Climate Change

Climate Change
1
08
ISSN 1862-4359

Politikszenarien für den Klimaschutz IV

Szenarien bis 2030

Umwelt Bundes Amt
Für Mensch und Umwelt

UMWELTFORSCHUNGSPLAN DES
BUNDESMINISTERIUMS FÜR UMWELT,
NATURSCHUTZ UND REAKTORSICHERHEIT

Forschungsbericht 205 46 434
UBA-FB 001097

Climate Change
1
08
ISSN
1862-4359

Politikszenarien für den Klimaschutz IV

Szenarien bis 2030

von

Felix Chr. Matthes, Sabine Gores, Verena Graichen, Ralph O. Harthan

Öko-Institut, Institut für Angewandte Ökologie

Peter Markewitz, Patrick Hansen, Manfred Kleemann, Volker Krey, Dag Martinsen

Forschungszentrum Jülich, Institut für Energieforschung - Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEF-STE)

Jochen Diekmann, Manfred Horn, Hans-Joachim Ziesing

Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW Berlin)

Wolfgang Eichhammer, Claus Doll, Nicki Helfrich, Luisa Müller, Wolfgang Schade, Barbara Schlomann

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (FhG-ISI)

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Diese Publikation ist ausschließlich als Download unter
http://www.umweltbundesamt.de
verfügbar.

Die in der Studie geäußerten Ansichten
und Meinungen müssen nicht mit denen des
Herausgebers übereinstimmen.

Herausgeber: Umweltbundesamt
Postfach 14 06
06813 Dessau-Roßlau
Tel.: 0340/2103-0
Telefax: 0340/2103 2285
Internet: http://www.umweltbundesamt.de

Redaktion: Fachgebiet I 4.2
Kai Kuhnhenn

Dessau-Roßlau, Januar 2008

Berichts-Kennblatt

1. Berichtsnummer	2.	3.
4. Titel des Berichts Politikszenarien IV - Szenarien für den Projektionsbericht 2007		
5. Autor(en), Name(n), Vorname(n) Matthes, F.Chr.; Markewitz, P.; Diekmann, J.; Eichhammer, W.; Gores, S.; Graichen, V.; Harthan, R.O.; Hansen, P.; Kleemann, M.; Krey, V.; Martinsen, D.; ; Horn, M.; Ziesing, H.-J.; Schade, W.; Schlomann, B.; Doll, C.; Helfrich, N.; Müller, L.; Cook, V.	8. Abschlussdatum 16. November 2007	
	9. Veröffentlichungsdatum	
6. Durchführende Institution (Name, Anschrift) Öko-Institut, Novalisstr. 10, D-10115 Berlin DIW Berlin, Königin-Luise-Str. 5, D-14195 Berlin FZJ, IEF-STE, D-52425 Jülich FhG-ISI, Breslauer Str. 48, D-76139 Karlsruhe	10. UFOPLAN-Nr. 205 46 434	
	11. Seitenzahl 383	
7. Fördernde Institution (Name, Anschrift) Umweltbundesamt Wörlitzer Platz 1 D-06844 Dessau	12. Literaturangaben 132	
	13. Tabellen und Diagramme 144	
	14. Abbildungen 87	
15. Zusätzliche Angaben		
16. Kurzfassung Es werden Szenarien für Energieverbrauch und Treibhausgasemissionen erstellt. Diese erfassen die Endverbrauchssektoren (Haushalte, GHD, Verkehr, Industrie) sowie die Umwandlungssektoren (Strom- und Fernwärmeerzeugung, andere Energiesektoren). Die Szenarien wurden über die Modellierungen sektorspezifischer politischer Maßnahmen und Ziele entwickelt. Berücksichtigt werden im Mit-Maßnahmen-Szenario die im Zeitraum 2000 bis Sommer 2006 umgesetzten politischen Maßnahmen. Im Ohne-Maßnahmen-Szenario wird eine hypothetische Entwicklung abgebildet, die sich ohne diese Maßnahmen ergeben haben könnte und im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario werden zusätzliche energie- und klimapolitische Maßnahmen oder Zielvorgaben abgebildet. Das Basisjahr für die Szenarien ist 2000, der Szenariohorizont reicht bis 2030.		
17. Schlagwörter Klimaschutzpolitik, Energiepolitik, Emissionsminderungsmaßnahmen, Implikationsanalysen, Energieszenarien, Energiemodelle, Erneuerbare Energien, Verkehrsszenarien		
18. Preis	19.	20.

Report Cover Sheet

1. Report No.	2.	3.
5. Report Title Policy Scenarios IV – Scenarios for the Projection Report 2007		
5. Author(s), Family Name(s), First Name(s) Matthes, F.Chr.; Markewitz, P.; Diekmann, J.; Eichhammer, W.; Gores, S.; Graichen, V.; Harthan, R.O.; Hansen, P.; Kleemann, M.; Krey, V.; Martinsen, D.; ; Horn, M.; Ziesing, H.-J.; Schade, W.; Schlomann, B.; Doll, C.; Helfrich, N.; Müller, L.; Cook, V.	8. Report Date 16 November 2007	
	9. Publication Date	
6. Performing Organisation (Name, Address) Öko-Institut, Novalisstr. 10, D-10115 Berlin DIW Berlin, Königin-Luise-Str. 5, D-14195 Berlin FZJ, IEF-STE, D-52425 Jülich FhG-ISI, Breslauer Str. 48, D-76139 Karlsruhe	10. UFOPLAN-Ref. No. 205 46 434	
	11. No. of Pages 383	
7. Sponsoring Agency (Name, Address) Umweltbundesamt Wörlitzer Platz 1 D-06844 Dessau	12. No. of References 132	
	13. No. of Tables, Diagrams 144	
	14. No. of Figures 87	
15. Supplementary Note		
16. Abstract Scenarios are developed for energy consumption and greenhouse gas emissions. These comprise the end-use sectors (residential, tertiary, transport, industry) as well as the transformation sectors (electricity and district heat production, other energy sectors). The scenarios were elaborated using modellings of sector-specific policy measures and targets. The policy measures implemented in the time period of 2000 to mid-2006 are taken into account in the with measures scenario. In the without measures scenario, a hypothetical development is described which could have taken place, had these measures not been implemented. In the with additional measures scenario, additional measures and targets of energy and climate policy are represented. The base year for the scenarios is 2000; the time horizon extends to 2030.		
17. Keywords Climate protection policy; energy policy; mitigation measures; implication analyses; energy scenarios; energy models; renewable energies; transport scenarios		
18. Price	19.	20.

Förderhinweis

Dieses Projekt wurde finanziell vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und vom Umweltbundesamt im Rahmen des Umweltforschungsplanes 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.

Zusammenfassung

Als Hintergrundstudie für die Erstellung des deutschen Projektionsberichtes 2007 sowie für andere klimapolitische Vorhaben werden im Projekt „Politikszenarien für den Klimaschutz IV“ Szenarien für die Entwicklung der Treibhausgasemissionen aus deutschen Quellsektoren für den Zeitraum 2000 bis 2030 erarbeitet:

- ein *Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS)*, in dem die im Zeitraum 2000 bis Mitte 2006 ergriffenen klima- und energiepolitischen Maßnahmen berücksichtigt werden und dem eine hohe prognostische Relevanz zukommt;
- ein *Ohne-Maßnahmen-Szenario (OMS)*, in dem eine hypothetische Entwicklung für den Fall abgebildet wird, dass diese Maßnahmen nicht ergriffen worden wären;
- *ein Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario (MWMS)*, in dem zusätzlich die Wirkung weiterer – in Abstimmung mit dem Auftraggeber definierter – klima- und energiepolitischer Instrumente (oder entsprechender Zielvorgaben) für die Szenarienentwicklung berücksichtigt wird.

Im Rahmen der Szenarienanalysen erfolgt eine detaillierte Bewertung der bisher ergriffenen bzw. auch darüber hinausgehender klima- und energiepolitischen Maßnahmen hinsichtlich ihrer Effekte für die Entwicklung der deutschen Treibhausgasemissionen. Berücksichtigt werden dabei die Emissionen der vom Kyoto-Protokoll erfassten Treibhausgase Kohlendioxid (CO_2), Methan (CH_4), Lachgas (N_2O), halogenierte Fluorkohlenwasserstoffe (HFKW), perfluorierte Kohlenwasserstoffe (FKW) und Schwefelhexafluorid (SF_6) für die Quellsektoren Energie, Industrieprozesse, Produktverwendung und Abfallwirtschaft. Die Quellbereiche Landwirtschaft (hinsichtlich der CH_4- und N_2O-Emissionen) sowie Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft wurden in die Analysen auftragsgemäß nicht mit einbezogen.

Zur Szenarienentwicklung wird ein Energiesystemmodell eingesetzt, mit dessen Hilfe die Ergebnisse detaillierter – zum Teil modellgestützter – Sektoranalysen zu einem konsistenten und vollständigen Mengengerüst für die energiewirtschaftliche Entwicklung verdichtet werden. Spezifische Untersuchungen werden für die Bereiche Raumwärme und Warmwasser, elektrische Geräte, Verkehr, Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und die fossile Stromerzeugung angestellt. Für die anderen Quellbereiche wurden Ergebnisse anderer Untersuchungen übernommen bzw. eingearbeitet.

Die Ergebnisse der energiewirtschaftlichen Modellierung bilden zusammen mit ergänzenden und teilweise wiederum modellgestützten Analysen für Industrieprozesse, Produktverwendung sowie Abfallwirtschaft die Grundlage für die detaillierte Berechnung der Treibhausgasemissionen, die passfähig zur Struktur und den Emissionsniveaus des aktuellen deutschen Treibhausgasinventars ermittelt werden.

Die Entwicklung der Szenarien und die Maßnahmenbewertung erfolgt so, dass den Anforderungen für den Projektionsbericht sowohl hinsichtlich der Emissionsergebnisse als

auch der Hintergrundparameter und Indikatoren weitgehend Genüge getan und ein hohes Maß an Transparenz und Vergleichbarkeit gesichert werden kann.

Rahmendaten

Für die Entwicklung der Energiebedarfs- und Emissionsszenarien spielt eine Reihe wichtiger Rahmensetzungen eine entscheidende Rolle. Dies betrifft sowohl die demographischen und wirtschaftlichen Rahmendaten als auch die Entwicklung der Energiepreise.

Tabelle Z- 1 Ausgewählte demographische und wirtschaftliche Rahmendaten, 2000-2030

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Demographische Entwicklung							
Wohnbevölkerung (1.000 Einwohner)	82.260	82.438	82.411	81.902	81.393	80.407	79.421
Private Haushalte (1.000 Haushalte)	38.151	39.178	39.665	39.843	40.021	39.869	39.716
Wirtschaftliche Entwicklung							
Bruttoinlandsprodukt	2.063	2.129	2.305	2.487	2.669	2.849	3.029
Bruttowertschöpfung des Verarbeitenden Gewerbes (Mrd. €2000)	426	457	471	505	540	575	610
Beschäftigte im Verarbeitenden Gewerbe (1.000 Beschäftigte)	7.950 (2002)		7.223	6.920	6.617	6.346	6.074
Beschäftigte im Dienstleistungssektor (1.000 Beschäftigte)	26.967 (2002)		27.728	28.055	28.381	28.090	27.798
Primärenergieträgerpreise							
Brent-Rohöl (US $2000 je bbl)	28	48	50	49	47	54	60
Steinkohle (€2000 je t SKE)	42	62	53	53	52	54	56
CO_2-Zertifikatspreise (€2000 je EUA)	-	17	16	20	23	27	30

Quellen: Statistisches Bundesamt, Bafa, EIA, EWI/Prognos.

Der Szenarienentwicklung liegt eine demographische Entwicklung zugrunde, in der die deutsche Wohnbevölkerung in der Periode 2005 bis 2010 ihr höchstes Niveau erreicht und in den folgenden Jahren stetig zurückgeht, so dass für das Jahr 2030 nur noch etwa 79 Millionen Einwohner erwartet werden. Trotzdem erhöht sich die Zahl der Privathaushalte durch den anhaltenden Trend zu kleineren Haushalten bis zum Jahr 2020 noch leicht und geht erst in der anschließenden Dekade leicht zurück.

Für die wirtschaftliche Entwicklung wird bis zum Jahr 2030 ein relativ stetiges Wachstum unterstellt, so dass das Niveau des deutschen Bruttoinlandsproduktes im Jahr 2030 um ca. 47 % über dem des Jahres 2000 liegt. Die Bruttowertschöpfung im Verarbeitenden Gewerbe nimmt im gleichen Zeitraum mit etwa 43 % etwas geringer zu. Hinsichtlich der Beschäftigungsstruktur wird davon ausgegangen, dass das Beschäftigungsniveau im Verarbeitenden Gewerbe im Jahr 2030 um etwa 2 Millionen unter dem von 2002 liegen wird, dies entspricht einem Rückgang von etwa 24 %. Für den Bereich privater und öffentlicher Dienstleistungen wird von einem leichten Zuwachs der Beschäftigten in der Größenordnung von knapp 1 Million ausgegangen, dies entspricht einem Anstieg um etwa 3 %.

Für die Entwicklung der Primärenergiepreise liegt den Szenarien ein Rohölpreis von ca. 60 US$ je Barrel für das Jahr 2030 zu Grunde, im Vergleich zum Jahr 2005 entspricht dies einer inflationsbereinigten Verteuerung um etwa 24 %. Für Steinkohle wird dagegen von einem leichten Absinken der Preise ausgegangen, so dass importierte Steinkohle im Jahr 2030 um ca. 10 % preiswerter wäre als im Jahr 2005. Hinsichtlich der Preise für EU-Emissionsberechtigungen liegt den Szenarien ein ab 2010 leicht steigender Preis zu Grunde, der im Jahr 2030 ein Niveau von 30 € je EUA erreicht.

Raumwärme und Warmwasser für Wohn- und Nichtwohngebäude

Im *Mit-Maßnahmen-Szenario* werden die größten Einsparungen durch die monetären Förderprogramme erzielt. Dies sind die KfW-Programme und das Marktanreizprogramm. Darüber hinaus sind die ordnungsrechtlichen Maßnahmen „Novellierung der EnEV“ und der „Energieausweis“ zu nennen. Flankierende Wirkungen entstehen durch Öffentlichkeitsarbeit und Beratung. Die monetären und ordnungsrechtlichen Maßnahmen erreichen 2030 zusammen eine doppelzählungsfreie Einsparung von 15 Mt CO_2. Die erfolgreichste Einzelmaßnahme ist dabei das KfW-CO_2-Gebäudesanierungsprogramm mit einer Einsparung von 5,3 Mt. Darauf folgt das Marktanreizprogramm Biomasse mit 4,6 Mt. Die sonstigen, nicht einzeln quantifizierbaren Maßnahmen erzielen zusammen eine Einsparung von 14 Mt.

Bei der Darstellung der Energieverbrauchsentwicklung werden die Fernwärme und der Stromverbrauch mit bilanziert. Die Einsparungen bis 2030 betragen im *Mit-Maßnahmen-Szenario* gegenüber 1990 (2006) rund 9 % (16 %), wenn Strom und Fernwärme mit berücksichtigt werden. Ohne Strom und Fernwärme belaufen sich die Einsparungen auf 5 % (14 %). Die Einsparungen gegenüber 2006 sind größer als gegenüber 1990, da der absolute Energieverbrauch von 1990 bis 2005 im Mittel noch angestiegen ist. Erst ab 2006 fällt der Energieverbrauch. Die genannten Einsparungen werden durch Effizienzverbesserungen erreicht. Dazu gehören der Austausch alter Kessel durch Neuanlagen und die Verbesserung der Wärmedämmung im Altbaubereich. Gleichzeitig wird der Beitrag der erneuerbaren Energien erhöht, wobei Biomasse den größten Einzelbeitrag erbringt. Durch die im Mit-Maßnahmen-Szenario wirksamen Maßnahmen verringern sich die CO_2-Emissionen gegenüber 1990 (2006) um 22 % (19 %).

Die berechneten CO_2-Emissionen im Jahr 2030 hängen stark von einigen *sensitiven Parametern* ab. Dazu gehören die jährliche Neubaufläche, die Potenzialausnutzung bei der Renovierung der Gebäudehülle, der Anteil der erneuerbaren Energien an der Verbrauchsstruktur und die Entwicklung des Verhältnisses von Öl zu Gas bei der Gebäudeversorgung. Alle diese Größen werden prognostiziert und sind mit einer Unsicherheit behaftet. In allen Fällen besteht ein linearer Zusammenhang zwischen der Parameter-Variation und der resultierenden Veränderung der CO_2-Emissionen. Werden alle Parameter in den wahrscheinlichen Unsicherheitsbereichen variiert, verändern sich in der Summe die CO_2-Emissionen im Wohngebäudebereich im Jahr 2030 um etwa ± 8 Mt bis ± 10 Mt. Bezogen auf den CO_2-Ausstoß von 1990 ist das eine relative Änderung von ± 6 % bis ± 8 %.

Im Bereich der *Nichtwohngebäude* werden bis 2030 die CO_2-Emissionen, bezogen auf 1990 (2006), um 36 % (36 %) verringert. Die starke Reduktion wird durch Kesselerneuerungen, Sanierungseffekte an der Gebäudehülle und durch den zunehmenden Einsatz von Solaranlagen und Biomassefeuerungen bewirkt. Darüber hinaus wird ein erheblicher Anteil der Minderung durch den Abriss verursacht. Alte, meist schlecht gedämmte Gebäude werden eher durch neue Gebäude ersetzt. Die Erneuerungszyklen sind wesentlich kürzer als im Wohngebäudebereich. Die Verringerung des Energieverbrauchs beläuft sich im gleichen Zeitraum auf rund 26 % (29 %).

Für das *Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario* werden zusätzliche Maßnahmen berücksichtigt, die auf eine starke Verbesserung der Anlageneffizienz, eine Forcierung der Wärmedämmung im Altbau, eine Zunahme des Einsatzes erneuerbarer Energien sowie auf eine Verstärkung von Öffentlichkeitsarbeit, Beratung, Ausbildung und Qualitätsoffensiven zielen.

Die Brennwerttechnologie ist die bei weitem effizienteste, marktfähige Technologie im Bereich der Gebäudeenergieversorgung. Durch eine forcierte Einführung soll erreicht werden, dass bis zum Ende des Zeithorizonts nur noch Brennwertkessel im Einsatz sind. Die Kombination der hocheffizienten und wirtschaftlichen Brennwerttechnik mit der Solarthermie stellt einen geeigneten Anlagen-Mix dar. Im Rahmen des Mit-Maßnahmen-Szenarios wird deshalb angestrebt, den Anteil dieser Kombiinstallationen von heute 8 % bis 2020 auf 80 % und bis 2030 auf 100 % anzuheben.

Die Verbrennung fester Biobrennstoffe, die Nutzung der Solarthermie und die Nutzung der Umgebungswärme durch Wärmepumpen sind besonders geeignet, im Gebäudebereich einen nachhaltigen Beitrag zur Wärmeversorgung zu liefern. Durch die Maßnahme „Verstärkung des Einsatzes erneuerbarer Energien“ wird das Volumen der erneuerbaren Energien bis 2030 mehr als verdoppelt. Neben einer deutlichen Vergrößerung der Biomassenutzung erhöhen sich der Beitrag der Solarenergie um den Faktor 13 und der Beitrag der Umweltenergie um den Faktor 20.

Um den Modernisierungsstau bei der Wärmedämmung aufzulösen, wird im Rahmen des Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenarios eine Verdopplung der Potenzialausnutzung von 32 % auf 65 % unterstellt. Dies soll durch folgende Einzelmaßnahmen erreicht werden: statt defekte und überalterte Bauteile immer wieder behelfsmäßig zu reparieren, soll in solchen Fällen eine durchgreifende Sanierung angestoßen werden. Dadurch wird die Anzahl der Sanierungen erhöht. Zur Verbesserung der Sanierungsqualität ist darauf hinzuwirken, dass Dächer und Fassaden nicht ohne Wärmedämmung saniert werden und dass bei der Durchführung von Wärmedämmungen die Anforderungen der Verordnung eingehalten werden.

Die vorangegangene Maßnahme soll ab 2012 durch eine Verschärfung der EnEV für Neu- und Altbauten um 25 % unterstützt werden. Die damit bis 2030 erreichbare Einsparung für Alt- und Neubauten beträgt bis 2030 aber nur halb soviel wie die Einsparung durch die Verbesserung der Potenzialausnutzung. Es ist also effektiver, zunächst die Umsetzung der vorhandenen EnEV zu verbessern, als die EnEV weiter zu verschär-

fen. Allerdings wird letzteres langfristig unvermeidlich sein, um stringente Minderungsziele zu erreichen.

Die Energieeinsparungen durch die Maßnahmen im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario betragen für die *Wohngebäude* bis 2030 gegenüber 1990 (2005) rund 27 % (32 %), wenn Strom und Fernwärme mit berücksichtigt werden. Ohne Strom und Fernwärme belaufen sich die Einsparungen auf etwa 22 % (30 %). Die Einsparungen bei den fossilen Energieträgern Heizöl und Erdgas erreichen gegenüber 2005 ein Niveau von rund 44 %. Das sind rund 23 % des gesamten deutschen Erdgas- und Heizölverbrauchs im Jahr 2006. Dies zeigt auch die große Bedeutung des Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenarios für die Reduktion der deutschen Energieimporte. Im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario steigt der Anteil der erneuerbaren Energien bis 2030 auf einen Anteil von 25 %; dies entspricht fast dem Doppelten des im Mit-Maßnahmen-Szenario erreichten Werts. Die CO_2-Emissionen sinken bis zum Jahr 2030 bezogen auf 1990 (2006) um etwa 46 % (44 %).

