Standortentscheidungen gehabt haben. Vgl. dazu Althammer et al. (2001, S. 29ff.) und die dort zitierte Literatur.

unterschiede in der wissenschaftlichen Diskussion.⁴⁷ Einige Aspekte werden in Abschnitt 4.4 diskutiert.

4.3 Einzelwirtschaftliche Anpassungsreaktionen

Ein Unternehmen, das sich wegen des Zertifikatshandels höheren Kosten der Energienutzung ausgesetzt sieht, hat verschiedene Reaktionsmöglichkeiten:

- Kurzfristig kann es durch verändertes Verhalten (z.B. Energiemanagementsysteme) in bestehenden Anlagen die Energieeffizienz erhöhen und somit (bei gleicher Produktion) den Energieverbrauch und die CO₂-Emissionen reduzieren. Das Potenzial für solche Effizienzsteigerungen wird in der ökonomischen Theorie traditionell eher als gering angesehen, da diese davon ausgeht, dass sich die Wirtschaftsteilnehmer bereits in der Ausgangssituation effizient verhalten und weitere Effizienzsteigerungen nur über Investitionen herbei zu führen sind. Praktische Erfahrungen zeigen jedoch, dass auch kurzfristig und ohne oder mit geringem Investitionsaufwand teilweise erhebliche Energieeinsparungen realisiert werden konnten.
- Es kann die CO₂-Emissionen vermindern, indem es weniger kohlenstoffhaltige Brennstoffe einsetzt (Brennstoffsubstitution).
- Es kann versuchen, eine gegebene Produktionsmenge mit einer anderen Kombination von Produktionsfaktoren herzustellen, d.h. den Energiebedarf zu senken und relativ stärker andere Produktionsfaktoren einsetzen. Da der Ersatz von Energie durch andere Produktionsfaktoren bei gegebenem Anlagenbestand nur sehr begrenzt möglich ist, kommt diese Option erst im Zusammenhang mit Investitionen zum Tragen.
- Über gezielte Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen können neue energiesparende und emissionsärmere Technologien entwickelt werden.
- Bei höheren Produktionskosten kann es wirtschaftlich sinnvoll sein, das Produktionsvolumen zu verringern. Je nach Wettbewerbssituation kann ein Unternehmen höhere Kosten auch auf die Preise überwälzen und seine Verkaufspreise erhöhen. Die Möglichkeit für ein einzelnes Unternehmen ist umso stärker beschränkt, je leichter die Nachfrager auf Produkte von Konkurrenten wechseln können und dazu bereit sind. Leichter fällt dies, wenn die Konkurrenten ähnlichen Kostensteigerungen ausgesetzt sind und Preiserhöhungen anstreben. Diese gesamtwirtschaftliche Anpassungsreaktion wird im nächsten Abschnitt eingehender betrachtet.

Welche dieser Maßnahmen ergriffen werden, hängt von den technologischen Möglichkeiten, den Kosten, aber auch dem Zeithorizont ab. *Kurzfristig* wird davon ausgegangen, dass Verhaltensänderungen, Brennstoffsubstitution und Anpassung des Produktionsvolumens die wichtigsten Anpassungsmöglichkeiten sind. Das Anlagekapital wird

⁴⁷ Diese Unterschiede spiegeln sich auch in angewandten Modellen wider, die zur quantitativen Analyse klimapolitischer Maßnahmen eingesetzt werden.

kurzfristig als fix betrachtet und der Ersatz von Energie durch andere Produktionsfaktoren daher als nur sehr begrenzt möglich angesehen.⁴⁸ Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen werden erst über noch längere Zeiträume wirksam.

4.4 Gesamtwirtschaftliche Anpassungsmechanismen

Bei der gesamtwirtschaftlichen Betrachtung werden die Wechselwirkungen zwischen dem Verhalten der einzelnen Wirtschaftsteilnehmer betrachtet. Die wichtigsten Effekte können stark vereinfachend wie folgt kategorisiert werden:

- *Faktorsubstitution*: Die Verteuerung der Nutzung von Energie bzw. der Emission von CO₂ gibt einen Anreiz, Emissionen zu vermindern und anstelle von Energie verstärkt andere Produktionsfaktoren einzusetzen. Dies kann einerseits Arbeit sein, aber auch ein höherer Einsatz von Kapital (z.B. durch Wärmedämmung oder effizientere Maschinen). In der Regel ist die Faktorsubstitution an Investitionsvorhaben geknüpft und wird daher erst mittel- bis längerfristig wirksam. Dann ist tendenziell mit einem positiven Impuls für die Beschäftigung aufgrund der Faktorsubstitution zu rechnen.
- *Investitionswirkungen*: Vom Klimaschutz induzierte Investitionen führen zu zusätzlicher Nachfrage bei den Anbietern entsprechender Investitionsgüter. Im Gegenzug ist es möglich (aber nicht notwendig), dass andere Investitionen, die nicht der Energieeinsparung dienen, reduziert werden. Für eine quantitative Abschätzung der Gesamteffekte müssen die Verflechtungen in der Volkswirtschaft zugrunde gelegt werden.⁴⁹ Die deutsche Volkswirtschaft und die Beschäftigung haben gute Aussichten von zusätzlichen Investitionen in Maßnahmen zur Reduktion von CO₂-Emissionen zu profitieren, da ihre Wettbewerbsfähigkeit auf den entsprechenden Märkten (z.B. für energieeffiziente Maschinen oder Anlagen zur Erzeugung regenerativer Energien) als gut anzusehen ist.
- *Kosteneffekte*: In welchem Umfang in einzelnen Unternehmen oder Branchen Kostensteigerungen auftreten, hängt von der Kostenstruktur und den oben diskutierten Möglichkeiten zur Emissionsminderung ab. Preissteigerungen, die durch Klimaschutz induziert werden, können die Wettbewerbsfähigkeit von denjenigen Unternehmen oder Branchen beeinträchtigen, deren Konkurrenten keinen vergleichbaren Maßnahmen unterliegen oder davon in geringerem Maße betroffen sind. In offenen Volkswirtschaften spielt dabei i.d.R. der Wettbewerb mit ausländischen Konkurren-

⁴⁸ Das bedeutet nicht, dass nicht einzelne Unternehmen in kurzer Zeit energiesparende Investitionen vornehmen können. So ließe sich z.B. der Ersatz eines alten Kessels durch einen neuen, effizienteren in sehr kurzer Zeit realisieren. Der Kauf oder die Erstellung einer spezialisierten Maschine oder Anlage benötigt hingegen mehr Zeit. Insofern handelt es sich bei den Kategorien kurze und lange Frist nicht um Kalenderzeiträume sondern um analytische Kategorien, um unterschiedliche Handlungsmöglichkeiten von einander abzugrenzen.