Der gesamte Endenergieverbrauch der *Nichtwohngebäude* sinkt im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario gegenüber 1990 (2006) um 50 % (49 %). Der Verbrauchsrückgang von Gas ist stärker als im Mit-Maßnahmen-Szenario. Deutlich stärker als Gas nimmt der Einsatz von Heizöl in beiden Szenarien ab. Aufgrund der starken Einsparungen kommt es zu einem Rückgang des Stromverbrauchs. Die erneuerbaren Energien in Form von Biomasse und Sonnenenergie nehmen relativ stark zu, bewegen sich aber absolut immer noch auf niedrigem Niveau. Im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario kann danach bis zum Jahr 2030 eine Minderung von 27 Mt CO_2 oder 57 % erwartet werden. Da die Emissionsniveaus für die Jahre 1990 und 2006 nahezu gleich sind, gelten diese Werte für beide Bezugsjahre.

Elektrische Haushaltsgeräte

Im *Mit-Maßnahmen-Szenario* werden die Stromeinsparungen im Wesentlichen durch die Energieverbrauchskennzeichnungsverordnung (EnVKV) sowie die Energieverbrauchshöchstwerteverordnung (EnVKH) erzielt. Bis zum Jahr 2030 wird mit einer Gesamteinsparung von 9,4 TWh gerechnet. Diese ist zwar zum größeren Teil durch die EnVKV und die EnVHV bedingt, weitere Einflussfaktoren sind jedoch der autonome energietechnische Fortschritt sowie informative Maßnahmen über die Energieetikettierung wie insbesondere die "Initiative EnergieEffizienz". Um Doppelzählungen zu vermeiden, werden diese informativen Maßnahmen nicht separat quantifiziert.

Die im *Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario* vorgeschlagenen Maßnahmen zielen zum einen auf die weitere Verringerung des Energieverbrauchs großer elektrischer Haushaltsgeräte ab. Hierfür werden alternativ verbindliche Mindesteffizienzstandards für weitere elektrische Haushaltsgeräte oder die Verschärfung der bestehenden verbindlichen Produktkennzeichnungen für elektrische Haushaltsgeräte vorgeschlagen. Wesentliche Voraussetzung für den Erfolg beider Maßnahmen ist ihre Dynamisierung, d. h. die Sicherstellung einer regelmäßigen Anpassung der Grenzwerte an den energietechnischen Fortschritt. Diese könnte nach dem Vorbild des in Japan praktizierten "TopRun-

ner-Ansatzes" erfolgen, in dessen Rahmen für einzelne Produktgruppen das jeweils energieeffizienteste Produkt ermittelt wird. Nach einer bestimmten vorgegebenen Zeit müssen die Produkte aller Hersteller bzw. Importeure diesen Energieeffizienzwert im Durchschnitt erreichen. Unter diesen Voraussetzungen wird bei einer Ausweitung verbindlicher Mindesteffizienzstandards mit einer Stromeinsparung von rund 11 TWh bis 2030 gerechnet. Bei einer alternativen Verschärfung und Dynamisierung der verbindlichen Produktkennzeichnungen für elektrische Haushaltsgeräte würde die Einsparung mit rund 8 TWh geringer ausfallen.

Zum anderen wurden Maßnahmen betrachtet, die zu einer stärkeren Ausschöpfung der vorhandenen technischen Einsparpotenziale des Leerlaufverbrauchs elektrischer und elektronischer Haushaltsgeräte beitragen können. Der so genannte "Schein-Aus-Verbrauch", der dadurch zu Stande kommt, dass Geräte auch im ausgeschalteten Zustand nicht vollständig vom Stromnetz getrennt sind, ließe sich mittelfristig vollständig vermeiden, wenn die Hersteller zu einem Einbau netztrennender Schalter verpflichtend würden. Das Einsparpotenzial dieser Maßnahme wird auf rund 1,5 TWh geschätzt. Eine mögliche Maßnahme zur Reduzierung des Stromverbrauchs im Bereitschaftsbetrieb ("Standby") wäre die verpflichtende Kennzeichnung des Stromverbrauchs der Geräte in diesem Betriebszustand. Bis 2030 ließen sich dadurch Einsparungen in Höhe von rund 7 TWh erzielen. Eine alternative Maßnahme wäre die Festsetzung von Mindesteffizienzanforderungen für den Verbrauch im Bereitschaftsbetrieb. Damit ließen sich die vorhandenen Einsparpotenziale ebenfalls – und möglicherweise noch in einem kürzeren Zeitraum – ausschöpfen. Grundsätzlich sollten alle Maßnahmen zur Reduzierung des Energieverbrauchs elektrischer Geräte von Informationskampagnen begleitet werden, deren Wirkung bereits in den Maßnahmenwirkungen enthalten ist.

Insgesamt werden im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario für den Bereich der elektrischen Geräte in Haushalten durch die vorgeschlagenen Maßnahmen Netto-Stromeinsparungen von rund 18 TWh erwartet. Auf den hier maßnahmenseitig betrachteten Stromverbrauch elektrischer Geräte entfällt davon knapp 60 %, der Rest entfällt auf den Energieverbrauch für das Kochen sowie auf die bei den Wohngebäuden betrachteten Stromanwendungen für Warmwasserbereitung, Hilfsenergie für den Betrieb von Öl- und Gaskesseln und für die Klimatisierung und Lüftung. Gegenüber dem Mit-Maßnahmen-Szenario geht der Stromverbrauch im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario bis zum Jahr 2030 nochmals um rund 26 TWh zurück. Davon entfallen 18 TWh auf die hier untersuchten zusätzlichen Maßnahmen zur Stromeinsparung elektrischer Geräte.

Verkehr

Die Entwicklung der Verkehrsnachfrage in der Prognose zwischen 2000 und 2030 vollzieht sich unterschiedlich für die drei Bereiche bodengebundener Personenverkehr, Güterverkehr und Passagierluftverkehr. Der bodengebundene Personenverkehr weist mit +10 % das geringste Wachstum der Verkehrsleistung auf und geht nach 2020 in eine Stagnation über. Der Bahnverkehr weist hierbei ein leicht höheres Wachstum auf als der Straßenverkehr. Die Verkehrsleistung im Güterverkehr wächst kontinuierlich und liegt

2030 rund +65 % über dem Niveau von 2000. Das deutlichste Wachstum mit über +150 % wird für den Passagierluftverkehr erwartet, wobei das Wachstum vor allem im internationalen Luftverkehr stattfindet, während es im nationalen Luftverkehr etwas über +30 % liegt. Damit nimmt die Bedeutung des internationalen Luftverkehrs weiter signifikant zu.

Trotz teilweise deutlich steigender Verkehrsleistungen erhöht sich der gesamte Endenergieverbrauch im Verkehr von 2005 bis 2030 nur um knapp 10 %. Ohne Berücksichtigung des Flugverkehrs nimmt der Endenergieverbrauch sogar um knapp 10 % ab. Allerdings entwickelt sich die Nachfrage nach den einzelnen Kraftstoffen sehr unterschiedlich. Die Benzinnachfrage verringert sich um rund 60 %, während die Dieselnachfrage um fast 20 % zulegt. Für Kerosin sowie Biokraftstoffe wird ein Wachstum von mehr als 100 % erwartet. Die Stromnachfrage stagniert und die übrigen Kraftstoffe (Autogas, Erdgas, Wasserstoff), die 2005 vernachlässigbar sind, erreichen einen Anteil von fast 4 % im Jahr 2030.

Diese Zahlen spiegeln eine Reihe von strukturellen Trends im Verkehrssektor wieder. Ein bedeutender Trend im Bereich der PKW-Nachfrage ist der Wechsel von Benzin- zu Diesel-PKW, welcher die Reduktion der Benzinnachfrage antreibt. Verstärkt wird er durch einen weiteren Trend, den zunehmenden Einsatz von Biokraftstoffen, wobei hier Bioethanol die Benzinnachfrage verringert. Der dritte relevante Trend ist die Erhöhung der Energieeffizienz für alle Antriebsarten, die zu einer Reduktion der spezifischen Nachfrage führt. Dieser Trend wird durch einen weiteren Trend zur zunehmenden Ausstattung von Oberklasse-PKW mit Dieselmotoren überlagert, so dass 2006 der spezifische Verbrauch von neu erworbenen Diesel-PKW den von Benzinern übertrifft.

Die CO_2-Emissionen des Verkehrs steigen bis 2020 gegenüber 2005 um 3 % leicht an und stagnieren dann auf diesem Niveau bis 2030. Ohne Einbeziehung des gesamten Luftverkehrs wäre im Jahr 2020 bereits ein Rückgang um 7 % zu beobachten der sich auf 14 % im Jahr 2030 erhöhen würde. Bei vollständiger Herausnahme der Biokraftstoffe aus den Verkehrsemissionen würden die Emissionen im Jahr 2020 um weitere 4 % niedriger liegen.

Die bisher dargestellten Trends geben die Entwicklung im *Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS)* wieder. Darüber hinaus wurden für das *Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario (MWMS)* zehn zusätzliche Maßnahmen mit verkehrlichen Wirkungen definiert. Für den PKW-Bereich sind dies die Abschaffung der Entfernungspauschale, die CO_2-emissionsabhängige KFz-Steuer, die Anpassung der Diesel- an die Benzin-Mineralölsteuer und die Setzung von CO_2-Emissionsobergrenzen für Neuwagen. Auf den LKW-Bereich bezogen sind dies die Verdopplung der nominalen LKW-Nutzerkosten und die Erweiterung der LKW-Maut auf alle Fernstraßen und LKW ab 3,5 t zulässigem Gesamtgewicht. Als Maßnahmen sowohl für den PKW- als auch den LKW-Verkehr sind die verpflichtende Einführung von Leichtlaufreifen und -ölen als auch die forcierte Einführung von Biokraftstoffen zu sehen. Den Luftverkehr adressieren die beiden Maßnahmen Einbeziehung in den EU-Emissionshandel und Einführung der Kerosinsteuer.

In der Summe ergibt sich durch die Maßnahmen des Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenarios eine Reduktion der CO_2-Emissionen des Verkehrs gegenüber 2005 um -27 % (-41 %) im Jahr 2020 (2030). In absoluten Werten entspricht dies einer Reduktion von -49 Mt CO_2 (-77 Mt CO_2) im Jahr 2020 (2030).

Im Vergleich MWMS mit MMS beträgt die Reduktion -29 % (-43 %) im Jahr 2020 (2030). Absolut erreicht die Reduktion der CO_2-Emissionen durch das MWMS -55 Mt CO_2 (-82 Mt CO_2) im Jahr 2020 (2030). Da der Luftverkehr einen großen Reduktionsbeitrag liefert, dieser aber nicht voll in den Berechnungen der Emissions-Inventare berücksichtigt wird, sind auch die Reduktionen ohne Einbeziehung des Luftverkehrs bestimmt worden. Sie belaufen sich auf -40 Mt CO_2 (-63 Mt CO_2) im Jahr 2020 (2030) bzw. bei Anrechnung der Einsparung im Luftverkehr gemäß der Systematik der Treibhausgasinventare auf -43 Mt CO_2 (-67 Mt CO_2) im Jahr 2020 (2030).

Der Reduktionsbeitrag der einzelnen Maßnahmen variiert deutlich. Die effektivste Maßnahme stellt die Einführung der Kerosinsteuer mit einem Satz von 30,2 ct/l dar. Hierdurch können -14 Mt CO_2 (-18 Mt CO_2) im Jahr 2020 (2030) durch ein verändertes Nachfrageverhalten eingespart werden. Allerdings werden nach den geltenden Vereinbarungen im Jahr 2020 (2030) nur -3 Mt CO_2 (-4 Mt CO_2) auf die deutsche Zielerreichung angerechnet. Ebenfalls sehr effektiv ist die Festsetzung von CO_2-Emissionsobergrenzen für PKW auf 130 gCO_2/km im Jahr 2012 und 100 gCO_2/km im Jahr 2030, die zu einer Reduktion um -11 Mt CO_2 (-16 Mt CO_2) im Jahr 2020 (2030) führen. Für diese beiden Maßnahmen wird von einer Implementierung im europäischen Rahmen ausgegangen.

Als nächste der effektiven Maßnahmen ist die Erhöhung der Biokraftstoffquoten zu nennen, d.h. hier vor allem des Anteils an Bioethanol zum Ersatz von Benzin und des Anteils von BTL-Kraftstoffen zum Ersatz von Diesel ab 2015. Im Unterschied zu den beiden vorgenannten Maßnahmen verändert sich durch diese Maßnahme die Energienachfrage kaum, während die CO_2-Emissionen deutlich gesenkt werden können, da die Biomasse zur Erzeugung der Biokraftstoffe aus Pflanzen gewonnen wird, die bei ihrem Wachstum CO_2 gebunden haben. Diese Maßnahme leistet einen Reduktionsbeitrag von -3 Mt CO_2 (-14 Mt CO_2) im Jahr 2020 (2030).

Die beiden nächsten Maßnahmen in der Reihung nach Effektivität der Reduktion betreffen die Veränderung der Kostenstruktur des Straßengüterverkehrs. Diese Kostenänderungen führen zu einer Modalwahländerung zu Gunsten von Bahn und Binnenschiff, zu einer Optimierung der LKW-Transporte und, im Falle der LKW-Maut durch die Gebühren-Spreizung nach Emissionsklassen, zu einem forcierten Umschlag der LKW-Flotte mit einer Fokussierung auf emissionsärmere Fahrzeuge. Die Verdopplung der nominalen LKW-Nutzerkosten ergibt eine Reduktion von -8 Mt CO_2 (-10 Mt CO_2) im Jahr 2020 (2030), während die Ausdehnung der LKW-Maut auf alle Fernstraßen und LKW ab 3,5 t zulässigem Gesamtgewicht eine Reduktion von -5 Mt CO_2 (-10 Mt CO_2) im Jahr 2020 (2030) erbringt.

Endenergieverbrauch

Der Endenergieverbrauch ergibt sich direkt aus der Summierung der Energieverbräuche der einzelnen Endverbrauchssektoren. Der Endenergieverbrauch der privaten Haushalte folgt aus dem Endenergiebedarf für Raumwärme und Warmwasser aus den Modellrechnungen von STE, dem Strombedarf für elektrische Geräte aus den Analysen des ISI sowie aus dem Endenergiebedarf für andere Anwendungen (Kochen), die direkt aus der Projektion von EWI/Prognos (2006) übernommen wurden. Der gesamte Endenergiebedarf des Sektors Gewerbe/Handel/Dienstleistungen (GHD) setzt sich aus dem Energiebedarf für Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung der Nichtwohngebäude und dem Brennstoff- und Strombedarf für andere Anwendungen, die wiederum direkt aus der Projektion von EWI/Prognos (2006) übernommen wurden, zusammen. Der Endenergiebedarf für den Sektor Verkehr wurde von ISI ermittelt und umfasst auch den Flugverkehr, der den zu internationalen Destinationen abgehenden Flügen zuzurechnen ist. Der Beitrag des Verarbeitenden Gewerbes und des übrigen Bergbaus zum gesamten Endenergieverbrauch wurde direkt aus der Projektion von EWI/Prognos (2006) übernommen und nur hinsichtlich der zusätzlichen KWK-Wärme aus Industriekraftwerken angepasst.

Im *Mit-Maßnahmen-Szenario* ist der gesamte Endenergieverbrauch leicht rückläufig. Er sinkt von gut 9.340 PJ im Jahr 2000 auf knapp 8.580 PJ im Jahr 2030, was einem Rückgang von 8 % entspricht. Die Entwicklung unterscheidet sich bei Betrachtung einzelner Energieträgergruppen stark voneinander. So bleibt der Verbrauch von Kohlen, der im Wesentlichen auf den Sektor Industrie entfällt – GHD und Haushalte tragen hierzu nur in geringem Umfang bei – über den Betrachtungszeitraum in etwa konstant. Dagegen ist bei den Mineralölprodukten ein deutlicher Rückgang des Verbrauchs um 19 % über den Betrachtungszeitraum zu beobachten, was auch eine Folge des hohen Ölpreisniveaus ist. Der Rückgang verteilt sich dabei mit gut 300 PJ auf den Verkehrssektor, jeweils ca. 200 PJ auf die Sektoren GHD und Haushalte und mit ca. 80 PJ auf den Industriesektor. Bei den Gasen ist mit gut 16 % ebenfalls ein deutlicher Rückgang des Endenergieverbrauchs zwischen 2000 und 2030 zu verzeichnen. Auch hier fallen die Beiträge der einzelnen Sektoren sehr unterschiedlich aus. Während sich der Verbrauch in der Industrie um etwa 350 PJ verringert und somit nahezu halbiert, geht der Erdgasverbrauch im Haushaltssektor um 100 PJ (-10%) zurück, bleibt im GHD-Sektor nahezu konstant, wohingegen im Verkehr mit +79 PJ eine deutliche Erhöhung zu beobachten ist. Aufgrund von Wärmeschutzmaßnahmen im Gebäudebereich verringert sich die Nachfrage nach Fernwärme um ca. 14 % über den Betrachtungszeitraum. Dieser Rückgang wird jedoch durch die zunehmende Wärmeerzeugung in industriellen Heizkraftwerken überkompensiert, sodass die Summe aus Fern- und Nahwärme und KWK-Wärme aus Industriekraftwerken um etwa 50 PJ wächst. Der Stromverbrauch ist zwischen 2000 und 2030 insgesamt rückläufig (-10 TWh), wobei er bis 2010 allerdings leicht ansteigt. Entgegen den Trends bei den fossilen Energieträgern nimmt der Endenergieverbrauch erneuerbarer Energieträger stark zu. Zwischen 2000 und 2030 ist eine Verdreifachung von ca. 180 PJ auf 570 PJ festzustellen. Der Großteil dieses Zuwachses entfällt auf den Einsatz von Biokraftstoffen im Verkehrssektor, der um etwa 240 PJ zunimmt. Die Zuwächse in

den anderen Sektoren sind im Vergleich dazu moderater (Haushalte +100 PJ, GHD +90 PJ). Neben Biomasse zu Heizzwecken sind Solarenergie und Umgebungswärme in diesen beiden Sektoren für den Zuwachs verantwortlich.

Im *Ohne-Maßnahmen-Szenario* steigt der Endenergiebedarf von 2000 bis 2020 um ca. 290 PJ (+3 %) an. Danach sinkt er wieder leicht, liegt aber im Jahr 2030 noch immer 2 % höher als im Jahr 2000. Bis 2020 ist ein Anstieg des Verbrauchs an Mineralölprodukten um ca. 200 PJ zu verzeichnen, der hauptsächlich auf steigende Verkehrsleistungen zurückzuführen ist. In der Dekade bis 2030 geht dieser ebenfalls wieder leicht zurück. Bei Erdgas ist hingegen eine stetige Abnahme im Zeitraum 2000 bis 2030 um insgesamt knapp 160 PJ festzustellen. Der Strombedarf erhöht sich bis 2020 um knapp 5 %, wobei die Zunahme im Wesentlichen im Haushaltssektor erfolgt. Nach 2020 stabilisiert sich der Stromverbrauch auf diesem Niveau. Bis zum Jahr 2030 werden nur geringfügig mehr erneuerbare Energieträger eingesetzt (+ 75 PJ) und daher in deutlich geringerem Umfang als im Mit-Maßnahmen-Szenario.

Der gesamte Endenergieverbrauch im *Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario* ist im Ergebnis stark rückläufig. Er sinkt von ca. 9.340 PJ im Jahr 2000 auf knapp unter 7.100 PJ im Jahr 2030, dies entspricht einem Rückgang von 24 %. Gegenüber dem Mit-Maßnahmen-Szenario bedeutet dies eine Energieeinsparung um weitere 1.500 PJ oder fast 17 % im Jahr 2030. Im Zeitraum 2000 bis 2030 nimmt der Anteil an Mineralölprodukten von ca. 44 % auf ca. 28 % ab. Im Vergleich dazu sinken die Anteile an Kohle und Erdgas nur leicht ab, die Anteile von Fern- und Nahwärme (inklusive zusätzlicher KWK-Wärme aus Industriekraftwerken) sowie Strom nehmen leicht zu. Dagegen erhöht sich der Anteil erneuerbarer Energien von 2 % auf ca. 14 % stark. Während der Endenergiebedarf für das Jahr 2030 im Verkehrssektor um 29 %, im Haushaltssektor um 27 % und im GHD-Sektor um 24 % niedriger liegt als im Jahr 2000, fällt der Rückgang in der Industrie mit etwa 15 % deutlich geringer aus. Letzteres ist darauf zurückzuführen, dass zusätzliche Maßnahmen gegenüber dem Mit-Maßnahmen-Szenarien im Industriesektor nicht und im GHD-Sektor beschränkt auf die Bereiche Raumwärme, Warmwasser sowie Kühlen und Lüften analysiert wurden. Wie auch im Mit-Maßnahmen-Szenario nimmt der Endenergieverbrauch erneuerbarer Energieträger entgegen den Trends bei den fossilen Energieträgern stark zu. Zwischen 2000 und 2030 ist mehr als eine Verfünffachung von ca. 180 PJ auf knapp 1.000 PJ zu verzeichnen. Die Hälfte dieses Zuwachses entfällt auf den Einsatz von Biokraftstoffen im Verkehrssektor, der um nahezu 500 PJ wächst, aber auch der Haushaltssektor trägt mit einem Zuwachs von etwa 240 PJ wesentlich bei. Die Zuwächse in den anderen Sektoren sind im Vergleich dazu moderat. Im Vergleich zum Mit-Maßnahmen-Szenario bedeutet diese Zunahme des Energieaufkommens aus Erneuerbaren eine Erhöhung um weitere 430 PJ (+75 %) im Jahr 2030.

Während der Endenergiebedarf im Ohne-Maßnahmen-Szenario im Zeitraum 2000 bis 2030 um etwa 2 % ansteigt, sinkt er in den beiden anderen Szenarien deutlich ab. Er liegt im Mit-Maßnahmen-Szenario im Jahr 2030 um 930 PJ (ca. 10 %) und im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario um 2.410 PJ (ca. 25 %) niedriger als im Ohne-Maßnahmen-Szenario. Diese Verbrauchsreduktion ist insbesondere auf den Rückgang

des Einsatzes von Mineralölprodukten zurückzuführen, der im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario im Vergleich zum Ohne-Maßnahmen-Szenario um über 50 % abnimmt, aber auch im Mit-Maßnahmen-Szenario zu einem um ca. 20 % niedrigeren Verbrauchsniveau führt. Auch der Bedarf an Gas und Strom liegt im Mit-Maßnahmen- und im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario deutlich niedriger als im Ohne-Maßnahmen-Szenario. Die Verbrauchsreduktion beträgt im Jahr 2030 für Gas 10 % im Mit-Maßnahmen-Szenario und 32 % im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario. Für Strom sinkt der entsprechende Verbrauch um 5 bzw. 11 Prozent. Der Beitrag der erneuerbaren Energien in den Endverbrauchsbereichen liegt am Ende des Betrachtungszeitraumes um den Faktor 2,3 (Mit-Maßnahmen-Szenario) bzw. 4 (Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario) höher als im Ohne-Maßnahmen-Szenario.

Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird in Deutschland maßgeblich durch die Förderung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) geprägt, das im Einklang mit der Politik auf europäischer Ebene steht (Richtlinie 2001/77/EG). In Deutschland soll bis 2010 mindestens ein Anteil am Stromverbrauch von 12,5 % erreicht werden. Darüber hinaus wird nach der Zielsetzung des 2004 novellierten EEG bis 2020 ein Anteil von mindestens 20 % angestrebt. Nach der EEG-Überprüfung im Jahr 2007 ist eine EEG-Novellierung geplant, die ab 2008 oder 2009 wirksam werden könnte. Dabei sind bisher Schwerpunktverlagerungen angedacht, aber keine Intensivierung der gesamten Förderung gegenüber dem gegenwärtigen Stand. Für das Mit-Maßnahmen-Szenario sind insofern die gegenwärtigen Regelungen des EEG 2004 maßgeblich. Darüber hinaus sind Maßnahmen im Bereich Forschung und Entwicklung sowie flankierende ordnungsrechtliche und energiewirtschaftsrechtliche Regelungen wirksam.

Die Entwicklung im *Mit-Maßnahmen-Szenario* orientiert sich an den Rahmenannahmen – und soweit nach aktuellen Einschätzungen möglich – an den Ergebnissen der energiewirtschaftlichen Referenzprognose von EWI/Prognos bzw. der Hochpreisvariante zu dieser Referenzprognose, die sich im Bereich der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nicht von der ursprünglichen Referenzentwicklung unterscheidet. In dieser Referenzentwicklung ist die Förderung nach dem EEG einschließlich der Novelle 2004 (bzw. einer gleichwertigen Förderung) bereits grundsätzlich berücksichtigt. Für das Mit-Maßnahmen-Szenario wird von einer modifizierten Referenzentwicklung ausgegangen, die aktuellere Daten und Einschätzungen der künftigen Entwicklung berücksichtigt. Im Mit-Maßnahmen-Szenario wird das Mindestziel von 12,5 % im Jahr 2010 deutlich übertroffen und die Zielmarke von 20 % im Jahr 2020 in etwa erreicht. Bis zum Jahr 2030 erhöht sich der Anteil erneuerbarer Energien auf fast 27 %. Diese Entwicklung wird eindeutig von der zunehmenden Nutzung von Windkraft dominiert, auf die im Jahr 2020 fast die Hälfte der regenerativen Stromerzeugung in Deutschland entfällt.

Die durch das EEG geförderten Anlagen würden zum größten Teil ohne eine Mindestvergütung nicht errichtet und betrieben. Im *Ohne-Maßnahmen-Szenario* würde die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2030 nur auf 51,6 TWh steigen und

damit nur ein Drittel der Stromerzeugung erreichen, die im Mit-Maßnahmen-Szenario möglich ist. Die geschätzte Maßnahmenwirkung beträgt im Jahr 2010 48,7 TWh und erhöht sich bis 2020 auf 76,7 TWh und bis 2030 auf 102,2 TWh. Solche Schätzungen sind mit einigen Unsicherheiten behaftet. Dabei ist auch zu beachten, dass das EEG für das Jahr 2020 ein Mindestziel von 20 % enthält und dass regelmäßige Überprüfungen vorgesehen sind. Insofern gehört eine gewisse Nachsteuerung der Fördermodalitäten und Vergütungssätze zu den Wesensmerkmalen des EEG. Über die Entwicklung im Mit-Maßnahmen-Szenario hinaus ist eine verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung in Deutschland möglich.

In Abstimmung mit dem Auftraggeber wird ein solcher verstärkter Ausbau im *Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario* betrachtet. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erreicht im Mit-Maßnahmen-Szenario mit 120 TWh bzw. rund 20 % des Bruttostromverbrauchs das im EEG festgelegte Mindestziel. Dagegen erhöht sich dieser Anteil im aktuellen „Leitszenario 2006“ des BMU bis 2020 auf rund 27 % und bis 2030 auf rund 45 %. Das Leitszenario 2006 ist ein zielorientiertes Szenario, das einen „mindestens anzustrebenden“ weiteren Ausbau erneuerbarer Energien, sowohl mit Blick auf die Stabilisierung der Inlandsmärkte als auch auf den Aufbau von Exportmärkten, beschreibt. Es wird davon ausgegangen, dass die bisherigen politischen Instrumente in dem jetzigen Ausmaß wirksam bleiben und noch fehlende kurzfristig etabliert werden. Für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird angenommen, dass das EEG künftig weiterentwickelt wird.

Die gesamte Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ist im MWMS bereits im Jahr 2010 mit 92 TWh um gut 5 TWh höher als im MMS; das Mindestziel (von 12,5 %) wird damit noch stärker übertroffen als im MMS. Im Jahr 2020 werden in Deutschland 154 TWh und im Jahr 2030 224 TWh Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt. Hinzu kommt ein zunehmender Import von Regenerativstrom (rund 2 TWh im Jahr 2020 und 25 TWh im Jahr 2030).

Im Vergleich zum MMS ergibt sich im MWMS die größte Veränderung bei der Windenergie, die hier 79 TWh im Jahr 2020 und 132 TWh im Jahr 2030 (etwa ein Viertel des Stromverbrauchs) erreicht. Dies setzt eine erfolgreiche Integration der fluktuierenden Erzeugung in die Elektrizitätsversorgung voraus und erfordert günstige Voraussetzungen für einen konfliktfreien Ausbau der Windenergie an Land. Auch die Offshore-Nutzung muss weiterhin unterstützt werden. Schätzungen zum Zeitpfad der Offshore-Nutzung in Deutschland sind bisher allerdings noch recht unsicher, insbesondere mit Blick auf große Küstenentfernungen und Wassertiefen. Neben dem Ausbau der Windenergie müsste vor allem die Zunahme der Biomassenutzung beschleunigt werden. Um eine solche forcierte Entwicklung zu verwirklichen, müssten die Förderbedingungen unter Berücksichtigung der Marktentwicklung überprüft und gegebenenfalls angepasst werden.

Gesamte Stromerzeugung

Die Modellierung der zu erwartenden Entwicklung des Kraftwerksparks wurde mit Hilfe des Modells ELIAS (Electricity Investment Analysis) des Öko-Instituts vorgenommen. Neben technischen und Kostenparametern der verschiedenen Kraftwerkstypen fließen als zentrale Rahmenbedingungen die Entwicklung des Brennstoff- und CO_2-Zertifikatspreises sowie die Ausgestaltung verschiedener Politikinstrumente in die Analyse ein. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird aus der entsprechenden Sektoralanalyse übernommen.

Für das *Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS)* wurden folgende Politiken und Maßnahmen berücksichtigt:

- Abschaffung der Erdgassteuer für die Kondensationsstromerzeugung
- Einführung des EU-Emissionshandelsystems
- KWK-Vorschaltgesetz und KWK-Gesetz 2002
- Entgelte für vermiedene Netznutzung

Im MMS nimmt die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien von 37 TWh im Jahr 2000 auf 154 TWh im Jahr 2030 zu. Die Stromerzeugung in Kernkraftwerken sinkt entsprechend der Vorgaben des Atomgesetzes (AtG) von 167 TWh auf Null im Jahr 2030. Die Braunkohleverstromung nimmt mit 154 TWh im Jahr 2030 um 13 TWh gegenüber 2000 zu. Dies bedeutet aufgrund der Stilllegung alter Braunkohle-Kraftwerke eine Stromerzeugung von 94 TWh in neuen Braunkohlekraftwerken. Die Stromerzeugung in Steinkohlekraftwerken nimmt von 134 TWh auf 119 TWh ab, wobei der Ersatzbedarf ausschließlich durch neue Kondensationskraftwerke gedeckt wird. Die Erdgasverstromung verdoppelt sich annähernd von 57 TWh auf 102 TWh, wobei jeweils knapp die Hälfte der neuen Erdgas-Kraftwerke als KWK-Anlagen gebaut wird. Die KWK-Stromerzeugung nimmt leicht von 55 TWh (2000) auf 63 TWh (2030) zu.

Im Vergleich zum Ohne-Maßnahmen-Szenario (OMS) bewirkt ein deutlich größerer Anteil erneuerbarer Stromerzeugung im MMS, dass ein kleinerer Anteil des Neubaubedarfs durch fossile Kraftwerke gedeckt werden muss. Im MMS werden insbesondere deutlich weniger neue Steinkohlekraftwerke (vor allem Kondensationskraftwerke) zugebaut als im OMS (-79 TWh Steinkohleverstromung im Jahr 2030). Es werden auch weniger Gaskraftwerke als im OMS gebaut, jedoch in einem vergleichsweise geringen Maße (-28 TWh Erdgasverstromung im Vergleich zum OMS). Im Jahr 2030 beträgt die KWK-Stromerzeugung im OMS 93 TWh und damit 30 TWh mehr als im MMS.

Die Bewertung der einzelnen Maßnahmen zeigt, dass 76 Mt CO_2 der insgesamt 97 Mt CO_2 auf die geringere fossile Stromerzeugung im MMS im Vergleich zum OMS zurückzuführen ist. Neben einer Reduktion der Stromnachfrage ist insbesondere der größere Zubau erneuerbarer Energien ausschlaggebend. Die Einführung des Emissionshandels schlägt mit 10 Mt CO_2 im Jahr 2030 zu Buche. Hierbei ist die Zuteilung nach Doppelbenchmark für KWK-Anlagen hervorzuheben, die zu Vorteilen für die KWK-Stromerzeugung führt. Des Weiteren trägt die Abschaffung der Erdgassteuer für Kondensationskraftwerke mit einer Ersparnis von 9 Mt CO_2 im Jahr 2030 bei. Die Wirkung

des KWKG ist aufgrund seiner begrenzten Laufzeit und der im Wesentlichen auf Modernisierung (und nur zu einem geringen Teil auf Neubau) ausgelegten Vergütungsstruktur mit 1 Mt CO_2 begrenzt. Das Entgelt für vermiedene Netznutzung ist gleichermaßen von untergeordneter Bedeutung. Werden die Szenarienergebnisse um die Überlagerungseffekte der Einzelmaßnahmen bereinigt, so ergeben sich 91 Mt CO_2 als Gesamtreduktion für das Maßnahmenpaket des MMS im Jahr 2030.

Für das *Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario (MWMS)* wurden im Wesentlichen zwei zusätzliche Politiken und Maßnahmen berücksichtigt:

- Weiterentwicklung des Emissionshandels sowie Einführung strikterer Klimaschutzziele: für Neuanlagen wird eine Zuteilung auf Grundlage eines einheitlichen Benchmarks für die Stromerzeugung und die Wärmeerzeugung (für KWK-Anlagen), unabhängig von Anlagenart und eingesetztem Brennstoff, angenommen. Durch die Einführung striktere Klimaschutzziele wird von einem steigenden CO_2-Preis ausgegangen (45 €/EUA im Jahre 2030);
- verstärkte Förderung von KWK-Anlagen: Es wird davon ausgegangen, dass das Ziel einer Verdopplung der KWK-Stromerzeugung bis 2015 sowie einer Verdreifachung bis 2030 in Bezug auf das Jahr 2000 erreicht wird. Zu diesem Zweck wird das bestehende KWK-G verlängert sowie der Kreis der zuschlagsberechtigten Anlagen erweitert.

Im MWMS erhöht sich die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien von 37 TWh (2000) auf 224 TWh (2030). Die Stromerzeugung in Kernkraftwerken geht bis zum Jahr 2030 auf Null zurück. Der Zubau von Braunkohlekraftwerken (22 TWh im Jahr 2030) entspricht fast ausschließlich den sich bereits in Planung oder Bau befindlichen Kraftwerken. Ein weiterer Zubau von neuen Braunkohlekraftwerken findet praktisch nicht statt. Dementsprechend sinkt die Braunkohleverstromung aufgrund der Außerbetriebnahme alter Kraftwerke von 141 TWh (2000) auf 72 TWh (2030). Der Neubau von Steinkohlekraftwerken ist ebenfalls unwesentlich und wird vor allem durch bereits geplante Kraftwerke bestimmt. Die entsprechende Stromerzeugung sinkt von 134 TWh auf 70 TWh. Die Erdgasverstromung nimmt stark zu von 57 TWh auf 130 TWh, wobei der überwiegende Anteil der Neubaukraftwerke KWK-Anlagen sind (2030: 104 TWh). Dadurch nimmt die KWK-Stromerzeugung insgesamt von 55 TWh auf 121 TWh zu. Es kann davon ausgegangen werden, dass ein Teil der Biomasse-Verstromung ebenfalls in KWK-Anlagen erfolgt. Insofern kann eine Verdreifachung der KWK-Stromerzeugung in Bezug auf 2000 mit diesem Szenario annähernd erreicht werden.

Im Vergleich zum MMS nimmt insbesondere die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2030 um 70 TWh deutlich zu. Die gesamte Stromnachfrage ist im gleichen Zeitraum um 32 TWh gesunken. Damit sinkt der Neubaubedarf für fossile Kraftwerke im Vergleich zum MMS um rund 100 TWh. Im Vergleich zum MMS reduziert sich die Verstromung in Braunkohlekraftwerken um rund 80 TWh, in Steinkohlekraftwerken um rund 50 TWh. Die Erdgasverstromung steigt um rund 30 TWh. Damit wirkt sich der verringerte Neubaubedarf fossiler Kraftwerke ausschließlich auf die Koh-

leverstromung aus. Darüber hinaus kommt es zu einem signifikanten Brennstoffwechsel von Kohle zu Erdgas.

Bei der Bewertung der einzelnen Maßnahmen fällt der größte Anteil mit 69 Mt CO_2 auf die geringere fossile Stromerzeugung im MWMS im Vergleich zum MMS. Die Modifizierung des Emissionshandels mit der Einführung eines Einheitsbenchmarks führt zu weiteren 41 Mt CO_2. Der Einfluss der verstärkten KWK-Förderung liegt mit 18 Mt CO_2 an dritter Stelle. Ein steigender Preis für CO_2-Emissionszertifikate führt zu einer Reduktion von 7 Mt CO_2. Werden die Minderungsbeiträge um Überlagerungseffekte bereinigt, so ergibt sich als Gesamteffekt aller Maßnahmen des MWMS eine Emissionsminderung von 92 Mt CO_2 im Jahr 2030.

Eine *Sensitivitätsanalyse* für den *CO_2-Zertifikatspreis* (15 €/EUA bzw. 30 €/EUA im Jahr 2030) zeigt, dass die Effekte der im MWMS abgebildeten Klimaschutzstrategie weitgehend unabhängig von der Höhe des CO_2-Zertifikatspreises sind.

In einem *Exkurs* wurde untersucht, inwiefern sich Kohlekraftwerke mit *CCS* ab dem Jahr 2020 gegenüber anderen Kraftwerksoptionen im MWMS behaupten können, sofern sie Kostenvorteile gegenüber der Kraftwerksoption ohne CCS aufweisen. Die Analyse zeigt, dass für vergleichsweise hohe Kostenvorteile (30 %) CCS-Kraftwerke (Braun- und Steinkohle) mit einer Stromproduktion von lediglich rund 18 TWh bis 2030 zusätzlich ans Netz gehen. Im Vergleich zum MWMS stellt CCS damit lediglich eine Minderungsoption mit eingeschränktem Potenzial im Vergleich zu anderen bereits im Szenario berücksichtigten Maßnahmen dar.

Primärenergieverbrauch

Zur Zusammenführung der sektoralen Analysen zu einem konsistenten Mengengerüst wurde das IKARUS-Optimierungsmodell eingesetzt. Damit wurden sowohl Konsistenz wie auch methodische Fundierung der Zusammenführung gewährleistet. Die Ergebnisse der Detailanalysen der Endverbrauchssektoren wurden dabei direkt in Form der jeweiligen Endenergienachfrage in das Modell integriert. Erneuerbare Strom- und Wärmeerzeugung sowie die nicht-erneuerbare Stromerzeugung unter Berücksichtigung des CO_2-Emissionsrechtehandels wurden mittels Restriktionen in das Modell integriert. Der sonstige Umwandlungssektor, der im Rahmen des Projekts nicht gesondert untersucht wurde, ist im Modell explizit abgebildet und reagiert entsprechend auf die veränderten Strukturen der Endenergienachfrage.

Der Primärenergieverbrauch sinkt im *Mit-Maßnahmen-Szenario* von etwa 14.440 PJ im Jahr 2000 auf knapp 12.350 PJ im Jahr 2030. Gleichzeitig verschiebt sich die Struktur des Primärenergieverbrauchs über den Betrachtungszeitraum signifikant. Der Verbrauch von Kernenergie, Mineralölen und Kohlen nimmt zwischen 2000 und 2030 deutlich ab. So sinkt der Verbrauch von Mineralölprodukten um nahezu 1.000 PJ über den Betrachtungszeitraum und der Verbrauch von Kohlen geht um etwa 660 PJ zurück. Der Einsatz der Kernenergie endet aufgrund der zwischen Bundesregierung und den Betreibern von Kernkraftwerken geschlossenen Ausstiegsvereinbarung nach der Periode 2020. Der

Erdgasverbrauch bleibt von leichten Schwankungen abgesehen über den gesamten Zeitraum etwa konstant und vergrößert damit seinen relativen Anteil am Primärenergieverbrauch über die Zeit leicht. Ein starker Zuwachs ist dagegen bei den erneuerbaren Energieträgern festzustellen, wo sich zwischen dem Basisjahr 2000 und dem Ende der Analyse im Jahr 2030 mehr als eine Verfünffachung des Verbrauchs einstellt. Mit etwa 900 PJ trägt feste Biomasse über die Hälfte zum Einsatz erneuerbarer Energieträger von insgesamt ca. 1.770 PJ im Jahr 2030 bei. Neben dem direkten Einsatz in den Endverbrauchssektoren sowie zur Stromerzeugung entfällt ein Großteil der Biomasse auf die Produktion von Biokraftstoffen. Wind ist mit 330 PJ der zweitwichtigste erneuerbare Energieträger, Geothermie folgt mit etwa 200 PJ auf dem dritten Rang. Die verbleibenden 330 PJ verteilen sich recht gleichmäßig auf Wasserkraft, Solarenergie und Umgebungswärme sowie flüssige und gasförmige Biomasse.

Teilweise sind allerdings systematische Effekte durch die verschiedenen Konventionen der Energiestatistik für den starken Rückgang des Primärenergieverbrauchs verantwortlich. Die Kernenergie wird nach der verwendeten Wirkungsgradmethode per Konvention primärenergieseitig mit einem Faktor 3 bewertet, wohingegen bspw. erneuerbare Energieträger überwiegend mit einem hypothetischen Wirkungsgrad von 100 % in die Primärenergiebilanz eingehen. Eine Ausnahme hiervon stellen Biomasse und Biogas dar, die analog zu den fossilen Energieträgern mit ihrem thermischen Wirkungsgrad bewertet werden, sowie Geothermie, die primärenergieseitig beim Einsatz als Nahwärme mit dem Faktor 2 und in der Stromerzeugung mit einem Faktor 10 bewertet wird. Tendenziell sinkt somit der PEV aufgrund der unterschiedlichen primärenergieseitigen Bewertung der nicht-fossilen Energieträger, deren Anteile sich über den Betrachtungszeitraum stark verändern.

Im hypothetischen *Ohne-Maßnahmen-Szenario* gibt es einen nur geringen Rückgang des Primärenergieverbrauchs (-8 %) für den betrachteten Zeitraum von 2000 bis 2030. Dieser Rückgang des Primärenergieverbrauchs ist auf autonome Effizienzverbesserungen und vor allem durch den Bau neuer und die Stilllegung alter Kraftwerke zurückzuführen. Weiterhin ist der systematische Effekt zu berücksichtigen, der sich aus dem Kernenergieausstieg ergibt. Der Einsatz von Steinkohle bzw. Erdgas erhöht sich um etwa 250 PJ bzw. 300 PJ und ersetzt dabei im Wesentlichen einen Teil der Kernenergie. Im Gegensatz zum Mit-Maßnahmen-Szenario wird bis 2020 auch mehr Braunkohle zur Stromerzeugung eingesetzt. Wegen einer zunehmenden Nachfrage nach Verkehrsleistung steigt der Bedarf an Rohöl und Ölprodukten bis 2020 um ca. 250 PJ an und geht danach auf das Niveau von 2000 zurück. Der Einsatz von erneuerbaren Energieträgern steigt im Betrachtungszeitraum nur um etwa 120 PJ und beträgt im Jahr 2030 etwa 3,5 % des gesamten Primärenergieverbrauchs, was einem Zuwachs um rund einen Prozentpunkt im Vergleich zum Jahr 2000 entspricht.