⁴⁹ Derartige Analysen wurden früher mit Input-Output-Modellen durchgeführt. Heute gibt es leistungsfähigere Instrumente, in die dieser Teilaspekt integriert ist, z.B. berechenbare Gleichgewichtsmodelle (CGE-Modelle).

ten eine große Rolle. Je geringer die Qualitätsunterschiede zwischen inländischen und ausländischen Produkten sind, desto eher werden die Nachfrager bereit sein, den Lieferanten zu wechseln. In der Folge können inländische Unternehmen durch das ausländische Angebot verdrängt werden. Längerfristig könnten inländische Unternehmen ihre Produktion auch ins Ausland verlagern und von dort den heimischen Markt beliefern. Inwieweit dies attraktiv ist, hängt z.B. von den Transportkosten, der Verfügbarkeit qualifizierter Arbeitskräfte, der Investitionssicherheit im Gastland und einer Vielzahl weiterer Standortbedingungen ab. Eine Reihe von Untersuchungen hat gezeigt, dass Umweltregulierungen in der Vergangenheit nur einen geringen Einfluss auf Standortentscheidungen gehabt haben.⁵⁰ Da etwa zwei Drittel des Außenhandels deutscher Unternehmen innerhalb der europäischen Union stattfinden (und sich dieser Anteil nach Erweiterung der EU noch erhöhen wird), unterliegen auch die meisten Konkurrenten diesem Kostendruck.

Einzelne Branchen können aufgrund hoher Transportkosten, technischer Eigenschaften oder administrativer Maßnahmen weitgehend vom internationalen Wettbewerb abgeschottet sein. Selbst in diesem Fall können Wettbewerbseffekte auftreten: Emissionsintensive Branchen wären einem höheren Kostendruck ausgesetzt und würden im Wettbewerb mit weniger emissionsintensiven Sektoren an Boden verlieren. Dieser Effekt dürfte jedoch deutlich geringer ausfallen, da die Nachfrager i.d.R. eher bereit sind, bei der Verteuerung eines Produktes auf gleichartige importierte Produkte zurück zu greifen, als zugunsten anderer inländischer Produkte die Nachfrage zu verringern.⁵¹ Im Fall beschränkten internationalen Wettbewerbs bieten sich einem Sektor bessere Möglichkeiten, die Kosten des Emissionshandels auf die Preise zu überwälzen. Daraus folgt jedoch nicht, dass die Wettbewerbsintensität durch staatliche Eingriffe künstlich reduziert werden sollte. Derartige Interventionen können erhebliche Marktstörungen verursachen und der Volkswirtschaft mehr Schaden als Nutzen zufügen. Wenn ein geschützter Sektor zusätzlich kostenlose Emissionsrechte erhält, kann sich seine Rentabilität sogar erhöhen.⁵²

- *Innovationseffekte*: Die Verteuerung der Nutzung fossiler Energien gibt einen Anreiz, Forschungs- und Entwicklungsvorhaben zur Emissionsminderung und Energieeinsparung zu intensivieren. Die Rate des technischen Fortschritts hat eine zentrale Bedeutung für die langfristigen Kosten des Klimaschutzes und die Wettbewerbsfähigkeit einer Volkswirtschaft.⁵³ Eine Volkswirtschaft kann so frühzeitig

⁵⁰ Vgl. z.B. Jaffé et al. (1995) und Levinson (1996), OECD (2001).

⁵¹ Dies kommt in einer geringeren Preiselastizität der Nachfrage zum Ausdruck.

⁵² Es wäre zu prüfen, inwiefern z.B. die europäische Stromwirtschaft von diesem Effekt profitieren könnte, da sie zumindest kurzfristig nur in beschränktem Umfang mit außereuropäischer Konkurrenz rechnen müsste.

⁵³ Der positive Effekt höherer Innovation wird in quantitativen Analysen meist nicht erfasst, da technischer Fortschritt i.d.R. als exogene Größe betrachtet wird, die durch Klimapolitik nicht verändert wird.

Wettbewerbsvorteile auf Zukunftsmärkten – einen „First mover advantage“ entwickeln.⁵⁴

- *Budgeteffekte:* Sofern Emissionsrechte vom Staat versteigert werden, ist dies mit zusätzlichen Staatseinnahmen verbunden. Andererseits kann eine Senkung des Energieverbrauchs oder eine Verschlechterung der Gewinnsituation von Unternehmen zu einem Rückgang der Steuereinnahmen führen. Bei einem positiven Budgeteffekt kann der Staat Steuern und Abgaben senken, seine Ausgaben erhöhen oder die Staatsverschuldung abbauen.⁵⁵ Mit jeder dieser Alternativen gehen volkswirtschaftliche Impulse einher. Eine Abschätzung dieser Effekte ist mit Hilfe komplexer gesamtwirtschaftlicher Modelle möglich, die die genannten Wechselwirkungen abbilden.