Der Primärenergieverbrauch geht im *Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario* noch stärker zurück als im Mit-Maßnahmen-Szenario und zwar von etwa 14.440 PJ im Jahr 2000 auf ca. 10.670 PJ im Jahr 2030, was einer Minderung um gut 25 % entspricht. Es werden dabei vor allem deutlich weniger Kohle und Mineralöl eingesetzt. Der Erdgasverbrauch bleibt nahezu auf demselben Niveau wie im MMS und vergrößert damit seinen relativen

Anteil am Primärenergieverbrauch von ca. 20 % im Jahr 2000 auf ca. 24 % im Jahr 2030 (MMS 2030: 23 %). Dabei wird der im Vergleich zum MMS rückläufige Einsatz von Erdgas in den Endverbrauchssektoren durch einen steigenden Einsatz in der Stromerzeugung kompensiert. Ein noch stärkerer Zuwachs als im MMS findet auch bei den erneuerbaren Energieträgern statt. Ihr Anteil im Jahr 2030 steigt auf knapp 27 % bzw. 2.860 PJ, was einen Faktor neun gegenüber dem Jahr 2000 bedeutet. Vor allem Biomasse trägt mit 1.280 PJ – dies entspricht einem Anteil am gesamten Einsatz erneuerbarer Energien von ca. 45 % – zu diesem Anstieg bei. Der Zuwachs bei fester Biomasse gegenüber dem MMS geht hauptsächlich auf die Ausweitung der Nutzung von Biokraftstoffen zurück. Unter den erneuerbaren Energieträgern folgt Wind mit 480 PJ (Anteil 17 %) auf dem zweiten Rang und Geothermie mit 380 PJ (Anteil 13 %) auf dem dritten Platz. Die Energieträger Solarenergie, Biogas und Bioethanol tragen zusammen mit ca. 600 PJ bei, wobei auf jeden dieser Energieträger etwa ein Drittel der Energiemenge, also ca. 200 PJ, entfällt.

Im Vergleich zum Ohne-Maßnahmen-Szenario liegt der Primärenergieverbrauch im Jahr 2030 im Mit-Maßnahmen- und im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario um ca. 870 PJ (-6,6 %) bzw. um etwa 2.550 PJ (-19,3 %) auf einem deutlich niedrigeren Niveau. Dabei werden vor allem weniger Kohle (als Effekt der Veränderungen in der Stromerzeugung), weniger Mineralöl (vor allem als Resultat der Veränderungen im Gebäude- und Verkehrssektor) und in deutlich höherem Umfang erneuerbare Energien eingesetzt. Der im Ohne-Maßnahmen-Szenario etwa auf dem Niveau des Basisjahres 2000 verharrende Kohleeinsatz im Jahr 2030 beträgt im Mit-Maßnahmen-Szenario nur gut drei Viertel dieser Menge, während der Einsatz von Kohle im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario um mehr als die Hälfte reduziert wird. Der Verbrauch von Mineralöl sinkt im Vergleich zum Ohne-Maßnahmen-Szenario im Mit-Maßnahmen-Szenario um etwa ein Fünftel und im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario um etwa ein weiteres Fünftel. Der Einsatz erneuerbarer Energien liegt im Jahr 2030 im Mit-Maßnahmen-Szenario um den Faktor 2,9 höher als im Ohne-Maßnahmen-Szenario und erreicht bis dahin einen Anteil von 14 % am gesamten Primärenergieaufkommen. Im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario nimmt der Einsatz erneuerbarer Energien um den Faktor 5,3 zu und erreicht bis 2030 einen Primärenergieanteil von 27 %.

Emissionsentwicklung

Die Entwicklung der gesamten Treibhausgasemissionen (im Vorhaben „Politikszenarien für den Klimaschutz IV“ werden die Emissionen aus der Landwirtschaft sowie aus Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft ausgeklammert) ergibt sich einerseits aus den energiebedingten Treibhausgasemissionen und andererseits aus den Treibhausgasemissionen aus Industrieprozessen, der Produktverwendung und der Abfallwirtschaft.

Die *energiebedingten Treibhausgasemissionen* werden wesentlich bestimmt durch die CO_2-Emissionen aus der Verbrennung fossiler Energieträger in den Energiesektoren, den Endverbrauchssektoren Industrie, Haushalte, Verkehr, Gewerbe, Handel, Dienst-

leistungen sowie die flüchtigen CH_4-Emissionen aus dem Kohlenbergbau sowie der Öl- und Gaswirtschaft.

Im *Mit-Maßnahmen-Szenario* sinken die Treibhausgasemissionen aus der Verbrennung im Zeitraum 2000 bis 2030 um etwa 160 Mio. t CO_2-Äqu., dies entspricht einer Minderung von 19,7 %. Etwa 52 % dieser Emissionsminderung wird dabei von den Endverbrauchssektoren erbracht, der gesamte Beitrag der Energiesektoren (ohne Industriekraftwerke) beträgt für den genannten Zeitraum ca. 48 %. Im Vergleich zum Ohne-Maßnahmen-Szenario ergibt sich für den Zeithorizont eine Emissionsminderung von etwa 170 Mt CO_2-Äqu. Die größte Emissionsminderung wird im Vergleich von Mit-Maßnahmen- und Ohne-Maßnahmen-Szenario im Bereich der Energiewirtschaft erzielt. Ohne die für das Mit-Maßnahmen-Szenario unterstellten klima- und energiepolitischen Interventionen würde das Niveau der Treibhausgasemissionen aus der Energiewirtschaft im Jahr 2030 um etwa 90 Mt CO_2-Äqu. höher liegen.

Die CH_4-Emissionen aus dem Kohlenbergbau und der Öl- und Gaswirtschaft gehen im Mit-Maßnahmen-Szenario von 2000 bis 2030 um 47,9 % zurück. Diese Entwicklung resultiert vor allem aus der Beendigung des deutschen Steinkohlenbergbaus und aus dem Rückgang des Erdgasverbrauchs in Deutschland. Die Unterschiede zwischen dem Mit-Maßnahmen- und dem Ohne-Maßnahmen-Szenario sind in diesem Bereich mit ca. 1 Mt CO_2-Äqu. für das Jahr 2030 nur gering.

Insgesamt ergibt sich für die energiebedingten Treibhausgasemissionen im Mit-Maßnahmen-Szenario im Zeitraum 2000 bis 2030 eine Reduktion von 169 Mt CO_2-Äqu. bzw. 20,4 %.

Die Entwicklung der energiebedingten Treibhausgasemissionen im *Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario* ist wiederum durch den Verlauf der CO_2-Emissionen aus Verbrennungsprozessen geprägt. Insgesamt ergibt sich für diesen Zeitraum eine Minderung der Treibhausgasemissionen aus der Verbrennung von 380 Mt CO_2-Äqu., dies entspricht einer Minderung von 47,1 %. Der Anteil der Endverbrauchssektoren (v.a. im Bereich der Gebäude und des Verkehrs) an der gesamten Emissionsminderung beläuft sich auf etwa 45 %, entsprechend tragen die Emissionsminderungen in der Energiewirtschaft bis zum Jahr 2030 mit etwa 55 % zur gesamten Reduktion bei. Ein Sondereffekt ist für die Industrie zu beachten: die starke Ausweitung der industriellen KWK-Erzeugung führt zu einem Anstieg der Emissionen für den Sektor Industrie (der wiederum einen stärkeren Rückgang der Emissionen in den Energiesektoren zur Folge hat).

Vor allem als Folge des deutlich zurück gehenden Erdgasverbrauchs sinken auch die flüchtigen CH_4-Emissionen der Energiewirtschaft erheblich. Im Zeitraum 2000 bis 2030 ist hier ein Rückgang um über 10 Mt CO_2-Äqu. bzw. 54,8 % zu verzeichnen.

Für die energiebedingten Treibhausgasemissionen insgesamt ergibt sich im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario ein Rückgang um 391 Mt CO_2-Äqu. bzw. 47,2 %.

Tabelle Z- 2 Entwicklung der Treibhausgasemissionen aller betrachteten Sektoren, 2000-2030

	2000	2005	2010[a]	2015	2020	2025	2030
	Mio. t CO_2-Äqu.						
Mit-Maßnahmen-Szenario							
Energiesektoren	351,8	366,0	338,7	311,5	320,0	305,6	275,4
Industrie	98,8	104,0	92,2	80,4	76,9	85,5	89,3
GHD	54,6	53,5	59,7	55,5	51,4	47,7	44,1
Haushalte	118,9	114,1	116,6	111,3	106,3	101,7	97,6
Verkehr	184,3	165,7	157,4	149,0	150,2	147,7	142,3
Flüchtige Emissionen aus Energiesektoren	19,3	15,8	14,7	12,9	10,7	10,4	10,1
Industrieprozesse	102	108	105	103	101	99	99
Produktverwendung	1	1	1	1	1	1	1
Abfallwirtschaft	22	14	10	8	7	6	5
Gesamt	952,6	941,6	895,6	832,9	824,4	805,3	763,9
ggü. 2000	-	*-1,2%*	*-6,0%*	*-12,6%*	*-13,5%*	*-15,5%*	*-19,8%*
ggü. Basisjahr[b]	*-17,4%*	*-18,4%*	*-22,4%*	*-27,8%*	*-28,6%*	*-30,2%*	*-33,8%*
Nachr.:							
Internationaler Luftverkehr und Hochseebunkerungen	*24,8*	*29,3*	*33,2*	*37,7*	*42,7*	*48,3*	*51,6*
Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario							
Energiesektoren	351,8	366,0	322,9	279,9	250,1	193,6	143,2
Industrie	98,8	104,0	91,7	79,5	77,9	96,0	103,6
GHD	54,6	53,5	58,0	51,8	45,7	40,0	34,3
Haushalte	118,9	114,1	111,9	100,6	88,8	78,1	68,4
Verkehr	184,3	165,7	142,4	119,1	106,7	93,9	78,5
Flüchtige Emissionen aus Energiesektoren	19,3	15,8	14,5	12,4	9,9	9,4	8,7
Industrieprozesse	102	108	102	98	94	92	91
Produktverwendung	1	1	1	1	1	1	1
Abfallwirtschaft	22	14	10	8	7	6	5
Gesamt	952,6	941,6	854,8	750,6	681,3	610,5	534,3
ggü. 2000	-	*-1,2%*	*-10,3%*	*-21,2%*	*-28,5%*	*-35,9%*	*-43,9%*
ggü. Basisjahr[b]	*-17,4%*	*-18,4%*	*-25,9%*	*-35,0%*	*-41,0%*	*-47,1%*	*-53,7%*
Nachr.:							
Internationaler Luftverkehr und Hochseebunkerungen	*24,8*	*29,3*	*33,2*	*27,8*	*30,6*	*33,7*	*35,4*
Ohne-Maßnahmen-Szenario							
Energiesektoren	351,8	366,0	368,9	371,9	381,2	379,1	368,8
Industrie	98,8	104,0	92,7	81,5	86,0	93,5	89,2
GHD	54,6	53,5	61,9	60,5	59,1	58,2	57,4
Haushalte	118,9	114,1	123,6	124,7	125,8	127,0	128,2
Verkehr	184,3	165,7	177,7	189,8	190,2	184,2	176,1
Flüchtige Emissionen aus Energiesektoren	19,3	15,8	14,8	13,3	11,3	11,3	11,1
Industrieprozesse	102	108	118	119	120	118	117
Produktverwendung	1	1	1	1	1	1	1
Abfallwirtschaft	22	14	10	8	7	6	5
Gesamt	952,6	941,6	969,1	969,8	981,3	978,7	954,7
ggü. 2000	-	*-1,2%*	*1,7%*	*1,8%*	*3,0%*	*2,7%*	*0,2%*
ggü. Basisjahr[b]	*-17,4%*	*-18,4%*	*-16,0%*	*-16,0%*	*-15,0%*	*-15,2%*	*-17,3%*
Nachr.:							
Internationaler Luftverkehr und Hochseebunkerungen	*24,8*	*29,3*	*33,2*	*37,6*	*42,7*	*48,3*	*51,6*

Anmerkungen: [a] Werte teilweise als Mittelwerte von 2005 und 2015 errechnet. - [b] Basisjahr für CO_2, CH_4 und N_2O ist 1990 sowie 1995 für HFKW, FKW und SF_6.

Quellen: Öko-Institut, FZ Jülich, Fraunhofer ISI und DIW Berlin.

Die Entwicklung der Treibhausgasemissionen aus *Industrieprozessen* wird für Deutschland vor allem durch die Entwicklung der CO_2-Emissionen aus der Stahl- und Zementproduktion sowie der N_2O-Emissionen aus der chemischen Industrie geprägt. Für diese Quellbereiche wurde in den Szenarien keine unterschiedliche Entwicklung unterstellt, so dass sich die Unterschiede zwischen den Szenarien nur aus der Emissionsentwicklung der industriellen Prozesse ergeben, für die eine Abhängigkeit von der energiewirtschaftlichen Entwicklung ergibt (v.a. in Raffinerien) bzw. für die andere Projektionen ausgewertet wurden (dies betrifft die Emissionen der synthetischen Treibhausgase).

Im *Mit-Maßnahmen-Szenario* sinken die Treibhausgasemissionen aus Industrieprozessen insgesamt von 2000 bis 2030 um ca. 3 Mt CO_2-Äqu. bzw. 3,2 %. Diese Emissionsentwicklung ergibt sich jedoch aus zwei gegenläufigen Prozessen. Einerseits sinken die prozessbedingten CO_2-Emissionen – bedingt vor allem durch die unterstellte Produktionsentwicklung bei Oxygenstahl und Zement – um knapp 16 Mt CO_2 bzw. 18,9 %, andererseits ist für die N_2O- und die HFKW-Emissionen aus Industrieprozessen ein deutlicher Emissionsanstieg zu bilanzieren, der sich für den Zeitraum 2000 bis 2030 auf fast 12 Mt CO_2-Äqu. beläuft.

Vor allem bedingt durch die Maßnahmen im Bereich der HFKW-Emissionen sinken die Treibhausgasemissionen aus Industrieprozessen im *Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario* um etwa 11 Mt CO_2-Äqu. bzw. 10,4 %.

Treibhausgasemissionen aus der *Produktverwendung* spielen für Deutschland nur eine untergeordnete Rolle und betreffen vor allem die N_2O-Emissionen. Der entsprechende Emissionsbeitrag beläuft sich jedoch nur auf etwa 1 Mt CO_2-Äqu., der für die Szenarien nicht weiter variiert wurde.

Ein erheblicher Beitrag zur Entwicklung der Treibhausgasemissionen entsteht dagegen aus den Entwicklungen in der *Abfallwirtschaft*. Die Entwicklung der CH_4- und N_2O-Emissionen aus diesem Quellbereich ist – mit einem mehrjährigen Nachlauf – vor allem durch die ergriffenen abfallwirtschaftlichen Maßnahmen bestimmt, die ab 2005 in einem weitgehenden Verbot der Deponierung organischer Substanzen resultierten. Entsprechend gehen die Treibhausgasemissionen aus der Abfallwirtschaft im Zeitraum 2000 bis 2030 um etwa 17 Mt CO_2-Äqu. bzw. 75,6 % zurück. Durch die weitgehenden, bereits ergriffenen Maßnahmen wird in diesem Bereich keine weitere Differenzierung nach Mit-Maßnahmen- und Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario vorgenommen.

Für die *gesamten Treibhausgasemissionen* (ohne Landwirtschaft sowie Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft) ergibt sich im *Mit-Maßnahmen-Szenario* für den Zeitraum 2000 bis 2030 eine Rückführung um 189 Mt CO_2-Äqu. bzw. 19,8 %. Im Vergleich zu den Emissionsniveaus in den Basisjahren des Kyoto-Protokolls ergibt sich bis 2020 eine Minderung um 28,6 % und bis 2030 eine Reduktion um 33,8 %. Für das *Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario* beträgt die Emissionsreduktion von 2000 bis 2030 43,9 %, im Vergleich zu den Basisjahren des Kyoto-Protokolls entspricht dies einer Emissionsminderung bis 2020 von 41 % sowie bis 2030 von 53,7 %.

Hinzuweisen ist jedoch auch darauf, dass die beschriebenen Emissionstrends die Entwicklungen im *internationalen Flugverkehr* (und in geringerem Umfang auch der

Hochseeschifffahrt) ausklammern. Insbesondere die sehr dynamische Entwicklung im internationalen Luftverkehr führt dazu, dass die entsprechenden Treibhausgasemissionen im Mit-Maßnahmen-Szenario von 2000 bis 2030 um 27 Mt CO_2-Äqu. wachsen und sich damit mehr als verdoppeln. Gleichzeitig zeigt die Szenarienanalyse aber auch, dass durch entsprechende Maßnahmen die Emissionen aus dem internationalen Luftverkehr im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario um 16 Mt CO_2-Äqu. gesenkt werden können und damit der Zuwachs im Vergleich zu 2000 auf 42 % begrenzt werden kann.

Den Emissionsentwicklungen liegen unterschiedliche klima- und energiepolitische Maßnahmen bzw. Zielsetzungen zu Grunde. Die größten Beiträge zur Emissionsminderung im *Mit-Maßnahmen-Szenario* erbringen dabei (jeweils ohne Berücksichtigung von Überlagerungen und indirekten Effekten) bis zum Jahr 2030:

- die Ausweitung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien mit 62 Mt CO_2,
- die Einführung der Beimischungspflicht für Kraftstoffe mit 18 Mt CO_2,
- die Einsparungen von Strom durch verschiedene Maßnahmen mit 14 Mt CO_2,
- die Einführung des EU-Emissionshandelssystems mit 10 Mt CO_2.
- die Abschaffung der Erdgassteuer für die Verstromung 9 Mt CO_2,
- die Förderprogramme zur Erhöhung der Energieeffizienz im Gebäudesektor mit etwa 7 Mt CO_2,
- die Reduktion des Flottenverbrauchs von PKW im Rahmen der ACEA-Selbstverpflichtung mit 7 Mt CO_2,
- die Energieeinsparverordnung mit 6 Mt CO_2,
- die Marktanreizprogramme Biomasse und Solar mit 5 Mt CO_2,

Für das *Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario* ergeben sich bis 2030 die größten zusätzlichen Minderungsbeiträge aus den folgenden Maßnahmen:

- der weitere Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien mit 48 Mt CO_2,
- die anreizorientierte Umsetzung des EU-Emissionshandelssystems in Deutschland mit 41 Mt CO_2, wobei sich dieser Beitrag bei Verschärfung der Klimaschutzziele auf bis zu 48 Mt CO_2 erhöht,
- die verstärkten Bemühungen zur Stromeinsparung mit 21 Mt CO_2,
- die verstärkte Förderung der KWK mit 18 Mt CO_2,
- die Einführung der Kerosinbesteuerung mit 18 Mt CO_2 (davon allerdings 14 Mt CO_2 im Bereich des internationalen Luftverkehrs),
- die Einführung von ambitionierten Obergrenzen für CO_2-Emissionen von PKW mit 16 Mt CO_2,
- die Erhöhung der Quoten für die Beimischungspflicht von Biokraftstoffen mit 14 Mt CO_2,

- der verstärkte Einsatz von Brennwertkesseln für die Raumwärmeerzeugung mit 13 Mt CO_2,
- der verstärkte Einsatz von regenerativen Energien in Gebäuden mit 11 Mt CO_2,
- die Ausdehnung der LKW-Maut auf Fernstraßen und LKW mit einem zulässigen Gesamtgewicht ab 3,5 t mit 10 Mt CO_2,
- die Forcierung der Wärmedämmung im Altbau mit 8 Mt CO_2,
- die Pflicht zur Nutzung von Leichtlaufreifen und -ölen von 7 Mt CO_2,

Insbesondere mit Blick auf die im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario in Ansatz gebrachten Maßnahmen ist aber auch darauf hinzuweisen, dass diese zu wesentlichen Teilen auf einen vergleichsweise langlebigen Kapitalstock abzielen (Gebäude und Kraftwerke).

Die Sektoranalysen haben hier sehr klar gezeigt, dass für die notwendigen Investitionen in diesen Bereichen klaren Perspektiven mit deutlichen Aussagen zu den zukünftigen Anreizsignalen und Rahmensetzungen eine besondere Bedeutung zukommt (langfristig angelegte Förderprogramme für den Gebäudesektor, stabile Rahmenbedingungen für erneuerbare Energien, volle Berücksichtigung der CO_2-Kosten für Neubauentscheidungen im Rahmen des Emissionshandels etc.). Sofern eine solche Klarheit nicht bzw. nicht sehr bald (oder nur hinsichtlich der klimapolitisch kontraproduktiven Anreizsignale) geschaffen wird, bleibt der im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario beschriebene Emissionspfad jedoch illusorisch.