Neben diesen Auswirkungen, die unmittelbar durch den Klimaschutz angestoßen werden können, wird auf der gesamtwirtschaftlichen Ebene eine Reihe weiterer Mechanismen wirksam, die tendenziell Ungleichgewichten auf den Märkten entgegen wirken. So führt etwa eine Verschlechterung der Leistungsbilanz zu einer Abwertung der heimischen Währung⁵⁶, oder höhere Arbeitslosigkeit zu einem geringeren Anstieg der Löhne. Welche Anpassungsmechanismen zum Tragen kommen, und inwiefern diese geeignet sind, ein volkswirtschaftliches Gleichgewicht herzustellen, ist umstritten. Welche der teilweise gegenläufigen Effekte dominieren und in welchen Umfang mit einer Gesamtreaktion zu rechnen ist, kann nur mit computergestützten Modellsimulationen ermittelt werden. Eine solche Analyse war im Rahmen dieser Studie nicht angestrebt. Vielmehr sollten einige grundlegende Wirkungsmechanismen hervorgehoben werden, die im Gegensatz zu den bei oberflächlicher Betrachtung erwarteten Effekten häufig zu überraschenden Ergebnissen führen. Diese werden im folgenden nochmals kurz zusammengefasst.

⁵⁴ Vgl. Porter (1990) sowie OECD (2001) und die dort zitierte Literatur.

⁵⁵ Viele Ökonomen empfehlen, umweltpolitische Instrumente auch zur Einnahmenerzielung zu verwenden, insbesondere Emissionsrechte zu versteigern, um durch den Abbau von verzerrenden Abgaben die Effizienz der Volkswirtschaft steigern zu können. Vgl. z.B. Parry (2002).

⁵⁶ Seit Einführung der europäischen Gemeinschaftswährung sind Wechselkursänderungen nur noch als Reaktion auf gesamteuropäische Ungleichgewichte zu erwarten. Gesamtwirtschaftliche Störungen in einzelnen europäischen Ländern hingegen werden nicht mehr in vollem Umfang zum Tragen kommen.

4.5 Einige vorläufige Schlussfolgerungen

Aus den vorangegangenen Überlegungen lassen sich einige Folgerungen für die Beurteilung alternativer Anfangsallokationen ziehen:

1. Die Auswirkungen unterschiedlicher Verfahren der Erstverteilung von Emissionsrechten auf Produktion, Beschäftigung und Investitionen hängen teilweise davon ab, ob diese bei der Stilllegung einer Anlage verfallen oder vom (ehemaligen) Anlagenbetreiber wirtschaftlich verwertet werden können. Wenn die Erstausrüstung bei Stilllegung zurückzugeben ist, kann eine kostenlose Erstvergabe einen Anreiz geben, Anlagen weiter zu betreiben, auch wenn die Produktion keinen positiven Kostendeckungsbeitrag erbringt.
2. Für das Produktionsniveau und die Arbeitsnachfrage in bestehenden Anlagen hat die Verteilung der Anfangsausstattung kurzfristig keine direkte Auswirkung. Der Preis von Emissionsrechten fließt unabhängig von der Anfangsausstattung in die Deckungsbeitragsrechnung der Unternehmen ein und beeinflusst deren Produktionsentscheidung.
3. Längerfristig kann sich die Anfangsverteilung auf Investitionsentscheidungen auswirken. Bei Ersatzinvestition kann der Wert kostenloser Emissionsrechte als Ertrag der Investition angesehen werden, sofern die Vergabe an die Aufrechterhaltung einer bestimmten Produktionsanlage oder Produktionskapazität gebunden ist und sich somit der Investitionsanreiz erhöht. Für Neueinsteiger würde die kostenlose Zuteilung von Emissionsrechten die Rentabilität einer Investition erhöhen und somit die Standortqualität (unter sonst gleichen Umständen) verbessern. Der EU-Richtlinienentwurf sieht gegenwärtig eine Festlegung auf eine kostenlose Vergabe nur für die erste Periode von 2005 bis 2007 vor, wobei sich auch für die Periode 2008 bis 2012 eine weitgehend kostenlose Zuteilung der Emissionsrechte abzeichnet. Bezüglich neuer Marktteilnehmer wird gefordert, dass für diese der Zugang zu Emissionsrechten sichergestellt werden soll, nicht aber eine kostenlose Anfangsausstattung.
4. Über die kostenlose Vergabe von Emissionsrechten besteht also durchaus die Möglichkeit, den durch den Emissionshandel induzierten Strukturwandel zu steuern, wenn das Regelwerk entsprechend ausgestaltet wird. Kurzfristig kann dies durch den Bestandsschutz für bestehende Anlagen sowie die Gefahr von Strukturbrüchen und nachteiligen Auswirkungen auf die Volkswirtschaft gerechtfertigt werden. Aus volkswirtschaftlicher Sicht ist es jedoch fragwürdig, längerfristig auf diese Art Strukturpolitik betreiben zu wollen. Der EU-Richtlinienentwurf nennt daher Kriterien für die Anfangsverteilung und behält sich vor, diese auch unter beihilferechtlichen Aspekten zu prüfen.

Aus gesamtwirtschaftlicher Sicht erscheint es als fragwürdig, den Lösungsraum der marktwirtschaftlichen Optimierungsprozesse einzuschränken, zumal damit auch die Effizienz des Systems erheblich eingeschränkt werden kann. Auch vor diesem Hintergrund sollten sich alle Ausgestaltungsoptionen für das Emissionshandelssystem strikt an der Anforderung ausrichten, eine möglichst große Vielfalt an Emissionsminderungs-

maßnahmen zu ermöglichen. Dazu gehört auch die Schaffung umfassender Anreize zum Brennstoffwechsel.

Schließlich bleibt auch darauf hinzuweisen, dass sich die Ertragslage der Unternehmen innerhalb einer Branche auch über die Marktpreiseffekte des Emissionshandelssystems nachhaltig verändern kann. Sofern sich über die Opportunitätskosten der CO₂-Emission der Marktpreis für bestimmte Produkte (abhängig von der jeweils teuersten zum Einsatz kommenden Produktionsanlage) verändert, verändern sich die Erträge auch für alle anderen Anlagen. Sofern die Opportunitätskosten der CO₂-Emissionen für die anderen Anlagen geringer sind als bei der den Marktpreis bestimmenden Anlage, entstehen zusätzliche Erlöse, wenn sich höhere Opportunitätskosten ergeben, sinken die Netto-Erträge. Für wichtige, vom Emissionshandel erfasste Branchen wie z.B. die Stromwirtschaft können die aus solchen Markteffekten resultierenden Zusatzerträge die Verteilungseffekte des Emissionshandelssystems gegebenenfalls deutlich übersteigen.