Executive Summary

As a background study for the preparation of the German 2007 Projection Report and other projects of climate policy, scenarios are created in the "Policy Scenarios for Climate Protection IV" project with regard to the development of greenhouse gas emissions from German source sectors for the time period of 2000 to 2030. They are:

- a *with measures scenario* (WMS), in which climate protection and energy policy measures adopted within the time period of 2000 to mid-2006 are taken into consideration and which is awarded a high level of prognostic relevance;
- a *without measures scenario* (WOMS), in which a hypothetical development is described, had these measures not been adopted;
- a *with additional measures scenario* (WAMS), in which the impact of further instruments - defined in coordination with the sponsoring agency - of climate protection and energy policy (or of relevant targets) are also taken into account in the scenario development.

Within the scope of the scenario analyses, a detailed assessment is undertaken of the measures of climate protection and energy policy which have been adopted to date and which go beyond, in view of their impact on the development of German greenhouse gas emissions. The emissions of the greenhouses gases covered by the Kyoto Protocol – carbon dioxide (CO_2), methane (CH_4), nitrous oxide (N_2O), halogenated chlorofluorocarbons (HCFC), perfluorinated hydrocarbons (PFH) and sulphur hexafluoride (SF_6) – are considered for the following source sectors: energy, industrial processes, product use and waste management. Agriculture (in view of the CH_4 and N_2O emissions), land use change and forestry were not incorporated as source sectors in the analyses in accordance with the commission of the sponsoring agency.

For the scenario development, an energy system model is deployed, with the help of which the results of detailed – and in part, model-based – sectoral analyses are consolidated to a consistent and comprehensive data set for the energy-economic development. Specific analyses are undertaken for the sectors of space heating and warm water, electrical devices, transport and electricity production from renewable energies as well as from fossil fuels. For the remaining source sectors, the results of other analyses were adopted or incorporated.

The results of the energy-economic modelling constitute - together with supplementary and partially model-based analyses for industrial processes, product use as well as waste management - the basis for the detailed calculation of greenhouse gas emissions. The latter are determined in a way suitable to the structure and emissions levels of the current German greenhouse gas inventory.

The scenario development and assessment of measures are undertaken in such a way that broadly satisfies the requirements of the Projection Report in view of the emission results, as well as background parameters and indicators; a high degree of transparency and comparability is also ensured in the process.

Basic data

In the development of energy demand and the emissions scenarios, a series of important framework conditions play a decisive role. These involve both demographic and economic basic data and the development of energy prices.

Table S- 1 Selected demographic and economic basic data, 2000-2030

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Demographic development							
Residential population (1,000 inhabitants)	82,260	82,438	82,411	81,902	81,393	80,407	79,421
Private households (1,000 households)	38,151	39,178	39,665	39,843	40,021	39,869	39,716
Economic development							
Gross domestic product	2,063	2,129	2,305	2,487	2,669	2,849	3,029
Gross value added of manufacturing industry (bn. €2000)	426	457	471	505	540	575	610
Employees in manufacturing industry (1,000 employees)	7,950 (2002)		7,223	6,920	6,617	6,346	6,074
Employees in service sector (1,000 employees)	26,967 (2002)		27,728	28,055	28,381	28,090	27,798
Prices of primary energy carriers							
Brent crude oil (US $2000 per bbl)	28	48	50	49	47	54	60
Hard coal (€2000 per t HCU)	42	62	53	53	52	54	56
CO_2 certificate prices (€2000 per EUA)	-	17	16	20	23	27	30

Sources: German Federal Statistical Office, Bafa, EIA and EWI/Prognos.

A demographic development forms the basis of the scenario development. Within this demographic development, the German residential population reaches its highest level in the period of 2005 to 2010 and steadily recedes in the following years; it is expected that Germany will have only approx. 79 million inhabitants in 2030. Nevertheless, the number of private households slightly increases up to 2020 as a result of the sustained trend towards smaller households and does not begin to (slightly) decline until the subsequent decade.

With regard to economic development, relatively steady growth is assumed up to 2030, so that the level of the German Gross Domestic Product will be about 47% above that of 2000 in 2030. The gross value added in manufacturing industry increases a little more modestly (by approx. 43%) in the same period. With regard to the employment structure, it is assumed that the employment level in manufacturing industry will be around 2 million below the 2002 level in 2030; this corresponds to a downturn of about 24%. In the private and public service sector, a small increase of almost 1 million is assumed in the number of employees; this corresponds to an increase of approx. 3%.

Regarding the development of the primary energy prices, the scenarios are based on a crude oil price of around 60 US$ per barrel in 2030. Compared to 2005, this corresponds to an inflation-adjusted increase in price of around 24%. In contrast, it is assumed that prices of hard coal will fall slightly, with the result that imported hard coal will be approx. 10% cheaper in 2030 than it was in 2005. In terms of the prices of EU emission allowances, the scenarios assume that these prices will slowly increase as of 2010, reaching a level of 30 € per EUA in 2030.

Space heating and warm water for residential and non-residential buildings

In the *with measures scenario*, the greatest savings are achieved by means of monetary support programmes. They are: the program of the German promotional bank KfW and the market incentive program. Furthermore, two regulatory measures - "Amendment of the German Building Energy Conservation Ordinance" ("Novellierung der EnEV") and the "German Energy Label" ("Energieausweis") - are important in this context. Flanking effects result from public relations and consultancy. Monetary and ordinance measures together bring about a saving of 15 Mt CO_2 in 2030 (excluding double counting). The most successful individual measure in this regard is the KfW CO_2 Building Rehabilitation Programme ("KfW-CO_2-Gebäudesanierungsprogramm"), which produces a saving of 5.3 Mt. The second most successful measure is the German market incentive program for biomass, which generates a saving of 4.6 Mt. The other measures, which are not individually quantifiable, bring about a saving of 14 Mt collectively.

District heat and electricity consumption are also included in the representation of energy consumption development. In the *with measures scenario*, the savings amount to around 9 % (16 %) up to 2030 compared to 1990 (2006) when electricity and district heat are taken into account. When electricity and district heat are excluded, the savings amount to 5 % (14 %). The savings compared to 2006 are greater than compared to 1990 since the absolute energy consumption continued to rise on average from 1990 to 2005. Only as of 2006 does the energy consumption begin to fall. The stated savings are reached by means of efficiency improvements; such improvements include the replacement of old boilers with new installations and the enhancement of thermal insulation in old buildings. Concurrently, the share of renewable energies is increased; biomass makes the greatest individual contribution in this context. By means of the measures included in the with measures scenario, CO_2 emissions decrease by 22 % (19 %) compared to 1990 levels (2006).

The CO_2 emissions calculated for 2030 depend substantially on several *sensitive parameters*. These include: the annual surface area of new buildings; the potential utilisation during the renovation of the building envelope; the share of renewable energies within the consumption structure and the development of the relation of oil to gas in the supply of buildings. All of these parameters are predicted and contain an uncertainty. In all cases there is a linear connection between variation of the parameters and the resulting change in the CO_2 emissions. If all parameters are varied in the probable uncertainty intervals, the total CO_2 emissions change by around ± 8 Mt to ± 10 Mt in 2030 in the residential building sector. In comparison to the CO_2 emissions of 1990, this represents a relative change of ± 6 % to ± 8 %.

In the *non-residential building sector*, the CO_2 emissions are reduced by 36% (36%) up to 2030 in relation to 1990 (2006). This considerable reduction is achieved by boiler replacements, rehabilitation effects on the building envelope and the increasing use of solar-powered installations and biomass furnaces. Moreover, a considerable share of the reduction is due to demolition. Old buildings which are generally poorly insulated are most likely to be replaced by new buildings. The replacement cycles are substantially

shorter than in the residential building sector. The reduction in energy consumption amounts to around 26 % (29 %) in the same time period.

In the *with additional measures scenario*, further measures are taken into account which aim at substantial improvement of plant efficiency, promotion of thermal insulation in old buildings, an increase in the use of renewable energies as well as an increase in public relations, consultancy, training and quality campaigns.

Condensing boiler technology is by far the most efficient and marketable technology in terms of the energy supply to buildings. By means of promoted introduction, it is intended that only condensing boilers will be used up to the end of the time horizon. The combination of the highly-efficient, cost-effective condensing boiler technology and solar thermal energy represents a suitable installation-mix. Within the scope of the *with measures scenario*, it is therefore intended that the share of these combi-installations will increase from 8 % today to 80 % by 2020 and 100 % by 2030.

The combustion of solid biofuels, the use of solar thermal energy and the use of ambient heat via heat pumps are particularly suited to delivering a sustained contribution to heat supply in the buildings sector. By means of the "Increasing the use of renewable energies" measure, the volume of renewable energies is more than doubled by 2030. Alongside a significant expansion in biomass use, the contribution of solar energy increases by a factor of 13 and of environmental energy by a factor of 20.

In order to resolve the modernisation backlog with regard to thermal insulation, it is assumed that the potential utilisation will double from 32 % to 65 % in the scope of the with additional measures scenario. This shall be achieved by means of the following individual measures: instead of repeatedly repairing defect and over-aged components in a provisional manner, an exhaustive rehabilitation shall be initiated in such cases. In this way, the quantity of rehabilitations is increased. In order to improve the quality of the rehabilitation, roofs and facades should not be rehabilitated without thermal insulation; the ordinance's requirements also need to be complied with during the realisation of thermal insulation.

The latter measure shall be supported by tightening the German Building Energy Conservation Ordinance (BECO; Deutsche Energieeinsparverordnung, EnEV) by 25% for new and old buildings as of 2012. However, the achievable saving by 2030 for old and new buildings amounts to only half that of the saving achieved by improving the level of potential utilisation. It is thus more effective to first improve the implementation of the present German BECO instead of making the ordinance stricter. The latter undertaking will, however, ultimately be unavoidable in the long term in order for stringent reduction targets to be met.

The energy savings brought about by the measures within the with additional measures scenario amount to around 27 % (32 %) by 2030 for *residential buildings* compared with 1990 (2005) when electricity and district heat are taken into account. Without electricity and district heat, the savings total approx. 22 % (30 %). In the case of the fossil energy carriers of fuel oil and natural gas, the savings reach a level of around 44% in comparison with those of 2005. This corresponds to approx. 23 % of the total German

consumption of natural gas and fuel oil in 2006. The great importance of the with additional measures scenario in the context of reducing German energy imports is hereby demonstrated. In this scenario, the share of renewable energies expands to 25% by 2030; this corresponds to almost double the value reached in the with measures scenario. The CO_2 emissions fall by around 46% (44%) up to 2030 compared to the 1990 (2006) level.

The total final energy consumption of *non-residential buildings* falls by 50 % (49 %) in the with additional measures scenario compared to 1990 (2006). The decline in gas consumption is more considerable than in the with measures scenario. In both scenarios, the fuel oil use decreases substantially more than the gas use. Due to the high level of savings, a decline in electricity consumption arises. Renewable energies in the form of biomass and solar energy increase relatively substantially, whilst always remaining at a low level in absolute terms. Subsequently, a reduction of 27 Mt CO_2 or 57 % can be expected up to 2030 in the with additional measures scenario. Since the emission levels are almost the same for 1990 and 2006, these values apply for both reference years.

Electrical household devices

In the *with measures scenario,* electricity savings are essentially achieved by means of the German Energy Consumption Labelling Ordinance (ECLO; Energieverbrauchskennzeichnungsverordnung, EnVKV) and the German Energy Consumption Maximum Value Ordinance (ECMVO; Energieverbrauchshöchstwerteverordnung, EnVKH). Up to 2030, an overall saving of 9.4 TWh is expected. To be sure, this is largely due to the German ECLO and ECMVO; however, there are further factors of influence such as autonomous progress in energy technology and informative measures via energy labelling, most notably the “German Energy Efficiency Initiative”. In order to avoid double counting, these informative measures are not separately quantified.

The measures proposed in *with additional measures scenario* aim, on the one hand, to further reduce the energy consumption of large electrical household devices. To this end, mandatory minimum efficiency standards for further electrical household devices or the tightening of existing mandatory product labels for electrical household devices are suggested as alternatives. A fundamental pre-requisite for the success of both measures is their dynamic adaptation, i.e. the regular adaptation of threshold values to progress in energy technology. This could follow the example of the "Top Runner approach" practised in Japan, in the framework of which the most energy-efficient product is determined in each case for individual product groups. After a certain pre-defined time, the products of all manufacturers and importers have to meet this energy efficiency value on average. Under these conditions, it is estimated that an increase in mandatory minimum efficiency standards brings about electricity savings of around 11 TWh by 2030. Alternatively, in the case of the tightening and dynamic adaptation of mandatory product labels for electrical household devices, the saving would be smaller, amounting to around 8 TWh.

On the other hand, measures were considered which can contribute to a greater tapping of existing technology-related saving potentials of the "standby consumption" of electrical and electronic household devices. The electricity consumption when the device is switched off, which comes about as a result of electrical devices not being completely disconnected from the power grid upon being switched off, can be avoided in the medium term if the manufacturers were obliged to fit switches to enable disconnection from the power grid. The saving potential of this measure is estimated to be around 1.5 TWh. A possible measure to reduce electricity consumption in the "standby" operation modus is mandatory labelling of the electricity consumption of the devices when they are in this operation modus. Due to this measure, savings can be achieved of around 7 TWh by 2030. An alternative measure is the setting of minimum efficiency requirements of consumption in the "standby" operation modus. In this way, the present saving potentials can also be tapped – and possibly in a shorter period of time. As a general rule, all measures to reduce the energy consumption of electrical devices should be accompanied by information campaigns, the effect of which is already included in the impacts of measures.

In the with additional measures scenario, net electricity savings of around 18 TWh are expected overall with regard to electrical devices in the residential sector as a result of the suggested measures. Around 60 % of this total stems from the electricity consumption of electrical devices covered in the above measures; the remainder is due to energy consumption for cooking as well as electrical appliances for warm water preparation in residential buildings, auxiliary energy for the operation of oil and gas boilers and for air conditioning and ventilation. Compared to the with measures scenario, electricity consumption decreases once again by around 26 TWh up to 2030 in the with additional measures scenario. 18 TWh of this sum are due to the additional measures for electricity savings of electrical devices analysed above.

Transport

The development of transport demand in the projection between 2000 and 2030 is different for the three sectors of ground passenger transport, freight transport and passenger air transport. The lowest growth in transport activity takes place in ground passenger transport (+10 %); after 2020 it enters into stagnation. Rail transport shows a slightly higher level of growth than that of transport by road. Transport activity in the freight transport sector increases continuously, reaching a level in 2030 that is around +65 % above that of 2000. The most explicit growth (of more than +150 %) is expected in passenger air transport; the growth occurs above all in the international air transport sector in this context. Growth in national air transport amounts to a little more than +30 %. In this respect, the importance of international air transport continues to increase significantly.

In spite of transport activity rising significantly in part, the total final energy consumption increases by almost +10 % in the transport sector from 2005 to 2030. Without taking into account air transport, the final energy consumption even decreases by almost

10 %. The demand for individual fuels develops very variedly, though. Petroleum demand decreases by around 60 %, whilst diesel demand increases by almost 20 %. In the case of kerosene and biofuels, growth is expected of more than 100 %. The electricity demand stagnates and the remaining fuels (liquefied petroleum gas, natural gas, hydrogen), which are negligible in 2005, achieve a share of almost 4 % in 2030.

These figures reflect a series of structural trends in the transport sector. A significant trend in the sector of passenger car demand is the change from petroleum to diesel passenger cars, which drives the reduction of petroleum demand. This trend is reinforced by a further trend – the increasing use of biofuels; bioethanol reduces the petroleum demand in this context. The third relevant trend is the increase in energy efficiency for all engine types, which leads to a reduction in specific demand. This trend is overlapped by another trend towards increasingly fitting top-of-the-range passenger cars with diesel engines. As a result, the specific consumption of newly-acquired diesel passenger cars surpasses that of petroleum passenger cars in 2006.

The CO_2 emissions of the transport sector rise slightly (by +3 %) up to 2020 compared to 2005 and then stagnate at this level up to 2030. Without the incorporation of total air transport, a downturn of 7 % would already be observable in 2020, which would reach 14 % in 2030. In the case of a complete removal of biofuels from the transport sector data, emissions would be 4 % lower in 2020.

The trends presented up to now reflect the development in the *with measures scenario* (WMS). Ten additional measures and their transport-related impacts were defined in the context of the *with additional measures scenario* (WAMS). For the passenger car sector, these comprise the abolition of the commuter allowance in Germany (Entfernungspauschale); the German motor-vehicle tax based on CO_2 emissions (KFz-Steuer); adaptation of the diesel tax to the petroleum tax within the German Mineral Oil Tax Act and the setting of CO_2 emission caps for new cars. In the lorry sector, the corresponding measures are: the doubling of the the nominal lorry user costs and the extending of the toll for lorries to both motorways and country roads as well as to lorries with a maximum permitted vehicle weight of 3.5 tonnes or more. The mandatory introduction of low-resistance tyres and oils as well as the accelerated introduction of biofuels can be regarded as measures for passenger transport as well as freight transport. Both of the measures - incorporation in EU emissions trading and the introduction of the kerosene tax - concern air transport.

In total, a reduction of the CO_2 emissions of the transport sector by 27 % (-41 %) in 2020 (2030) compared to 2005 results from the measures used in the with additional measures scenario. In absolute values this corresponds to a reduction of -49 Mt CO_2 (-77 Mt CO_2) in 2020 (2030).

In the comparison of WAMS with the WMS, the reduction amounts to 29 % (-43 %) in 2020 (2030). In absolute terms, a reduction of CO_2 emissions by -55 Mt CO_2 (-82 Mt CO_2) is achieved in 2020 (2030) by means of the WAMS. Since air transport provides a substantial reduction, which is not fully taken into account in the calculations of the emissions inventories, the reductions are also determined without incorporation of air

transport. They amount to -40 Mt CO_2 (-63 Mt CO_2) in 2020 (2030) and - taking into account the saving accrued in air transport in accordance with the classification of greenhouse gas inventories – to -43 Mt CO_2 (-67 Mt CO_2) in 2020 (2030).

Emission reductions of the individual measures vary significantly. The most effective measure is the introduction of the kerosene tax at a rate of 30.2 ct/l. In this way, -14 Mt CO_2 (-18 Mt CO_2) can be saved in 2020 (2030) as a result of the change in demand behaviour. However, only -3 Mt CO_2 (-4 Mt CO_2) are credited against the German target achievement in 2020 (2030) in accordance with prevailing agreements. The setting of CO_2 emission caps for passenger cars at 130 gCO_2/km in 2012 and 100 gCO_2/km in 2030 - which leads to a reduction of -11 Mt CO_2 (-16 Mt CO_2) in 2020 (2030) - is likewise very effective. For both of these measures, implementation within a European framework is assumed.

The next effective measure that should be mentioned is the raising of biofuel quotas, i.e. above all for the shares of bioethanol to replace petroleum and for the shares of biomass-to-liquid (BTL) fuels to replace diesel as of 2015. In contrast to both of the aforementioned measures, energy demand scarcely changes as a result of this measure; the CO_2 emissions can, however, be significantly decreased, since biomass is yielded for the production of biofuels from plants which have absorbed CO_2 in the course of their growth. This measure provides a reduction of -3 Mt CO_2 (-14 Mt CO_2) in 2020 (2030).

Both of the subsequent measures in the ranking according to effectiveness involve changes in the cost structure of freight transport by road. These cost changes lead to the following: a change in modal choice in favour of rail and inland vessel; an optimisation of lorry transport; and - in the case of the toll for lorries by a charge spread according to emission categories - an accelerated renewal of the lorry fleet with a focus on lower-emission vehicles. The doubling of nominal lorry user costs results in a reduction of -8 Mt CO_2 (-10 Mt CO_2) in 2020 (2030), whilst the extension of the toll for lorries to both motorways and country roads as well as to lorries with a maximum permitted vehicle weight of 3.5 tonnes or more produces a reduction of -5 Mt CO_2 (-10 Mt CO_2) in 2020 (2030).

Final energy consumption

The final energy consumption is directly reached by adding the energy consumptions of the individual final energy sectors. The final energy consumption of the residential sector is attained from the final energy demand for space heating and warm water taken from the model calculations of the STE group (Systems Analysis and Technology Evaluation; Systemforschung und Technologische Entwicklung, STE), the electricity demand for electrical devices within analyses by the Fraunhofer Institute for Systems and Innovations Research (ISI) and from the final energy demand for other uses (cooking) which were directly adopted from the projection to be found in EWI/Prognos (2006). The total final energy demand of the tertiary sector (trade, commerce and services) is made up of the energy demand for space heating and warm water preparation for non-residential buildings and the fuel and electricity demand for other uses, which in

turn were adopted from the projection of EWI/Prognos (2006). The final energy demand for the transport sector was determined by ISI and also encompasses air transport, which is attributable to the flights headed for international destinations. The contribution of manufacturing industry and remaining mining sector to the total final energy consumption was adopted directly from the projection of EWI/Prognos (2006); it was only adapted in respect of the additional CHP heat from industrial power plants.