5 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

5.1 Zusammenfassung

Mit dem Start eines anlagenbezogenen Emissionshandelssystems für Treibhausgasemissionen im Jahr 2005 erreicht ein in der theoretischen Diskussion als sehr effizient eingeschätztes Instrument des Klimaschutzes das Stadium der großflächigen Umsetzung. Dabei ist dieses Instrument auch in der praktischen Anwendung keineswegs neu. Nach überwiegend positiven Erfahrungen mit einigen nationalstaatlichen oder unternehmensinternen Emissionshandelssystemen ergibt sich jedoch mit dem Start des Emissionshandelssystems für die – ab Mitte 2004 insgesamt 25 – Mitgliedsstaaten der Europäischen Union ein Anwendungsraum, der eine bisher unbekannte Größe erreicht. Mit dieser sehr breiten Umsetzung ergeben sich wichtige Vorteile (weitgehende Vermeidung von Wettbewerbsverzerrungen, Marktfunktionalität etc.) aber auch Probleme (v.a. durch die Schwierigkeiten bei der – letztlich notwendigen – Harmonisierung der nationalen Systeme im stark subsidiär angelegten Umsetzungskonzept der EU).

Die Einführung des Instruments Emissionshandel ist von heftigen Kontroversen begleitet. Diese beziehen sich im Kern oft weniger auf das konkrete Instrument sondern vielmehr auf die klimapolitisch gesetzten Ziele. Andererseits führt dieses Instrument nicht nur zu mehr Transparenz und effizienter Ressourcenallokation, sondern hat auch signifikante Verteilungseffekte.

Mit der hier vorgelegten Studie werden die aktuelle wissenschaftliche Diskussion zu den verschiedenen Effekten des Emissionshandels anhand ausgewählter Studien ausgewertet und mit umfangreichen Modellrechnungen eine Vielzahl von möglichen Allokationsvarianten hinsichtlich ihrer Auswirkungen für die verschiedenen Sektoren analysiert.

Auf der europäischen Ebene haben in den letzten Jahren vor allem zwei Modellanalysen eines europäischen Emissionshandelssystems eine wichtige Rolle gespielt. Sowohl die Modellrechnungen im Auftrag der Europäischen Kommission (mit dem Instrumentarium des PRIMES-Modells) als auch die Simulationen im Auftrag von Eurelectric (GETS – Greenhouse Gas and Energy Trading Simulations) zeigen, dass Deutschland von der Einführung eines EU-weiten Emissionshandelssystems klar profitieren würde. Die Ergebnisse der sektoralen Analyse werfen jedoch eine Reihe von Fragen auf, die verdeutlichen, dass gerade die sektoralen Effekte von einer Reihe zentraler Annahmen abhängen, für die unterschiedliche Ansätze als begründbar erscheinen. Vor diesem Hintergrund kommt vor allem Sensitivitätsanalysen eine große Rolle zu, die in den genannten Studien eine nur untergeordnete Rolle gespielt haben.

Für die Diskussion in Deutschland ist vor allem in einer Studie im Auftrag der Industriegewerkschaft Bergbau, Chemie, Energie (IGBCE), verschiedener Unternehmen und Industrieverbände massive und grundsätzliche Kritik am Instrument Emissionshandel formuliert worden. Diese bezog sich sowohl auf unternehmensbezogene Emissionshandelssysteme mit absoluten Mengenzielen im Allgemeinen als auch auf den konzeptionellen Ansatz der geplanten Emissionshandelsrichtlinie. Eine nähere Analyse zeigt je-

doch, dass sich gerade mit den detaillierten Ausführungen in der genannten Studie die im Ergebnis vorgebrachten grundsätzlichen Vorbehalte gegen den Emissionshandel allgemein und den Entwurf der Emissionshandels-Richtlinie nicht belegen lassen. Viele der Vorbehalte beziehen sich auf die Konstruktion des Kioto-Protokolls für die erste Verpflichtungsperiode (2008-2012), die diesbezüglich vielfach diskutiert worden ist. Trotzdem bildet das Kioto-Protokoll den völkerrechtlich verbindlichen Rahmen für die Umsetzung im nationalen und europäischen Rahmen und damit natürlich auch für das geplante Emissionshandelssystem. Gerade das Plädoyer für eine Einbeziehung der projektbasierten flexiblen Mechanismen des Kioto-Protokolls stellt in diesem Kontext keineswegs einen Ablehnungsgrund für das EU-Emissionshandelssystem dar, wird doch gerade dieser Integrationsansatz aktiv verfolgt.

Entscheidend für die Analyse der gesamten wie auch der sektoralen Effekte des Emissionshandelssystems sind die bisher erbrachten Minderungsleistungen im Bergbau, dem Verarbeitenden Gewerbe sowie in der allgemeinen Elektrizitäts- und Fernwärmeversorgung.

Im Zeitraum von 1990 bis 2000 gingen die gesamten CO₂-Emissionen dieser Sektoren zwar um etwa 20 % zurück, doch zeigt sowohl der zeitliche Verlauf als auch die sektorale Differenzierung klare Unterschiede. Der größte Teil der Emissionsminderungen ist in den Jahren 1990 bis 1995 erbracht worden, seit 1999 zeigen sich sogar wieder steigende CO₂-Emissionen, was gerade im Licht der vergleichsweise schlechten konjunkturellen Entwicklung seit dem Jahr 2001 Besorgnis erregend ist.

Die größten Emissionsminderungen sind vom Bergbau und vom Verarbeitenden Gewerbe erbracht worden, hier sanken die Emissionen von 1990 bis 2001 um insgesamt 35 %. Deutlich geringere Emissionsminderungen (von 1990 bis 2000 ca. 5 %) wurden von der öffentlichen Stromversorgung erbracht. Die Gründe hierfür sind vielfältig und liegen zunächst in der noch immer dominierenden Rolle der Kohleverstromung. Auch sind Emissionen in erheblichem Umfang von der Industrie in die öffentliche Stromversorgung „verschoben“ worden. Für einen Großteil des langlebigen Kapitalstocks stehen dort umfassende Erneuerungsinvestitionen erst noch bevor. Schließlich ist der Strombedarf insgesamt, aber auch in der Industrie während der letzten Dekade erheblich angestiegen, ohne dass hier bisher eine Trendwende abzusehen ist.

Bereits aus dem Ist-Verlauf der Emissionen in der letzten Dekade lässt sich auf die herausragende Rolle einiger Sektoren für die Klimaschutzpolitik allgemein, wie auch das geplante Emissionshandelssystem im Speziellen, schließen. Dazu zählen

- der Bergbau (mit stark sinkendem Emissionstrend)
- Kokereien und Mineralölraffinerien (mit etwa stagnierendem Emissionsverlauf)
- die chemische Industrie (mit stark sinkenden Emissionen)
- das Glasgewerbe, die Herstellung von Keramik sowie die Verarbeitung von Steinen und Erden (mit anfangs stark gesunkenen, inzwischen aber stagnierenden Emissionen)

- die Metallerzeugung und –bearbeitung (mit ebenfalls zunächst stark gesunkenen, inzwischen aber wieder stagnierenden Emissionen)
- die öffentliche Strom- und Fernwärmeversorgung (mit nur sehr begrenzt gesunkenen Emissionen).

Für die Modellierung der Effekte eines Emissionshandelssystems ist die Entwicklung von Emissionsprojektionen notwendig, diese erfolgt für das Jahr 2010 in zwei Varianten.

In einer oberen Variante („Referenz“-Baseline), die vor allem eine vergleichsweise ehrgeizige Wirtschaftsentwicklung unterstellt, stabilisieren sich die Emissionen etwa auf dem Niveau des Jahres 2000. Während für den Bergbau und das Verarbeitende Gewerbe hier weiterhin leicht sinkende Emissionen unterstellt werden, ergibt sich für die öffentliche Stromversorgung ein nicht unwesentlicher Anstieg der Emissionen. Das Gesamtergebnis für die Industrie resultiert aus sehr gegenläufigen Trends. Neben Sektoren mit weiterhin stark sinkenden Emissionen (v.a. der Bergbau) zeigt eine ganze Reihe von Branchen weiterhin stagnierende bzw. auch steigende Emissionstrends.

In einer unteren Variante („Alternativ“-Baseline) ergeben sich bis zum Jahr 2010 weiterhin sinkende Emissionen. Für den Bereich Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe zeigt sich ein deutlicher Emissionsrückgang, auch im Bereich der allgemeinen Stromversorgung ergibt sich zunächst eine Stabilisierung und danach eine leichte Minderung der CO₂-Emissionen.

Im Jahr 2010 ergibt sich im Vergleich dieser beiden Projektionen ein Unterschied in den Emissionsniveaus von ca. 34 Millionen t CO₂.

Zwar fallen nicht alle industriellen Emittenten unter die geplante Emissionshandelsrichtlinie, eine nähere Analyse zeigt jedoch, dass die Richtlinie die gesamten Emissionen aus Industrie und Energiewirtschaft sehr weitgehend erfassen wird:

- etwa 99 % der Emissionen aus den Kraftwerken der öffentlichen Versorgung,
- etwa 95 % der Industriekraftwerke,
- etwa 90 % der verbleibenden CO₂-Emissionen aus anderen Verbrennungsanlagen der Industrie,
- etwa 87 bis 88 % der nicht-energiebedingten CO₂-Emissionen sowie
- etwa 80 % der Emissionen aus der Fernwärmeerzeugung.

Im Zentrum der Untersuchungen standen verschiedene Varianten für die (kostenlose) Allokation der Emissionsrechte. Den gemeinsamen Rahmen dafür bildete ein Mengenziel auf Grundlage der am 25. Juni 2001 paraphierten Vereinbarung zur CO₂-Minderung durch die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), die auf Basis der Emissionen des Jahres 1998 eine zusätzliche Minderung der CO₂-Emissionen um insgesamt 45 Millionen Tonnen CO₂ vorsieht.

Insgesamt wurden eine Vielzahl von Allokationsvarianten untersucht, die sich in sechs Gruppen zusammenfassen lassen:

- Zuteilung der Emissionsrechte auf Basis bestimmter Basisjahre oder -perioden;
- Zuteilung der Emissionsrechte auf Grundlage verschiedener Interpretationsvarianten der o.g. Vereinbarung zur KWK;
- Zuteilung der Emissionsrechte unter Berücksichtigung spezifischer Aspekte, wie den begrenzten Minderungspotenzialen bei den nicht-energiebedingten CO₂-Emissionen oder dem vorgezogenen Auslaufen der Kernenergie;
- Zuteilung der Emissionsrechte auf Basis kostenorientierter Kenngrößen;
- Zuteilung der Emissionsrechte für die allgemeine Stromversorgung auf Grundlage verschiedener Ausgestaltungsvarianten von Benchmarks;
- Zuteilung der Emissionsrechte unter Einbeziehung einer Teilauktionierung von 15 % der insgesamt zu vergebenden Emissionsrechte.

Eine Schlüsselrolle für die Analyse spielen die Annahmen zu den CO₂-Vermeidungspotenzialen in den verschiedenen Branchen und deren Kosten.

Die Grundlage bildete hier eine für die aktuellen Verhältnisse in Deutschland angepasste und überarbeitete Version der GENESIS-Datenbank, die für eine Vielzahl von Untersuchungen im europäischen Rahmen herangezogen wurde.