In the *with measures scenario,* the total final energy consumption declines slightly, dipping from about 9,340 PJ in 2000 to almost 8,580 PJ in 2030. This corresponds to a decrease of 8 %. Upon consideration of the individual groups of energy carriers, the development differentiates substantially. Thus, the consumption of coal, which is essentially attributable to the industry sector (the tertiary sector and residential sector only make a limited contribution in this context) remains more or less constant over the time period under consideration. In contrast, a significant decrease in consumption occurs in the case of mineral oil products (by 19 % over the aforementioned time period). This decline also results from the high oil price level. The decrease is spread across the sectors in the following way: about 300 PJ is due to the transport sector; approximately 200 PJ is due to the tertiary sector and the residential sector each; and around 80 PJ stems from the industry sector. In the case of gases, a significant decrease in the final energy consumption (of about 16 %) can also be observed between 2000 and 2030. Once again, the contributions of the individual sectors prove to be very varied. Whilst the consumption in the industry sector decreases by around 350 PJ (and thereby almost by half), the natural gas consumption in the residential sector falls by around 100 PJ (-10%) and remains almost constant in the tertiary sector. By contrast, a significant increase of 79 PJ can be observed in the transport sector. Due to heat protection measures in the buildings sector, the demand for district heat decreases by around 14 % during the aforementioned time period. This decrease is more than compensated, however, by the increasing heat production in industrial thermal power plants, with the result that the total sum of heat in district and local heat networks as well as CHP heat from industrial power plants increases by around 50 PJ. Electricity consumption declines overall between 2000 and 2030 (-10 TWh), although it experiences a slight increase up to 2010. Contrary to the trends in the case of fossil energy carriers, the final energy consumption of renewable energy carriers substantially increases. Between 2000 and 2030, it trebles, rising from around 180 PJ to 570 PJ. The majority of this growth stems from the use of biofuels in the transport sector, which increases by approx. 240 PJ. In comparison, growth is more moderate in the other sectors (residential sector: +100 PJ; tertiary sector: +90 PJ). Alongside biomass for heat purposes, growth in these two sectors is also due to solar energy and ambient heat.

In the *without measures scenario,* the final energy demand increases by around 290 PJ (+3 %) from 2000 to 2020. Subsequently, it falls again slightly; in 2030, however, it is still 2 % higher than in 2000. By 2020, an increase in the consumption of mineral oil products by around 200 PJ is to be observed, which is mainly due to increasing transport activity. In the decade leading up to 2030 this falls again slightly. In contrast, in the case of natural gas, a steady decrease by almost 160 PJ in total can be observed in the

time period of 2000 to 2030. The electricity demand increases by almost 5% by 2020; in this context, growth essentially occurs in the residential sector. After 2020, the electricity consumption remains stable at this level. Only slightly more renewable energy carriers will be used up to 2030 (+ 75 PJ); thus, they are used to a significantly lesser extent than in the with measures scenario.

In the *with additional measures scenario,* the total final energy consumption declines substantially. It falls from around 9,340 PJ in 2000 to just under 7,100 PJ in 2030; this corresponds to a decrease of 24 %. Compared to the with measures scenario this constitutes an energy saving of a further 1,500 PJ or almost 17 % in 2030. In the time period of 2000 to 2030, the share of mineral oil products falls from around 44 % to around 28 %. In comparison, the shares of coal and natural gas decrease only slightly; the shares of district and local heat (including additional CHP heat from industrial power plants) and electricity increase slightly. In contrast, the share of renewable energies increases substantially, from 2% to around 14 %. Compared to 2000 levels, the final energy demand in 2030 is 29 % lower in the transport sector, 27% lower in the residential sector and 24 % lower in the tertiary sector. However, a much more modest reduction is to be observed in the industry sector (around 15 %). The latter is to due to the fact that additional measures were – in contrast to the with measures scenario – not analysed in respect of the industry sector and were limited to space heating, warm water, cooling and ventilation in the tertiary sector. As in the with measures scenario, the final energy consumption of renewable energy carriers increases substantially in contrast to the trends in the case of fossil energy carriers; between 2000 und 2030 a more than fivefold increase from around 180 PJ to almost 1,000 PJ is to be observed. Half of this growth is due to the use of biofuels in the transport sector, which increases by almost 500 PJ. The residential sector is also a substantial contributor, however, producing a growth of around 240 PJ. Growth is comparatively moderate in the other sectors. In comparison to the with measures scenario, the increase in the energy supply from renewables amounts to a further 430 PJ (+75 %) in 2030.

Whilst the final energy demand in the without measures scenario increases by around 2 % in the time period of 2000 to 2030, it falls significantly in both of the other scenarios. Compared to the without measures scenario, the final energy demand is 930 PJ (around 10 %) lower in 2030 in the with measures scenario and 2,410 PJ (around 25 %) lower in the with additional measures scenario. This reduction in consumption is due in particular to the decrease in the use of mineral oil products; this use decreases by more than 50 % in the with additional measures scenario compared to the without measures scenario, and also leads to a consumption level that is around 20 % lower in the with measures scenario. In addition, the gas and electricity demand is significantly lower in both the with measures scenario and the with additional measures scenario than it is in the without measures scenario. In the case of gas, the reduction in consumption amounts in 2030 to 10 % the with measures scenario and 32 % in the with additional measures scenario. Moreover, in the case of electricity, consumption falls by 5 and 11 percent respectively. Compared to the without measures scenario, the contribution of renewable energies in the end-use sectors is higher in the with measures scenario (by a factor

of 2.3) and the with additional measures scenario (by a factor of 4) at the end of the aforementioned period.

Electricity production from renewable energies

In Germany, the electricity production from renewable energies is substantially shaped by support provided by the German Renewable Energy Sources Act (RESA; Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG), which is in accordance with European policy (Directive 2001/77/EC). In Germany, a share of the electricity consumption amounting to at least 12.5 % ought to be achieved by 2010. Furthermore – in line with the target set by the 2004 amendment of the German RESA – a share of at least 20% is aimed for 2020. An amendment to the RESA is planned following the RESA review in 2007; this could be effective as of 2008 or 2009. In the process, shifts of emphasis have been contemplated, but not an increase in overall support in comparison to the current state of affairs. With regard to the with measures scenario, the current regulations of the German 2004 RESA are substantial in this respect. Moreover, measures in research and development are in effect, as are flanking regulatory and energy-economic measures.

The development in the *with measures scenario* is based on general assumptions and - as far as current estimations allow - the results of the energy-economical reference projection of EWI/Prognos and the high price alternative to this reference projection, which does not differ from the original reference development with regard to electricity production from renewable energies. In this reference development, support in accordance with the German RESA inclusive of the 2004 amendment (or equivalent support) is already basically taken into account. For the with measures scenario, a modified reference development is assumed which takes into account more up-to-date data and estimatations in terms of future development. In the with measures scenario, the minimum target of 12.5 % is significantly overshot in 2010 and the target of 20 % in 2020 is more or less achieved. Up to 2030 the share of renewable energies increases to almost 27 %. This development is due unambiguously to the increasing use of wind power; indeed, almost half of the renewable electricity production in Germany in 2020 stems from wind power.

Generally, plants supported by the German RESA would not be built or operated if a minimum feed-in tariff did not apply. In the *without measures scenario,* the electricity production from renewable energies only rises to 51.6 TWh up to 2030, thereby bringing about only a third of the electricity production possible in the *with measures scenario*. The estimated impact of the measure amounts to 48.7 TWh in 2010 and increases to 76.7 TWh by 2020 and 102.2 TWh by 2030. Such estimations involve several uncertainties. It should also be noted that the German RESA involves a minimum target of 20 % for 2020 and that regular evaluations are envisaged. In this respect, some post-adjustment of the support terms and feed-in tariffs makes up one of the fundamental features of the German RESA. An increase in the use of renewable energies for the purposes of electricity production in Germany is possible beyond the development in the with measures scenario.

In coordination with the sponsoring agency, such an accelerated deployment is considered in the *with additional measures scenario*. Electricity production from renewable energies achieves the minimum target set by the German RESA in the with measures scenario, contributing 120 TWh or around 20 % of the gross electricity consumption. By contrast, this share increases in the current "2006 Guideline Scenario" ("Leitszenario 2006") of the German Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Reactor Safety (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, BMU) to around 27 % by 2020 and around 45 % by 2030. The 2006 Guideline Scenario is a target-orientated scenario, in which a "minimum target" is described for the further increase of the use of renewable energies, both with a view to the stabilisation of domestic markets and to the expansion of export markets. It is assumed that the political instruments applied up to now remain effective in their current extent and the ones that are lacking will be established in the short term. In the context of electricity production from renewable energies, it is assumed that the German RESA will be developed further in the future.

In the WAMS, the total electricity production from renewable energies is already at least 5 TWh higher in 2010 (at 92 TWh) than in the WMS; the minimum target of 12.5 % is thereby even more overshot than in the WMS. In Germany, 154 TWh and 224 TWh of electricity from renewable energies are produced in 2020 and 2030, respectively. In addition, the increasing import of renewable electricity should also be considered (around 2 TWh in 2020 and 25 TWh in 2030).

Compared to the WMS, the greatest change in the WAMS is found in the wind energy sector, which makes up 79 TWh in 2020 and 132 TWh in 2030 (about a fourth of the electricity consumption) in this case. This presupposes the successful integration of fluctuating production in the electricity supply and requires favourable preconditions to enable an expansion of onshore wind energy generation which is free of conflict. Support of offshore use must also continue. Estimations as to the time path of offshore use in Germany have been very uncertain up to now, most notably in the case of long distances from the coast and of great water depths. Alongside the increased use of wind energy, the increase in biomass use would also have to be speeded up. To realise a supported development like this one, the support conditions would need to be examined in due consideration of market development and, if necessary, be adapted.

Total electricity production

The modelling of the expected construction of new power plants was undertaken with the help of the Öko-Institut's ELIAS model (Electricity Investment Analysis). Key basic conditions incorporated in the analysis are - alongside technical and cost parameters of the various types of power plants - the development of the fuel price and the CO_2 certificate price as well as the make-up of various policy instruments. The electricity production from renewable energies is taken from the relevant sectoral analysis.

The following policies and measures were considered in the *with measures scenario (WMS)*:

- abolition of natural gas tax for electricity production from condensing power plants
- introduction of EU emissions trading system
- German CHP Protection Act and the 2002 German CHP Act
- premiums for avoided network use

In the WMS, electricity production from renewable energies increases from 37 TWh in 2000 to 154 TWh in 2030. Electricity production in nuclear power plants falls from 167 TWh to zero in 2030, in line with the specifications of the German Atomic Energy Act (AEA; Atomgesetz, AtG). Lignite-based electricity production increases by 13 TWh compared to 2000 (154 TWh in 2030). This involves - due to the shutdown of old lignite power plants - an electricity production of 94 TWh in new lignite power plants. The electricity production in hard coal power plants decreases from 134 TWh to 119 TWh and capacity additions are exclusively made up by new condensing power plants. The conversion of natural gas into electricity almost doubles from 57 TWh to 102 TWh; in both cases almost half of the new natural gas-fired power plants are built as CHP plants. CHP-based electricity production increases slightly from 55 TWh (2000) to 63 TWh (2030).

In comparison to the without measures scenario (WOMS), a significantly greater share of renewable electricity production is achieved in the WMS; this has the effect that a smaller share of the need for new capacity has to be covered by fossil-based power plants. In particular, significantly fewer new hard coal power plants (most notably condensing power plants) are built in the WMS compared to the WOMS (-79 TWh hard coal-based electricity production in 2030). Moreover, fewer gas power plants are built in the WMS compared to the WOMS, although the quantity is comparatively low (-28 TWh of natural gas-based electricity production in comparison to the WOMS). In 2030, CHP-based electricity production in the WOMS amounts to 93 TWh, thus 30 TWh more than in the WMS.

The assessment of the individual measures shows that 76 Mt CO_2 of the total 97 Mt CO_2 is due to the lower fossil-based electricity production in the WMS in comparison to the WOMS. Alongside a reduction in electricity demand, greater increases in the use of renewable energies are particularly crucial. The introduction of emissions trading brings about a saving of 10 Mt CO_2 in 2030. In this context, allocation for CHP plants according to the double benchmark, which leads to advantages for CHP-based electricity production, should be emphasised. Furthermore, the abolition of the natural gas tax for condensing power plants also contributes, bringing about a saving of 9 Mt CO_2 in 2030. The impact of the German CHP Act is restricted (contributing a saving of 1 Mt CO_2) as a result of its limited period of validity and of the bonus structure being essentially orientated towards modernisation (and only minimally towards new construction). Premiums for avoided network use are also of secondary importance. If the scenario results are corrected of the overlapping effects of the individual measures, 91 Mt CO_2 result as the total reduction from the pool of measures in the WMS in 2030.

For the *with additional measures scenario (WAMS),* essentially two additional policies and measures were taken into account:

- Further development of emissions trading and the introduction of more stringent climate protection targets: allocation on the basis of a standard benchmark is assumed for new plants with regard to electricity and heat production (for CHP plants), independently of plant type and fuel used. Due to the introduction of more stringent climate protection targets, it is assumed that the CO_2 price will increase (45 €/EUA in 2030);
- Increased support of CHP plants: It is assumed that the target of doubling CHP-based electricity production by 2015 and trebling it by 2030 in relation to 2000 will be achieved. To this end, the existing German CHP Act is extended and the criteria for CHP plants that are entitled to receive bonuses are broadened.

In the WAMS, electricity production from renewable energies increases from 37 TWh (2000) to 224 TWh (2030). Electricity production in nuclear power plants falls to zero by 2030. The building of new lignite power plants (22 TWh in 2030) refers almost exclusively to power plants which are already planned or are in the process of being built. Almost no further construction of new lignite power plants takes place. Correspondingly, lignite-based electricity production falls – due to old power plants ceasing operation – from 141 TWh (2000) to 72 TWh (2030). The construction of new hard coal power plants is also not significant and is above all made up of power plants that are already planned. The corresponding electricity production falls from 134 TWh to 70 TWh. Natural gas-based electricity production increases substantially from 57 TWh to 130 TWh; CHP plants constitute the greatest share of newly-built power plants (104 TWh in 2030) in this context. As a result, CHP-based electricity production rises in total from 55 TWh to 121 TWh. It can be assumed that a share of the conversion of biomass into electricity will also take place in CHP plants. In this vein, almost a trebling of CHP-based electricity production in relation to 2000 can be achieved in this scenario.

In comparison to the WMS, electricity production from renewable energies in particular increases significantly, by 70 TWh up to 2030. In the same time period, the total electricity demand falls by 32 TWh. Correspondingly, the need for new fossil power plants falls by around 100 TWh compared to the WMS. Electricity production decreases by around 80 TWh in lignite power plants and by around 50 TWh in hard coal power plants in comparison to the WMS. Electricity production in natural gas power plants increases by approx. 30 TWh. Thus, the lower need for new fossil power plants only affects coal power plants. Furthermore, a significant fuel switch from coal to natural gas takes place.

In the assessment of the individual measures, reduced fossil-based electricity production constitutes the greatest share (producing a saving of 69 Mt CO_2) in the WAMS in comparison to the WMS. Modification of emissions trading to include a standard benchmark leads to a saving of a further 41 Mt CO_2. The impact of increases in CHP support lies in third place, producing savings of 18 Mt CO_2. A rising price for CO_2 emission certificates results in a reduction of 7 Mt CO_2. If the reduction contributions are cor-

rected of overlapping effects, an emission reduction of 92 Mt CO_2 in 2030 emerges as the total impact of all measures of the WAMS.

A *sensitivity analysis* of the *CO_2 certificate price* (15 €/EUA and 30 €/EUA in 2030, respectively) shows that the impact of the climate protection strategy described in the WAMS is largely independent of the CO_2 certificate price level.

In an *excursus*, the following question was analysed: To what extent can coal-fired power plants with CCS compete with other power plant options from 2020 onwards in the WAMS, if it is assumed that they show cost advantages compared to the other option of power plants without CCS? The analysis shows that for comparatively high cost advantages (30%) CCS power plants (lignite and hard coal) with an electricity production of only around 18 TWh up to 2030 are additionally connected to the network. Set against the WAMS, CCS ultimately represents a reduction option with limited potential compared against other measures already considered in the scenario.

Primary energy consumption

For the purposes of consolidating the sectoral analyses into a consistent quantity structure, the IKARUS optimisation model was used. Both consistency and a methodological basis for consolidation were thereby guaranteed. The results of the detailed analyses of the end-use sectors were directly integrated in the model in the form of the respective final energy demand. Renewable electricity and heat production as well as non-renewable electricity production, the latter in consideration of CO_2 emissions trading, were integrated in the model by means of restrictions. The other transformation sector - which was not separately analysed within the scope of the project - is represented explicitly in the model and reacts accordingly to the changed structures of the final energy demand.

In the *with measures scenario,* primary energy consumption falls from around 14,440 PJ in 2000 to almost 12,350 PJ in 2030. At the same time, the structure of primary energy consumption changes significantly in the aforementioned time period. The consumption of nuclear energy, mineral oils and coal decreases significantly between 2000 and 2030. The consumption of mineral oil products falls by almost 1,000 PJ and the consumption of coal declines by around 660 PJ within the aforementioned time period. The use of nuclear energy is terminated after the 2020 period, following a phasing-out agreement made between the German Federal Government and the operators of nuclear power plants. Natural gas consumption remains more or less constant - irrespective of slight fluctuations – over the time period, thereby slightly increasing its relative share of the primary energy consumption within the time period. In contrast, a substantial increase can be observed in the case of renewable energy carriers, in which more than a five-fold increase in consumption takes place between 2000 and 2030. Solid biomass contributes over a half of the renewable energy carriers in 2030 (at around 900 PJ of a total of approx. 1,770 PJ). Alongside direct use in the end-use sectors as well as for the purposes of electricity production, the majority of the biomass is used for the production of biofuels. Wind constitutes the second most important renewable energy carrier, pro-

ducing 330 PJ; geothermal energy follows in third place with approx. 200 PJ in 2030. The remaining 330 PJ are distributed evenly between hydropower, solar energy, ambient heat and (fluid and gaseous) biomass.

In part, the substantial decrease in primary energy consumption is due to systematic effects stemming from the different conventions of energy statistics. In accordance with the efficiency method used, nuclear energy is by definition attributed a conversion factor of 3 in the context of primary energy. In contrast, renewable energy carriers, for instance, are predominantly attributed a hypothetical efficiency of 100 %. Biomass and biogas represent an exception in this context; they are converted (analogously to the fossil energy carriers) using their respective thermal efficiencies. Similarly, geothermal energy is converted into primary energy using a factor of 2 when it is used in small local heating systems and a factor of 10 when it is used for electricity production. Hence, the primary energy consumption (PEC; Primärenergieverbrauch, PEV) tends to fall as a result of the special conversion of non-fossil energy carriers into primary energy; the shares of these carriers change considerably during the aforementioned time period.

In the hypothetical *without measures scenario,* there is only a slight decrease in primary energy consumption (-8 %) for the time period of 2000 to 2030. This decrease in primary energy consumption is due to autonomous efficiency improvements and, above all, to the building of new power plants and the shutdown of old power plants. Furthermore, the systematic effect arising from the phasing out of nuclear energy needs to be taken into account. The use of hard coal and natural gas increases by around 250 PJ and 300 PJ respectively, thereby essentially substituting a share of the nuclear energy. Moreover, in contrast to the with measures scenario, more lignite will be used by 2020 for electricity production. Due to an increasing demand for transport activity the need for crude oil and oil products increases by around 250 PJ by 2020 and falls subsequently to the 2000 level. The use of renewable energy carriers only increases by approx. 120 PJ in the aforementioned time period; it constitutes around 3.5 % of the total primary energy consumption in 2030, which corresponds to a growth of around one percentage point compared to 2000.

The primary energy consumption decreases more substantially (from around 14,440 PJ in 2000 to around 10,670 PJ in 2030, corresponding to a reduction of about 25%) in the *with additional measures scenario* than in the with measures scenario. Most notably, significantly less coal and mineral oil are used in this case. The natural gas consumption remains more or less at the same level as in the WMS and thereby increases its relative share in the primary energy consumption from around 20 % in 2000 to around 24 % in 2030 (WMS 2030: 23 %). In this context, the decreasing use of natural gas in the end-use sectors compared to the WMS is compensated by its increased usage in electricity production. An even greater growth takes place in the case of renewable energy carriers in the WAMS compared to the WMS. Its share in 2030 rises to almost 27 % or 2,860 PJ respectively, which constitutes a factor of nine compared to 2000. Biomass contributes above all to this increase by producing 1,280 PJ, which corresponds to a share of around 45 % of the total use of renewable energies. Growth with regard to solid biomass compared to the WMS can be generally attributed to the increase in the use of biofuels.

Amongst the renewable energy carriers, wind follows in second place, producing 480 PJ (constituting a share of 17 %); geothermal energy comes in third by producing 380 PJ (constituting a share of 13 %). The energy carriers of solar energy, biogas and bioethanol contribute together approx. 600 PJ to production; each energy carrier accounts for around a third (i.e. around 200 PJ).

Compared to the without measures scenario, the primary energy consumption lies at a significantly lower level in the with measures scenario and the with additional measures scenario in 2030 - around 870 PJ (-6.6 %) and around 2,550 PJ (-19.3 %) lower respectively. Coal (as an effect of the changes in electricity production) and mineral oil (above all as a result of the changes in the buildings and transport sector) are particularly less used, while significantly greater use is made of renewable energies. Coal use - which remains approximately at the level of the 2000 base year in the WOMS – only amounts to around three quarters of this total in 2030 in the WMS. In contrast, coal use decreases by more than half in the WAMS. The consumption of mineral oil falls by around a fifth in the WMS compared to the WOMS and by a further fifth in the WAMS. The use of renewable energies is higher by a factor of 2.9 in 2030 in the WMS compared to the WOMS, attaining a share of 14 % of the total primary energy supply up to this point. In the WAMS, the use of renewable energies increases by a factor of 5.3, attaining a primary energy share of 27 % by 2030.

Emissions development

The development of the total greenhouse gas emissions (in the "Policy scenarios for Climate Protection IV" project, the emissions from agriculture as well as land use change and forestry are factored out) originates in energy-based greenhouse gas emissions on the one hand and in greenhouse gas emissions stemming from industrial processes, product use and waste management on the other hand.