Daraus ergeben sich insgesamt über 600 verschiedene Maßnahmen zur Emissionsminderung, die im Jahr 2010 bis zu 90 Mio. t zusätzlicher CO₂-Minderung erfassen. Um den Unsicherheiten bei der Größe und den Kosten der Potenziale wie auch der Erschließbarkeit dieser Potenziale durch ein Emissionshandelssystem Rechnung zu tragen wurden vier verschiedene Ansätze für die Vermeidungsoptionen in Absatz gebracht:

- „Perfect policy“ mit Einbeziehung aller Vermeidungspotenziale zu den nach einem einheitlichen Raster ermittelten Vermeidungskosten;
- „No regret uncertainty“ unter Einbeziehung aller Vermeidungspotenziale, wobei jedoch den Potenzialen mit ursprünglich negativen Vermeidungskosten (also den ohnehin wirtschaftlich attraktiven Potenzialen) ein Vermeidungskostenwert von Null zugewiesen wurde;
- „Baseline uncertainty“ mit Einbeziehung nur derjenigen Vermeidungspotenziale mit Vermeidungskosten größer Null;
- „Pragmatic approach“ unter Einbeziehung derjenigen Vermeidungspotenziale mit Vermeidungskosten größer Null sowie eines Anteils von 20 % derjenigen Vermeidungspotenziale mit spezifischen Vermeidungskosten von ursprünglich kleiner Null, die jedoch für die Berechnungen auf Null gesetzt wurden;

Insgesamt dürfte sich damit die Bandbreite der denkbaren Entwicklungen abbilden lassen, wobei aber der Variante „Pragmatic approach“ eine besondere Bedeutung zukommt; sie stand deshalb im Mittelpunkt der weiteren Untersuchungen.

Über die Auswertung von Modellierungsergebnissen und bereits möglichen Marktbeobachtungen wurde die – für die Modellrechnungen exogen vorzugebende – Bandbreite der Zertifikatspreisniveaus analysiert. Es ergibt sich für den Zeithorizont 2010 eine

Bandbreite von 5 bis 30 €/t CO₂, wobei vor allem der Größenordnung von 10 €/t CO₂ eine besonders hohe Wahrscheinlichkeit eingeräumt wird. Alle Berechnungen wurden für Zertifikatspreise von 5, 10, 15 und 30 €/t CO₂ angestellt, im Mittelpunkt der Auswertungen standen jedoch die Varianten für den Standardwert 10 €/t CO₂.

Aus den Berechnungen lassen sich zunächst grobe Abschätzungen über die *Kostenvorteile* anstellen, die sich durch den Emissionshandel – im Vergleich zum Einsatz alternativer Instrumente zur Erreichung der gleichen Ziele – erzielen lassen. Insgesamt können sich hier Kostenvorteile von mehreren hundert Millionen Euro ergeben, wobei sich eine gewisse Wahrscheinlichkeit für die Bandbreite von 230 bis 545 Mio. € ergibt.

Eine nähere Analyse der *Netto-Position Deutschlands auf dem EU-Zertifikatsmarkt* ergibt ein differenziertes Bild. Deutschland wird danach insgesamt nicht notwendigerweise als Netto-Verkäufer auftreten. Eine solche Situation würde sich nur dann ergeben,

- wenn sich vergleichsweise hohe Zertifikatspreise einstellen
- oder sich die Kosten der Vermeidungspotenziale in Deutschland als eher niedrig erweisen
- oder die Emissionsentwicklung im *Business as usual* eher am unteren Rand der erwarteten Bandbreite liegt.

Aus der Vielzahl der untersuchten Allokationsvarianten ergeben sich vergleichsweise *stabile Strukturmuster*:

- die öffentliche Stromversorgung sowie die Metallherzeugung und –bearbeitung im Fall der hohen Baseline-Entwicklung mit Kosten konfrontiert, vor allem für den zusätzlichen Erwerb von Zertifikaten, im Fall einer niedrigen Baseline-Entwicklung können jedoch auch Zusatzerlöse entstehen;
- der Bergbau sowie die chemische Industrie können nahezu durchgängig mit hohen Erlösen aus nicht benötigten Zertifikaten rechnen;
- die Kosten- und Marktposition der Kokereien und Mineralölraffinerien sowie des Sektors Glasgewerbe, Herstellung von Keramik und Verarbeitung von Steinen und Erden reagiert sehr sensitiv auf die konkreten Modelle, bleibt aber vom Volumen her eher gering;
- eine Reihe sonstiger Industriezweige, wie z.B. das Ernährungsgewerbe, aber auch die Unternehmen des Fahrzeugbaus können in der ganz überwiegenden Zahl der Fälle mit zusätzlichen Erlösen rechnen, deren Umfang jedoch vergleichsweise begrenzt bleibt.

Während diese generellen Strukturen sich nahezu durchgängig identifizieren lassen, haben die Allokationsvarianten erheblichen Einfluss auf das *Volumen von Zusatzkosten und -erträgen*. Diese können – in Abhängigkeit von den Varianten – bis um den Faktor 5 differieren. Dabei muss jedoch darauf hingewiesen werden, dass sowohl die Allokationsvarianten mit besonders hohen Zusatzkosten bzw. -erträgen (v.a. Varianten mit frühen Basisjahren und gleichmäßigen Erfüllungsfaktoren) als auch diejenigen mit beson-

ders niedrigen Zusatzkosten und –erträgen (kostenorientierte Allokationsansätze) vor erheblichen Problemen hinsichtlich der Praktikabilität stehen dürften.

Die analysierten Varianten für *spezielle Problemlagen* (nicht-energiebedingte CO₂-Emissionen, vorzeitiges Auslaufen der Kernenergie) führen mit dem Zeithorizont 2010 insgesamt nur zu geringen Änderungen bei den Kosten- sowie den Zukauf-/Verkaufspositionen. Gerade vor diesem Hintergrund ergibt sich die Frage, ob und ab welchem Umfang sich der Aufwand für entsprechende Spezialregelungen im Gesamtsystem durch die jeweiligen Kostenentlastungen für die entsprechenden Branchen rechtfertigen lässt.

Orientiert sich die Allokation der Emissionsrechte vor allem an den *zu erwartenden Kosten*, wird die Spreizung zwischen den für einige Sektoren anfallenden Zusatzkosten und den für andere Branchen auftretenden Zusatzerlösen weiter verringert. Hierfür würden jedoch vergleichsweise komplizierte Verfahren notwendig, die sich vor allem auf der Anlagenebene nicht mehr als praktikabel erweisen dürften.

Verfahren mit einer *Teilauktion* der zuzuteilenden Emissionsrechte vermindern die Spreizung zwischen Zusatzkosten und –erträgen wesentlich, wobei sich die endgültigen Verteilungseffekte hier vor allem aus den Verfahren der (Re-)Distribution der eingenommenen Mittel ergeben, die im Rahmen der hier vorliegenden Studie nicht untersucht werden konnten.

Mit der Entscheidung für bestimmte Allokationsvarianten werden – bei identischen Gesamtkosten des Systems – auch Weichenstellungen über Be- und Entlastungen verschiedener Sektoren getroffen, es können sich erhebliche Verteilungseffekte einstellen. Diese Effekte können auf unterschiedliche Weise abgemildert werden. Entweder durch die Wahl einer zeitnahen Basisperiode und/oder durch die sektorale Differenzierung der Minderungsvorgaben. Während eine zeitnahe Basisperiode die Praktikabilität des Systems erhöhen dürfte, ist eine sektorale Differenzierung vor allem aus Sicht der Transparenz und der Praktikabilität des Systems sehr kritisch zu sehen. Dies gilt um so mehr, als die Spreizung zwischen „Käufern“ und „Verkäufern“ sich nicht auf die Branchenebene beschränkt, sondern sich innerhalb der jeweiligen Branchen fortsetzt. Die gegebenenfalls aus einer zeitnahen Basisperiode und über alle Sektoren einheitlichen Minderungsvorgaben (Erfüllungsfaktoren) resultierenden Probleme für besondere Konstellationen (hierzu gehört vor allem auch die Frage von Wettbewerbsverzerrungen durch eine fehlende Berücksichtigung von „Early action“) sollten eher auf Einzelfallbasis gelöst werden, die entsprechenden Ausnahmetatbestände sollten jedoch auf das unbedingt notwendige Maß begrenzt werden.

Eine Analyse der sich aus unterschiedlichen Allokationsverfahren ergebenden Anreizwirkungen ergibt schließlich ein differenziertes Bild:

- Auswirkungen auf den Betrieb existierender Anlagen, d.h. auch auf die Produktion und Beschäftigung ergeben sich in der kurzfristigen Perspektive allein aus der Einführung des Emissionshandelssystems und das sich einstellende Preisniveau für die Zertifikate (Opportunitätskosten der CO₂-Emission) und sind weitgehend unabhängig vom Zuteilungsverfahren für die Emissionsrechte.

- Für Investitionsentscheidungen kann dagegen das Vergabeverfahren eine Rolle spielen wobei der Umgang mit Anlagenstilllegungen und die Regelungen zur Ausstattung von Neuanlagen mit Emissionsrechten von besonderer Bedeutung sind.

Über die Zuteilungsverfahren für die Emissionsrechte besteht damit grundsätzlich die Möglichkeit, den Strukturwandel zu steuern. Aus gesamtwirtschaftlicher Sicht ist es jedoch fragwürdig, den Lösungsraum der marktwirtschaftlichen Optimierungsprozesse einzuschränken, zumal damit auch die Effizienz des Systems erheblich eingeschränkt werden kann.

Auch vor diesem Hintergrund sollten sich alle Ausgestaltungsoptionen für das Emissionshandelssystem strikt an der Anforderung ausrichten, eine möglichst große Vielfalt an Emissionsminderungsmaßnahmen zu ermöglichen. Dazu gehört auch die Schaffung umfassender Anreize zum Brennstoffwechsel.

Die Verteilungseffekte der (kostenlosen) Zuteilung von Emissionsrechten beschränken sich nicht auf verschiedene Sektoren sondern sind in ähnlicher Dimension auch innerhalb der jeweiligen Branchen zu erwarten. Vor diesem Hintergrund kommt der Transparenz und Nachvollziehbarkeit, aber auch der Einfachheit der Allokationsregelungen sowie der Beschränkung von Sonderregelungen auf das unbedingt notwendige Maß eine besondere Bedeutung zu. Gerade für die Ausarbeitung des Nationalen Allokationsplans ergibt sich – wie von der Emissionshandelsrichtlinie gefordert – die Notwendigkeit einer umfassenden Transparenz und Partizipation sowie eines weitgehenden Verzichts auf intransparente Verhandlungslösungen.

Schließlich zeigt gerade die Analyse der Vermeidungsoptionen, dass auch im Bereich der Industrie eine ganze Reihe von bereits heute wirtschaftlich attraktiven Emissionsminderungspotenzialen existieren, die aus vielfältigen Gründen (Informationsdefizite, Marktmacht, strukturelle Hemmnisse etc.) auch mit zusätzlichen Preissignalen nur schwer zu erschließen sind. Mit der Einführung des Emissionshandelssystems wird ein wichtiger Schritt zur Internalisierung externer Kosten getan, der kurz- und mittelfristig die Rolle anderer Instrumente verändern kann. Aber auch zukünftig wird sich die Einbettung dieses zentralen Instruments zukünftiger Klimaschutzpolitik in einen umfassenden, wenn auch im Vergleich zur heutigen Situation neu justierten Policy-Mix als notwendig erweisen.

5.2 Schlussfolgerungen

In der Zusammenschau ergeben sich aus den Literaturanalysen sowie den eigenen Modelluntersuchungen einige zentrale Schlussfolgerungen für die Einführung des EU-Emissionshandelssystems im Kontext einer umfassenden Klimaschutzstrategie.

Die wirtschaftlichen Effekte des Emissionshandels müssen immer im *Vergleich* zum Einsatz alternativer Instrumente für die Realisierung identischer Ziele und der entsprechenden Kosten beurteilt werden. Der Emissionshandel erlaubt – im Vergleich zur Zielerreichung mit alternativen Instrumenten – erhebliche Kosteneinsparungen (230 bis 545 Mio. € p.a.).