The *energy-based greenhouse gas emissions* are essentially determined from the CO_2 emissions from the combustion of fossil energy carriers in the energy sectors, the end-use sectors (industry, residential sector, transport, trade, commerce and services) as well as the fugitive CH_4 emissions from coal mining and the oil and gas industry.

In the *with measures scenario,* the greenhouse gas emissions from combustion fall by around 160 Mt CO_2-eq in the time period of 2000 to 2030, corresponding to a reduction of 19.7 %. Approx. 52 % of the emission reduction is brought about by the end-use sectors in this case; the total contribution of energy sectors (excluding industrial power plants) amounts to around 48 % within this time period. Compared to the without measures scenario, an emission reduction of around 170 Mt CO_2-eq emerges for the time horizon. The greatest emission reduction is achieved in the energy sector in comparison of the with measures scenario and the without measures scenario. Were it not for the interventions by climate and energy policy in the with measures scenario, the level of greenhouse gas emissions from the energy sector would be around 90 Mt CO_2-eq higher in 2030.

CH_4 emissions from the coal mining and the oil and gas industry fall by 47.9 % between 2000 and 2030 in the with measures scenario. This development above all results from the abandonment of hard coal mining and the downturn in natural gas consumption in Germany. The differences between the with measures scenario and the without measures scenario are only slight in this context, amounting to around 1 Mt CO_2-eq for 2030.

Overall, a reduction of 169 Mt CO_2-eq or 20.4 % emerges in the case of energy-related greenhouse gas emissions in the time period of 2000 to 2030 within the with measures scenario.

The development of energy-based greenhouse gas emissions in the *with additional measures scenario* is in turn shaped by the path of CO_2 emissions from combustion processes. A reduction of 380 Mt CO_2-eq (corresponding to a reduction of 47.1 %) emerges overall in the context of greenhouse gas emissions from combustion in this time period. The share of the end-use sectors (most notably in the buildings sector and the transport sector) in the overall emission reduction amounts to around 45 %; accordingly, the emission reductions in the energy sector contribute approx. 55 % to the total reduction up to 2030. A special impact is to be taken into consideration in the case of industry: the strong increase in industrial CHP production leads to an emissions increase in the industry sector (which in turn has the effect of leading to a substantial decrease in the emissions of the energy sectors).

Above all as a result of the significant decline in natural gas consumption, the fugitive CH_4 emissions of the energy industry fall considerably. In the time period of 2000 to 2030, a decrease of over 10 Mt CO_2-eq or 54.8% can be observed.

With regard to the energy-related greenhouse gas emissions, an overall decrease of 391 Mt CO_2-eq or 47.2 % occurs in the with additional measures scenario.

The development of greenhouse gas emissions from *industrial processes* for Germany is above all shaped by the development of CO_2 emissions from steel and cement production as well as N_2O emissions from the chemical industry. For these source sectors, no differentiation was assumed between the scenarios with the result that the differences between the scenarios arise only from the emissions development of those industrial processes which are dependent on energy-economic development (above all refineries) or for which other projections were analysed (this concerns the emissions of synthetic greenhouse gases).

Table S- 2 Development of greenhouse gas emissions in all sectors analysed, 2000- 2030

	2000	2005	2010[a]	2015	2020	2025	2030
	Mt CO_2-e						
With Measures Scenario							
Energy industries	351.8	366.0	338.7	311.5	320.0	305.6	275.4
Industry	98.8	104.0	92.2	80.4	76.9	85.5	89.3
Commercial	54.6	53.5	59.7	55.5	51.4	47.7	44.1
Residential	118.9	114.1	116.6	111.3	106.3	101.7	97.6
Transport	184.3	165.7	157.4	149.0	150.2	147.7	142.3
Fugitive emissions from fuels	19.3	15.8	14.7	12.9	10.7	10.4	10.1
Industrial processes	102	108	105	103	101	99	99
Product use	1	1	1	1	1	1	1
Waste	22	14	10	8	7	6	5
Total	952.6	941.6	895.6	832.9	824.4	805.3	763.9
Change from 2000	-	*-1.2%*	*-6.0%*	*-12.6%*	*-13.5%*	*-15.5%*	*-19.8%*
Change from base year [b]	*-17.4%*	*-18.4%*	*-22.4%*	*-27.8%*	*-28.6%*	*-30.2%*	*-33.8%*
Memo item							
International aviation and navigation	*24.8*	*29.3*	*33.2*	*37.7*	*42.7*	*48.3*	*51.6*
With Additional Measures Scenario							
Energy industries	351.8	366.0	322.9	279.9	250.1	193.6	143.2
Industry	98.8	104.0	91.7	79.5	77.9	96.0	103.6
Commercial	54.6	53.5	58.0	51.8	45.7	40.0	34.3
Residential	118.9	114.1	111.9	100.6	88.8	78.1	68.4
Transport	184.3	165.7	142.4	119.1	106.7	93.9	78.5
Fugitive emissions from fuels	19.3	15.8	14.5	12.4	9.9	9.4	8.7
Industrial processes	102	108	102	98	94	92	91
Product use	1	1	1	1	1	1	1
Waste	22	14	10	8	7	6	5
Total	952.6	941.6	854.8	750.6	681.3	610.5	534.3
Change from 2000	-	*-1.2%*	*-10.3%*	*-21.2%*	*-28.5%*	*-35.9%*	*-43.9%*
Change from base year [b]	*-17.4%*	*-18.4%*	*-25.9%*	*-35.0%*	*-41.0%*	*-47.1%*	*-53.7%*
Memo item							
International aviation and navigation	*24.8*	*29.3*	*33.2*	*27.8*	*30.6*	*33.7*	*35.4*
Without Measures Scenario							
Energy industries	351.8	366.0	368.9	371.9	381.2	379.1	368.8
Industry	98.8	104.0	92.7	81.5	86.0	93.5	89.2
Commercial	54.6	53.5	61.9	60.5	59.1	58.2	57.4
Residential	118.9	114.1	123.6	124.7	125.8	127.0	128.2
Transport	184.3	165.7	177.7	189.8	190.2	184.2	176.1
Fugitive emissions from fuels	19.3	15.8	14.8	13.3	11.3	11.3	11.1
Industrial processes	102	108	118	119	120	118	117
Product use	1	1	1	1	1	1	1
Waste	22	14	10	8	7	6	5
Total	952.6	941.6	969.1	969.8	981.3	978.7	954.7
Change from 2000	-	*-1.2%*	*1.7%*	*1.8%*	*3.0%*	*2.7%*	*0.2%*
Change from base year [b]	*-17.4%*	*-18.4%*	*-16.0%*	*-16.0%*	*-15.0%*	*-15.2%*	*-17.3%*
Memo item							
International aviation and navigation	*24.8*	*29.3*	*33.2*	*37.6*	*42.7*	*48.3*	*51.6*

Notes: [a] for some sectors average of 2005 and 2015 data. - [b] Base year for CO_2, CH_4 und N_2O is 1990 and 1995 for HFC, PFC and SF_6.

Sources: Öko-Institut, FZ Jülich, Fraunhofer ISI and DIW Berlin.

In the *with measures scenario*, the greenhouse gas emissions arising from industrial processes fall overall by around 3 Mt CO_2-eq or 3.2 % from 2000 to 2030. This emission development is the result, however, of two contrary processes. On the one hand, the process-related CO_2 emissions – above all attributable to the assumed production development of basic oxygen steel and cement – fall by almost 16 Mt CO_2 or 18.9 %. On the other hand, this is counterbalanced by a significant increase in N_2O and HCFC emissions from industrial processes, which amounts to almost 12 Mt CO_2-eq in the time period of 2000 to 2030.

Greenhouse gas emissions from industrial processes fall – above all as a result of the measures related to HCFC emissions – by approximately 11 Mt CO_2-eq or 10.4 % in the *with additional measures scenario*.

Greenhouse gas emissions stemming from *product use* are only of secondary importance in Germany's case. The N_2O emissions are the most notable, but the relevant emission share only amounts to around 1 Mt CO_2-eq, which was not varied further for the scenarios.

A considerable contribution to the development of greenhouse gas emissions stems from developments in *waste management*. The development of CH_4 and N_2O emissions from this source sector is – including a time lag of many years – above all determined by the waste management measures adopted which resulted in a quasi prohibition of the landfill disposal of organic substances as of 2005. Accordingly, the greenhouse gas emissions from waste management fall by around 17 Mt CO_2-eq or 75.6 % in the time period of 2000 to 2030. As a result of the extensive measures that have already been adopted, no further differentiation is undertaken between the with measures scenario and with additional measures scenario in this context.

In terms of *total greenhouse gas emissions* (excluding agriculture, land use change and forestry), there is a reduction of 189 Mt CO_2-eq or 19.8 % in the *with measures scenario* for the time period of 2000 to 2030. Compared to the emissions levels in the base years of the Kyoto Protocol, a reduction of 28.6 % by 2020 and 33.8 % by 2030 is achieved. For the *with additional measures scenario,* the emission reduction from 2000 to 2030 amounts to 43.9 %; compared to the base years of the Kyoto Protocol, this corresponds to an emission reduction of 41 % by 2020 and 53.7 % by 2030.

However, it also needs to be noted that the emission trends described above factor out the developments in *international air transport* (and, in a more limited way, deep-sea navigation, too). In particular, the very dynamic development in international air transport leads to the corresponding greenhouse gas emissions rising by 27 Mt CO_2-eq (i.e. more than doubling) from 2000 to 2030 in the *with measures scenario.* However, at the same time, the scenario analysis also shows that, by means of relevant measures, the emissions from international air transport can be decreased by 16 Mt CO_2-eq in the with additional measures scenario and that growth can thus be limited to 42% in comparison to 2000.

Different measures and targets of energy and climate protection policy form the basis of the emission developments. The greatest contributions to the emissions reduction up to

2030 in the *with measures scenario* are made by the following (without taking into account overlapping and indirect effects in each case):

- increased use of electricity production from renewable energies (62 Mt CO_2);
- introduction of the admixture obligation in Germany ("Beimischungspflicht") for fuels (18 Mt CO_2);
- electricity savings by means of various measures (14 Mt CO_2);
- introduction of the EU emissions trading system (10 Mt CO_2);
- abolition of the natural gas tax for electricity generation (9 Mt CO_2);
- support programmes for increasing energy efficiency in the buildings sector (around 7 Mt CO_2);
- reduction of the fleet consumption of passenger cars within the scope of the self-commitment of the European Automobile Manufacturers' Association (ACEA) (7 Mt CO_2);
- the German Energy Saving Ordinance (6 Mt CO_2);
- the market incentive programme for biomass and solar energy (5 Mt CO_2).

In terms of the *with additional measures scenario,* the greatest additional contributions to the emissions reduction up to 2030 are due to the following measures:

- increased use of electricity production from renewable energies (48 Mt CO_2);
- an incentive-orientated implementation of the EU emissions trading systems in Germany (41 Mt CO_2, this total increases to a maximum of 48 Mt CO_2 when climate protection targets are tightened);
- increased efforts to achieve electricity savings (21 Mt CO_2);
- increased CHP support (18 Mt CO_2);
- introduction of kerosene taxation (18 Mt CO_2, although 14 Mt CO_2 of which relate to international aviation);
- implementation of ambitious caps for the CO_2 emissions of passenger cars (16 Mt CO_2);
- increase of quotas for the admixture obligation with regard to biofuels (14 Mt CO_2);
- increased use of condensing boilers for space heating (13 Mt CO_2);
- increased use of renewable energies in buildings (11 Mt CO_2);
- extension of the toll for lorries to both motorways and country roads as well as to lorries with a maximum permitted vehicle weight of 3.5 tonnes or more (10 Mt CO_2);
- increase in thermal insulation of old buildings (8 Mt CO_2);

- obligation to use low-resistance tyres and oil (7 Mt CO_2).

In view of the measures featured in the with additional measures scenario, it should be pointed out that they are essentially aimed at a comparatively durable capital stock (buildings and power plants).

The sectoral analyses have demonstrated very clearly that clear perspectives and definite statements on the future incentive signals and framework conditions are attributed particular importance with regard to the necessary investments in these sectors (long-term support programmes for the buildings sector, stable general conditions for renewable energies, full consideration of CO_2 costs during decisions regarding new entrants within the scope of emissions trading, etc.). However, should such clarity not - or not soon - be established (or only be provided with regard to incentive signals that are counterproductive in terms of climate protection policy), the emissions path described in the with additional measures scenario shall remain illusory.

Inhaltsverzeichnis

ZUSAMMENFASSUNG **9**

EXECUTIVE SUMMARY **31**

1 EINFÜHRUNG UND VORBEMERKUNGEN **69**

2 DIE ENTWICKLUNG DER VOM KYOTO-PROTOKOLL ERFASSTEN TREIBHAUSGASEMISSIONEN IN DER PERIODE 2000-2005 ..... **72**

3 DEMOGRAPHISCHE, WIRTSCHAFTLICHE UND ANDERE RAHMENDATEN FÜR DIE SZENARIENENTWICKLUNG **76**

3.1 GESAMTWIRTSCHAFTLICHE RAHMENDATEN 76
3.2 ENERGIEPREISENTWICKLUNG 80
3.3 RAHMENDATEN FÜR DEN GEBÄUDESEKTOR 82
3.4 RAHMENDATEN FÜR DEN VERKEHRSSEKTOR 83
3.5 ANDERE ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE UND KLIMAPOLITISCHE RAHMENANNAHMEN 85

4 DAS MIT-MAßNAHMEN-SZENARIO UND DAS OHNE-MAßNAHMEN-SZENARIO **87**

4.1 METHODISCHE VORBEMERKUNGEN 87
4.2 SEKTORANALYSEN ZUR ENTWICKLUNG DES ENDENERGIEBEDARFS 91
4.2.1 Raumwärme und Warmwasser für Wohn- und Nichtwohngebäude *92*
4.2.1.1 Analyse des Wohngebäudebereichs 92
4.2.1.1.1 Zeithorizont, Szenarien und Maßnahmen *92*
4.2.1.1.2 Methodisches Vorgehen bei der Berechnung der Einsparungen *94*
4.2.1.1.3 Demographische und wohnungswirtschaftliche Rahmenbedingungen *97*
4.2.1.1.4 Leitparameter aus der Bau- und Heizungspraxis *98*
4.2.1.1.5 CO_2 - Einsparung der monetären Fördermaßnahmen *100*
4.2.1.1.6 CO_2-Einsparung der „harten“ nichtmonetären Maßnahmen *105*
4.2.1.1.7 Die szenarioabhängige Entwicklung des Endenergieverbrauchs *108*
4.2.1.1.8 Die szenarioabhängige Entwicklung der gesamten CO_2-Emissionen *111*
4.2.1.1.9 Sensitivitätsanalysen *115*
4.2.1.2 Analyse des Nichtwohnbereichs 118
4.2.1.2.1 Anmerkungen zum methodischen Vorgehen *118*
4.2.1.2.2 Charakterisierung der Nichtwohngebäude *119*
4.2.1.2.3 Energieverbrauch bis 2030 ..... *120*
4.2.1.2.4 Entwicklung der CO_2-Emissionen bis 2030 ..... *122*
4.2.1.2.5 Einsparpotenzial durch Stromeinsparung bei Klimaanlagen *124*
4.2.2 Elektrische Haushaltsgeräte *124*
4.2.2.1 Vorbemerkungen 124
4.2.2.2 Energieverbrauchskennzeichnungsverordnung (EnVKV) und Energieverbrauchshöchstwerteverordnung (EnVHV) 127

4.2.2.3 Initiative EnergieEffizienz ... 130
4.2.2.4 Zusammenfassung ... 131
4.2.3 Verkehrssektor ... 133
4.2.3.1 Vorbemerkungen ... 133
4.2.3.2 Beschreibung des ASTRA-Modells und typischer Reaktionen ... 134
4.2.3.3 Zusammenspiel von ASTRA, TREMOD und IKARUS ... 138
4.2.3.4 Beschränkung der Entfernungspauschale ... 140
4.2.3.4.1 Abschätzung der Wirkung der Kappung der Entfernungspauschale in der Literatur ... 140
4.2.3.4.2 Modellgestützte Abschätzung der Wirkung der Entfernungspauschale ... 141
4.2.3.5 ACEA-Selbstverpflichtung zur Verbrauchsreduktion bei Neuwagen ... 144
4.2.3.5.1 Vorbemerkungen ... 144
4.2.3.5.2 Abschätzung der Wirkung der ACEA-Selbstverpflichtung in der Literatur ... 144
4.2.3.5.3 Modellgestützte Abschätzung der Wirkung der ACEA-Selbstverpflichtung ... 148
4.2.3.6 Mineralölsteuererhöhung von 1999 bis 2003 ... 151
4.2.3.6.1 Wirkung der Ökologischen Steuerreform in der Literatur ... 151
4.2.3.6.2 Modellgestützte Abschätzung der Wirkung der Ökologischen Steuerreform ... 153
4.2.3.7 Einführung der LKW-Maut auf Bundesautobahnen in 2005 ... 155
4.2.3.7.1 Abschätzung der Wirkung der LKW-Maut in der Literatur ... 155
4.2.3.7.2 Modellgestützte Abschätzung der Wirkung der LKW-Maut ... 160
4.2.3.8 Beimischungspflicht von Biokraftstoffen ... 162
4.2.3.8.1 Vorbemerkung ... 162
4.2.3.8.2 Abschätzung der Wirkung der Beimischungspflicht von Biokraftstoffen aus der Literatur ... 162
4.2.3.8.3 Modellgestützte Abschätzung der Wirkung der Beimischungspflicht von Biokraftstoffen ... 164
4.2.3.9 Zusammenfassung der Ergebnisse für Verkehr im Mit-Maßnahmen-Szenario ... 166
4.2.4 Energiebedarf der Endverbrauchssektoren im Mit-Maßnahmen-Szenario ... 167
4.2.5 Endenergiebedarf im Ohne-Maßnahmen-Szenario sowie Vergleich mit dem Mit-Maßnahmen-Szenario ... 174
4.3 SEKTORANALYSEN ZUR ENTWICKLUNG DES UMWANDLUNGSSEKTORS ... 176
4.3.1 Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ... 176
4.3.1.1 Bisherige Fördermaßnahmen ... 176
4.3.1.2 Regelungen des EEG ... 177
4.3.1.3 Entwicklung im Mit-Maßnahmen-Szenario ... 181
4.3.1.4 Maßnahmenwirkungen im Vergleich zum Ohne-Maßnahmen-Szenario ... 182
4.3.2 Fossile Stromerzeugung (einschließlich KWK) ... 186
4.3.2.1 Kurzbeschreibung des Modells ELIAS ... 186
4.3.2.2 Rahmendaten und Modellannahmen ... 187
4.3.2.3 Szenariobeschreibung ... 193
4.3.2.4 Ergebnisse ... 196

4.4 PRIMÄRENERGIEBEDARF 204
4.4.1 Vorbemerkungen 204
4.4.2 Modellbeschreibung 205
4.4.3 Rahmendaten für die Modellszenarien 207
4.4.3.1 Vorbemerkungen 207
4.4.3.2 Energieträgerpreise 208
4.4.3.3 CO_2-Preis 208
4.4.3.4 Energiepolitische Rahmensetzung 209
4.4.3.5 Biokraftstoffe der 2. Generation 210
4.4.3.6 Berücksichtigung der Ergebnisse der Sektoranalysen 210
4.4.4 Modellergebnisse 211
4.4.4.1 Vorbemerkungen 211
4.4.4.2 Mit-Maßnahmen-Szenario 211
4.4.4.3 Ohne-Maßnahmen-Szenario sowie Vergleich mit dem Mit-Maßnahmen-Szenario 213
4.5 EMISSIONSERMITTLUNG 214
4.5.1 Methodische Vorbemerkungen 214
4.5.2 Energiebedingte Treibhausgasemissionen 216
4.5.2.1 Energiebedingte CO_2-, CH_4 und N_2O-Emissionen aus der Verbrennung 216
4.5.2.2 Flüchtige CH_4- Emissionen aus dem Energiesektor 221
4.5.3 Emissionen aus Industrieprozessen und Produktverwendung 224
4.5.3.1 Prozessbedingte CO_2-Emissionen 224
4.5.3.2 CH_4- und N_2O-Emissionen aus Industrieprozessen und Produktverwendung 231
4.5.3.3 HFKW-, FKW- und SF_6-Emissionen 234
4.5.4 CH_4- und N_2O-Emissionen aus der Abfallwirtschaft 237
4.5.5 Zusammenfassung der Nicht-CO_2-Emissionen (ohne verbrennungsbedingte Emissionen) für das Mit-Maßnahmen-Szenario und das Ohne-Maßnahmen-Szenario 242
4.5.6 Gesamte Treibhausgasemissionen im Mit-Maßnahmen- und im Ohne-Maßnahmen-Szenario 244

5 DAS MIT-WEITEREN-MAßNAHMEN-SZENARIO 248

5.1 SEKTORANALYSEN ZUR ENTWICKLUNG DES ENDENERGIEBEDARFS 248
5.1.1 Haushalte – Raumwärme und Warmwasser 248
5.1.1.1 Vorbemerkungen 248
5.1.1.2 Zusätzliche Maßnahmen 249
5.1.1.2.1 Verstärkter Einsatz hocheffizienter Brennwertkessel 249
5.1.1.2.2 Verstärkung des Einsatzes der erneuerbaren Energien Biomasse, Solarenergie und Umweltwärme 249
5.1.1.2.3 Verdopplung der Ausnutzung des Sanierungspotenzials von 32 % auf 65 % 250
5.1.1.2.4 Verschärfung der EnEV 251
5.1.1.3 Zusammenfassung 252
5.1.2 Nicht-Wohngebäude 255
5.1.2.1 Vorbemerkungen 255