Die *Struktur der Verteilungseffekte*, die der Emissionshandel zweifelsohne hat, ist für die verschiedenen Branchen vergleichsweise stabil. Eine wesentliche Einflussgröße bildet hier jedoch auch die unterstellte Emissionsentwicklung im *Business as usual*-Fall.

Die *Größenordnung der Verteilungseffekte* kann durch die konkrete Allokationsmethode (auch in den aktuell diskutierten Varianten) erheblich beeinflusst werden (Faktor 5). Das herausragende Ausgestaltungsmerkmal dabei ist vor allem das Basisjahr bzw. die Einführung von wirkungsgleichen Regelungen (z.B. Early action).

Die Berechnungen verdeutlichen sehr gut das System „*kommunizierender Röhren*“ in der Allokation: Sofern einige Sektoren zusätzliche Ausstattungen erhalten hat dies unmittelbar Folgen für andere Branchen.

Berücksichtigt werden sollte auch die Tatsache, dass die Verteilungseffekte *innerhalb* bestimmter Branchen durchaus größer sein können als *zwischen* verschiedenen Branchen. Mit Verteilungseffekten begründete Forderungen nach branchenbezogenen Sonderregelungen sollten also stets sehr kritisch hinterfragt werden.

Die Allokation sollte in einer Weise erfolgen, dass die Bandbreite der Emissionsminderungsmöglichkeiten *nicht* eingeschränkt wird (z.B. durch brennstoffbezogene Benchmarks) und damit die Effizienz des Systems (erheblich) eingeschränkt wird.

Transparenz ist ein außerordentlich wichtiges Kriterium für die Allokation, d.h. die diskutierten Sonderregelungen sollten auf das unvermeidliche Maß beschränkt werden. In diesem Zusammenhang sollte auch auf intransparente Verhandlungslösungen weitgehend verzichtet werden.

Da auch durch ein Emissionshandelssystem nur ein Teil der Hemmnisse für Emissionsminderungsmaßnahmen beseitigt (technisch-wirtschaftliche Optionen) und damit auch nur einen Teil der vorhandenen Potentiale ausgeschöpft werden kann, wird auch zukünftig ein *Policy-Mix der Klimaschutzpolitik* notwendig werden.

6 Literatur

- AGEP (Arbeitsgemeinschaft Energie- und Systemplanung); RWI (Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung) (2002): Zertifikatehandel für CO₂-Emissionen auf dem Prüfstand – Ausgestaltungsprobleme des Vorschlags der EU für eine ‘Richtlinie zum Emissionshandel’. Lit Verlag: Münster, Hamburg, London.
- Althammer, W.; Biermann, F.; Dröge, S.; Kohlhaas, M. (2001): Handelsliberalisierung kontra Umweltschutz? – Ansätze für eine Stärkung umweltpolitischer Ziele in der Welthandelsordnung. Berlin: Analytica.
- Capros, Pantelis; Mantzos, Leonidas (2000): The Economic Effects of EU-Wide Industry-Level Emission Trading to Reduce Greenhouse Gases – Results from PRIMES Energy Systems Model, E3M Lab, Institute of Communication and Computer Systems of the National Technical University of Athens.
- ECOFYS (2001): Economic Evaluation of Sectoral Emission Reduction Objectives for Climate Change, Bottom-up Analysis of Emission Reduction Potentials and Costs for Greenhouse Gases in the EU. http://europa.eu.int/comm/environment/enveco/climate_change/sectoral_objectives.htm.
- Enquete-Kommission Energie (2002): Endbericht der Enquete-Kommission “Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung”. Deutscher Bundestag. Drucksache 14/9400 vom 07.07.2002.
- ERM (Environmental Resources Management); Eurelectric (Union of the Electricity Industry) (2002): GETS 3 – Greenhouse Gas and Energy Trading Simulation. Final Report, Environmental Resources Management, March 2002. www.eurelectric.org.
- Jaffe, Adam B.; Peterson, Steven R.; Portney, Paul R.; Stavins, Robert (1995): Environmental Regulation and the Competitiveness of U.S. Manufacturing. *Journal of Economic Literature*, 33. S. 557-572.
- Levinson, Arik (1996): Environmental Regulation and Industry Location: International and Domestic Evidence. In: Bhagwati, Jagdish; Hudec, Robert E. (Eds.): Fair Trade and Harmonization: Prerequisites for Free Trade? Volume 1: Economic Analysis. Cambridge, MA.
- Metzger, Bertholt R.; Wieler, Barbara; Pelchen, Arthur (2001): Gewinnen mit CO₂-Emissionsrechten – Was bringt ein Handelssystem für ihr Unternehmen? *Elektrizitätswirtschaft* Nr. 13.
- Natsource LCC; GCSI (Global Change Strategies International Inc.) (2002): Assessment of Private Sector Anticipatory Response to Greenhouse Gas Market Development.

- OECD (Organisation for Economic Co-Operation and Development) (2001): Environmental issues in policy-based competition for investment: a literature review. ENV/EPOC/GSP (2001).
- Parry, Ian. W. H. (2002): Are Tradable Emissions Permits a Good Idea? Issues Brief 02-33, Resources for the Future, November. http://www.rff.org/issue_briefs/PDF_files/0233.pdf.
- Porter, M. (1990): The Competitive Advantage of Nations. New York: Free Press.
- Prognos (2001): Energiepolitische und gesamtwirtschaftliche Bewertung eines 40%-Reduktionsszenarios. Endbericht im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Basel, 19. Januar 2001.
- Prognos (Prognos AG); IER (Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung); WI (Wuppertal-Institut) (2002): Bericht Szenarienstudie. Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung" des Deutschen Bundestages. Basel, Stuttgart, Wuppertal, 17. Juni 2002.
- Springer, U. (2001): The Market for GHG Permits under the Kyoto Protocol - A Survey of Model Studies. Institute for Economy and the Environment, University of St. Gallen; zitiert nach: Natsource LCC/GCSI (2002), S. 7.
- Wieler, Barbara (2003): Emissionszertifikate: Börse/Handel. Vortrag beim VKU/ASEW-Infotag Emissionshandel am 02.-03.06.2003 in Frankfurt am Main.