5.1.2.2 Endenergieverbrauch der Nichtwohngebäude bis 2030 ... 255
5.1.2.3 CO_2-Emissionen der Nichtwohngebäude bis 2030 ... 258
5.1.3 Elektrische Haushaltsgeräte ... 259
5.1.3.1 Vorbemerkungen ... 259
5.1.3.2 Verbindliche Mindesteffizienzstandards bzw. Verschärfung und Dynamisierung verbindlicher Produktkennzeichnung großer elektrischer Haushaltsgeräte ... 260
5.1.3.3 Maßnahmen zur Verringerung des Leerlaufverbrauchs ... 264
5.1.3.4 Zusammenfassung ... 267
5.1.4 Verkehrssektor ... 268
5.1.4.1 Vorbemerkungen ... 268
5.1.4.2 Abschaffung der Entfernungspauschale ab 2010 ... 269
5.1.4.2.1 Abschaffung der Entfernungspauschale in der Literatur ... 270
5.1.4.2.2 Abschätzung der Maßnahme M6: Abschaffung der Entfernungspauschale im Jahr 2010 ... 271
5.1.4.3 Festsetzung von CO_2-Emissionsgrenzwerten für Neuwagen: 2012: 130 g/km, 2030: 100 g/km ... 272
5.1.4.4 Angleichung der Mineralölsteuer auf Diesel an die Benzinbesteuerung für PKW ... 277
5.1.4.5 Verdopplung der nominalen LKW-Nutzerkosten bis 2015 ... 278
5.1.4.6 Forcierte Erhöhung des Biokraftstoffanteiles ... 279
5.1.4.7 Flächendeckender Einsatz von Leichtlaufölen und -rädern ... 281
5.1.4.7.1 Vorbemerkung ... 281
5.1.4.7.2 Einsparpotential von Leichtlaufölen und -rädern in der Literatur ... 281
5.1.4.7.3 Abschätzung der Maßnahmen zum flächendeckender Einsatz von Leichtlaufölen und -rädern bis 2020 ... 282
5.1.4.8 Einführung der CO_2-emissionsabhängigen KFZ-Steuer ... 283
5.1.4.8.1 Vorbemerkung ... 283
5.1.4.8.2 Einführung der CO_2-emissionsabhängigen KFZ-Steuer in der Literatur ... 284
5.1.4.8.3 Abschätzung zur Einführung der CO_2-emissionsabhängigen KFZ-Steuer ... 285
5.1.4.9 Ausdehnung der LKW-Maut auf alle Fernstraßen sowie auf LKW ab 3,5 t zul. GG ... 287
5.1.4.10 Maßnahmen zur Kosten-Internalisierung im Flugverkehr ... 289
5.1.4.10.1 Wirkung der Einbeziehung des Luftverkehrs in den EU-CO_2-Zertifikatehandel (EU-ETS) in der Literatur ... 290
5.1.4.10.2 Wirkung der Erhebung einer Kerosinsteuer im Luftverkehr in der Literatur ... 293
5.1.4.10.3 Abschätzungen zur Einbeziehung des Luftverkehrs in den EU-Emissionshandel ... 294
5.1.4.10.4 Abschätzung zur Einführung einer Kerosinsteuer für den Luftverkehr ... 296
5.1.4.11 Zusammenfassung der Ergebnisse für Verkehr in Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario ... 298
5.1.5 Energiebedarf der Endverbrauchssektoren ... 301
5.2 SEKTORANALYSEN ZUR ENTWICKLUNG DES UMWANDLUNGSSEKTORS ... 306

5.2.1 Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ... 306
5.2.2 Fossile Stromerzeugung (einschließlich KWK) ... 309
5.2.2.1 Vorbemerkungen ... 309
5.2.2.2 Maßnahmen ... 310
5.2.2.2.1 Weiterentwicklung des Emissionshandels sowie Einführung strikterer Klimaschutzziele ... 310
5.2.2.2.2 Verstärkte Förderung von KWK-Anlagen ... 310
5.2.2.3 Ergebnisse ... 311
5.2.2.4 Sensitivitätsanalyse: Variation der CO_2-Preisentwicklung ... 314
5.2.2.5 Exkurs: CO_2-Abscheidung und -Ablagerung (CCS) ... 317
5.3 PRIMÄRENERGIEBEDARF ... 318
5.4 EMISSIONSERMITTLUNG ... 319
5.4.1 Energiebedingte Treibhausgasemissionen ... 319
5.4.1.1 CO_2-, CH_4- und N_2O-Emissionen aus der Verbrennung ... 319
5.4.1.2 Flüchtige CH_4-Emissionen aus dem Energiesektor ... 323
5.4.2 Prozessbedingte Treibhausgasemissionen ... 324
5.4.2.1 Prozessbedingte CO_2-Emissionen ... 324
5.4.2.2 CH_4- und N_2O-Emissionen aus Industrieprozessen und Produktverwendung ... 326
5.4.2.3 HFKW-, FKW- und SF_6-Emissionen ... 327
5.4.3 CH_4- und N_2O-Emissionen aus der Abfallwirtschaft ... 329
5.4.4 Zusammenfassung der Nicht-CO_2-Emissionen (ohne verbrennungsbedingte Emissionen) für das Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario ... 331
5.4.5 Gesamte Treibhausgasemissionen im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario ... 332

6 ZUSAMMENFASSENDE ÜBERSICHT UND SCHLUSSBEMERKUNGEN ... 336

7 LITERATUR ... 340

ANHÄNGE ... 351

ANHANG 1: SEKTORZUORDNUNGEN FÜR DIE MODELLIERUNG, DIE TREIBHAUSGASINVENTARE UND FÜR DEN PROJEKTIONSBERICHT ... 352

ANHANG 2: DETAILLIERTE ERGEBNISTABELLEN FÜR DIE SZENARIEN ... 358

ANHANG 3: IKARUS-LP MODELLERGEBNISSE FÜR DIE CO_2-EMISSIONEN ... 370

ANHANG 4: MAßNAHMENTABELLEN ... 375

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1 Treibhausgasemissionen in Deutschland nach Gasen, 1990-2005 72
Abbildung 2-2 Treibhausgasemissionen in Deutschland nach Sektoren, 1990-2005 73
Abbildung 2-3 Komponenten der Entwicklung der energiebedingten Treibhausgasemissionen in Deutschland, 1990-2005 74
Abbildung 2-4 Detaillierte Entwicklung der Komponenten für die Entwicklung der energiebedingten Treibhausgasemissionen in Deutschland, 1990-2005 75
Abbildung 4-1 Übersicht der verwendeten Modelle und des Analysegangs 87
Abbildung 4-2 Berechnungsschema für die Einsparungen im Mit-Maßnahmen-Szenario im Bereich der Wohngebäude 97
Abbildung 4-3 Entwicklung des gesamten Endenergieverbrauchs im Bereich der Wohngebäude 109
Abbildung 4-4 Energieverbrauchsstruktur im Mit-Maßnahmen-Szenario im Bereich der Wohngebäude 110
Abbildung 4-5 Die Entwicklung der CO_2 - Emission im Haushaltssektor von 1990 bis 2030 112
Abbildung 4-6 Die prozentuale Veränderung der CO_2-Emissionen im Haushaltssektor von 1990 bis 2030 113
Abbildung 4-7 Entwicklung der jährlichen Neubaurate in der Vergangenheit und Prognose 116
Abbildung 4-8 Einfluss der Neubaurate auf die CO_2-Emissionen (2030) im Mit-Maßnahmen-Szenario 117
Abbildung 4-9 Gesamter Endenergieverbrauch im Bereich der Nichtwohngebäude von 1990 bis 2030 in PJ 121
Abbildung 4-10 Gesamter Endenergieverbrauch im Bereich der Nichtwohngebäude von 1990 bis 2030 in Prozent 121
Abbildung 4-11 Entwicklung der CO_2-Emissionen im Bereich der Nichtwohngebäude von 1990 bis 2030 in Mt 122
Abbildung 4-12 Entwicklung der CO_2-Emissionen im Bereich der Nichtwohngebäude von 1990 bis 2030 in Prozent 123
Abbildung 4-13 Verkauf von Haushalts-Elektrogeräten nach Energieeffizienzklassen in Deutschland 128
Abbildung 4-14 Entwicklung des Stromverbrauchs privater Haushalte im Ohne-Maßnahmen-Szenario (OMS) und im Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS) 2000-2030 133
Abbildung 4-15 Struktur und Interaktionen des ASTRA-Modells 135
Abbildung 4-16 Struktur des 4-Stufen Verkehrsmodells 137
Abbildung 4-17 Aufbau der Maßnahmenrechnungen für den Verkehrsbereich in der Interaktion PSz-IV-Rahmendaten + TREMOD + ASTRA 139
Abbildung 4-18 Reduktionsfaktoren der Fahrtweiten durch Kappung der Entfernungspauschale für Fahrtstrecken unter 20 km 143
Abbildung 4-19 Entwicklung der spezifischen CO_2-Emission von Neuwagen in EU-15 147

Abbildung 4-20 CO_2-Emission von Neuwagen in Deutschland nach Antriebsart verglichen mit der Zielentwicklung nach ACEA-Selbstverpflichtung ... 148
Abbildung 4-21 Reduktionsfaktoren für den Verbrauch zur Implementierung der ACEA-Selbstverpflichtung in ASTRA ... 150
Abbildung 4-22 Ergebnisse für verschiedene Maut-Szenarien im Projekt REVENUE: Bruttoinlandsprodukt ... 157
Abbildung 4-23 Ergebnisse für verschiedene Maut-Szenarien im Projekt REVENUE: CO_2-Emissionen ... 158
Abbildung 4-24 Einsparungen an CO_2 in Deutschland und in den übrigen EU-27 Ländern durch die Einführung der LKW-Maut in Deutschland ... 162
Abbildung 4-25 Entwicklung der Bioethanol-PKW-Flotte und der Nachfrage nach reinen Biokraftstoffen ... 165
Abbildung 4-26 Entwicklung des Endenergieverbrauchs der privaten Haushalte im Mit-Maßnahmen-Szenario, 2000-2030 ... 168
Abbildung 4-27 Entwicklung des Endenergieverbrauchs des GHD-Sektors im Mit-Maßnahmen-Szenario, 2000-2030 ... 170
Abbildung 4-28 Entwicklung des Endenergieverbrauchs des Verkehrs im Mit-Maßnahmen-Szenario, 2000-2030 ... 171
Abbildung 4-29 Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Industrie im Mit-Maßnahmen-Szenario, 2000-2030 ... 172
Abbildung 4-30 Entwicklung des gesamten Endenergieverbrauchs im Mit-Maßnahmen-Szenario, 2000-2030 ... 173
Abbildung 4-31 Entwicklung des gesamten Endenergieverbrauchs im Ohne-Maßnahmen-Szenario, 2000-2030 ... 175
Abbildung 4-32 Vergleich des gesamten Endenergieverbrauchs im Ohne-Maßnahmen-Szenario und im Mit-Maßnahmen-Szenario nach Energieträgern, 2000-2030 ... 175
Abbildung 4-33 Restlaufzeiten der Kernkraftwerke ... 189
Abbildung 4-34 Entwicklung der Stromerzeugung und CO_2-Emissionen im Mit-Maßnahmen-Szenario ... 198
Abbildung 4-35 Vergleich des Verlaufs der CO_2-Preise zwischen EWI/Prognos (2006) und Politikszenarien IV ... 199
Abbildung 4-36 Entwicklung der Stromerzeugung und CO_2-Emissionen im Ohne-Maßnahmen-Szenario ... 201
Abbildung 4-37 Vereinfachte Struktur des IKARUS-Optimierungsmodells ... 206
Abbildung 4-38 Primärenergieverbrauch nach Energieträgern im Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS) ... 212
Abbildung 4-39 Primärenergieverbrauch nach Energieträgern im Ohne-Maßnahmen-Szenario (OMS) ... 213
Abbildung 4-40 Entwicklung der CO_2-Emissionen des Energiesektors im Mit-Maßnahmen-Szenario, 1990 bis 2030 ... 218
Abbildung 4-41 Entwicklung der CO_2-, CH_4 und N_2O-Emissionen aus Verbrennungsprozessen im Mit-Maßnahmen- und im Ohne-Maßnahmen-Szenario, 1990-2030 ... 221
Abbildung 4-42 Abfallverbringung mit organischen Bestandteilen, CH_4-Entstehung und CH_4-Emissionen aus Abfalldeponien, 1990-2030 ... 240

Abbildung 4-43 Sensitivitätsanalyse für Abfallverbringung mit organischen Bestandteilen, CH_4-Entstehung und CH_4-Emissionen aus Abfalldeponien, 1990-2030 ... 241
Abbildung 4-44 Entwicklung der gesamten Treibhausgasemissionen (ohne Landwirtschaft) im Mit-Maßnahmen-Szenario nach Sektoren, 1990-2030 ... 245
Abbildung 4-45 Entwicklung der gesamten Treibhausgasemissionen (ohne Landwirtschaft) im Mit-Maßnahmen- und im Ohne-Maßnahmen-Szenario nach Sektoren, 1990-2030 ... 246
Abbildung 4-46 Komponentenanalyse für die energiebedingten Treibhausgasemissionen im Mit-Maßnahmen-Szenario, 1990-2030 ... 247
Abbildung 5-1 Einfluss der Potenzialausnutzung (gegenläufiger Effekt) ... 251
Abbildung 5-2 Energieverbrauchsstruktur im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario ... 253
Abbildung 5-3 Gesamter Endenergieverbrauch von 1990 bis 2030 in PJ ... 257
Abbildung 5-4 Gesamter Endenergieverbrauch von 1990 bis 2030 in % ... 257
Abbildung 5-5 Entwicklung der CO_2-Emissionen der Nichtwohngebäude im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario, 1990 bis 2030 ... 258
Abbildung 5-6: Vorschlag für ein Label zur Kennzeichnung des Leerlaufverbrauchs elektrischer Haushalts- und IuK-Geräte (Beispiele) ... 266
Abbildung 5-7: Entwicklung des Stromverbrauchs privater Haushalte im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario (MWMS) im Vergleich zum OMS und MMS, 2000 – 2030 ... 268
Abbildung 5-8 Reduktionsfaktoren der Fahrtweiten durch Abschaffung der Entfernungspauschale auch für Fahrtstrecken über 20km ... 271
Abbildung 5-9 Erforderliche Veränderung in der Entwicklung der CO_2-Emissionen von Neuwagen in Deutschland durch die Maßnahme M7 ... 273
Abbildung 5-10 Beitrag der CO_2-Emissions-Obergrenzen zur Verringerung der Verbrauchsfaktoren von PKW (Euro-4, Euro-5) ... 274
Abbildung 5-11 Abschätzung der Sekundäreffekte der Einführung von CO_2-Emissions-Obergrenzen (Maßnahme M7) ... 276
Abbildung 5-12 Entwicklung der Bioethanol-PKW-Flotte und der Biokraftstoffnachfrage bei forcierter Einführung von Biokraftstoffen ... 280
Abbildung 5-13 Entwicklung des Endenergieverbrauchs der privaten Haushalte im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario, 2000-2030 ... 301
Abbildung 5-14 Entwicklung des Endenergieverbrauchs des GHD-Sektors im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario, 2000-2030 ... 302
Abbildung 5-15 Entwicklung des Endenergieverbrauchs des Verkehrs im Mit-weiteren-Maßnahmen-Szenario, 2000-2030 ... 303
Abbildung 5-16 Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Industrie im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario, 2000-2030 ... 304
Abbildung 5-17 Entwicklung des gesamten Endenergieverbrauchs im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario, 2000 bis 2030 ... 304
Abbildung 5-18 Vergleich des gesamten Endenergieverbrauchs im Mit-Weiteren-Maßnahmen- und im Mit-Maßnahmen-Szenario, 2000-2030 ... 305

Abbildung 5-19 CO_2-Preis-Szenarien für das Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario 310
Abbildung 5-20 Entwicklung der Stromerzeugung und CO_2-Emissionen im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario 312
Abbildung 5-21 ELIAS-Berechnungsergebnisse für das Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario (Variante moderater Anstieg des CO_2-Preises auf 30 €/EUA im Jahr 2030) 315
Abbildung 5-22 Entwicklung der Stromerzeugung und CO_2-Emissionen im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario (Variante leichter Abfall des CO_2-Preises auf 15 €/EUA im Jahr 2030) 316
Abbildung 5-23 Primärenergieverbrauch nach Energieträgern im Mit–Weiteren-Maßnahmen-Szenario, 2000-2030 319
Abbildung 5-24 Entwicklung der CO_2-Emissionen des Energiesektors im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario, 1990-2030 322
Abbildung 5-25 Entwicklung der CO_2-, CH_4 und N_2O-Emissionen aus Verbrennungsprozessen im Mit-Weiteren-Maßnahmen- und im Mit-Maßnahmen-Szenario, 1990-2030 322
Abbildung 5-26 Sensitivitätsanalyse für die Abfallverbringung mit organischen Bestandteilen, CH_4-Entstehung und CH_4-Emissionen aus Abfalldeponien, 1990-2030 330
Abbildung 5-27 Entwicklung der gesamten Treibhausgasemissionen (ohne Landwirtschaft) im Mit-Weiteren-Maßnahmen- und im Mit-Maßnahmen-Szenario nach Sektoren, 1990-2030 334
Abbildung 5-28 Zusätzliche Emissionsminderungsbeiträge der verschiedenen Sektoren im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario, 1990-2030 334
Abbildung 5-29 Komponentenanalyse für die energiebedingten Treibhausgasemissionen im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario, 1990-2030 335
Abbildung 6-1 Endenergieverbrauch der Szenarien im Vergleich, 2000-2030 336
Abbildung 6-2 Primärenergieverbrauch der Szenarien im Vergleich, 2000-2030 337
Abbildung 6-3 Entwicklung der gesamten Treibhausgasemissionen (ohne Landwirtschaft und LUCF) in den drei Szenarien, 1990 bis 2030 338

Abbildung A1- 1 Zuordnung der CO_2-Emissionen nach der Struktur der Energiebilanz und der deutschen Treibhausgasinventare, 2000 355

Abbildung A3- 1 Energiebedingte CO_2-Emissionen nach Sektoren im Mit-Maßnahmen-Szenario, 2000-2030 370
Abbildung A3- 2 Energiebedingte CO_2-Emissionen nach Sektoren im Ohne-Maßnahmen-Szenario (IKARUS-Modellergebnisse), 2000-2030 371
Abbildung A3- 3 Energiebedingte CO_2-Emissionen nach Sektoren im Mit-Weiteren Maßnahmen-Szenario (IKARUS-Modellergebnisse), 2000-2030 372
Abbildung A3- 4 Vergleich der energiebedingten CO_2-Emissionen in den Szenarien (IKARUS-Modellergebnisse), 2000-2030 374

Tabellenverzeichnis

Tabelle Z- 1 Ausgewählte demographische und wirtschaftliche Rahmendaten, 2000-2030 ... 10

Tabelle Z- 2 Entwicklung der Treibhausgasemissionen aller betrachteten Sektoren, 2000-2030 ... 27

Table S- 1 Selected demographic and economic basic data, 2000-2030 ... 32

Table S- 2 Development of greenhouse gas emissions in all sectors analysed, 2000- 2030 ... 49

Tabelle 3-1 Wohnbevölkerung und Haushalte in Deutschland, 2000-2030 ... 76

Tabelle 3-2 Wertschöpfung nach Wirtschaftszweigen (reale Preise, Preisbasis 2000), 2000-2030 ... 77

Tabelle 3-3 Industrieproduktion (reale Preise, Preisbasis 1995), 2000-2030 ... 78

Tabelle 3-4 Erzeugungsdaten für ausgewählte Produkte, 2000-2030 ... 79

Tabelle 3-5 Erwerbstätige nach Wirtschaftszweigen, 2002-2030 ... 79

Tabelle 3-6 Erwerbstätige im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistung nach Branchen, 2000-2030 ... 80

Tabelle 3-7 Preise für Primärenergieträger (reale Preise, Preisbasis 2000), 2000-2030 ... 81

Tabelle 3-8 Preise für Mineralöl, Erdgas und Kohle (reale Preise, Preisbasis 2000), 2000-2030 ... 81

Tabelle 3-9 Preise für Elektrizität (reale Preise, Preisbasis 2000), 1995-2030 ... 82

Tabelle 3-10 Determinanten für die Energieverbrauchsentwicklung im Raumwärmesektor, 2005-2030 ... 83

Tabelle 3-11 Neubaurate, 2005-2030 ... 83

Tabelle 3-12 Entwicklung der Personenverkehrsleistung, 2000-2030 ... 84

Tabelle 3-13 Entwicklung der Güterverkehrsleistung, 2000-2030 ... 84

Tabelle 3-14 Fahrleistungen im Straßenverkehr, 2000-2030 ... 85

Tabelle 3-15 Entwicklung des Flugverkehrs in Deutschland, 1991-2030 ... 85

Tabelle 4-1 Kategorisierung der politischen Instrumente ... 90

Tabelle 4-2 Übersicht der Maßnahmen im Mit-Maßnahmen-Szenario im Bereich der Wohngebäude ... 93

Tabelle 4-3 Einstufung der „harten“ und „weichen“ Maßnahmen im Bereich der Wohngebäude ... 94

Tabelle 4-4 Entwicklung der Wohnflächen ... 98

Tabelle 4-5 Bereich der technischen Lebensdauer von Bauteilen in Jahren ... 99

Tabelle 4-6 Kumulative CO_2-Einsparung der monetären Fördermaßnahmen (Mit-Maßnahmen-Szenario) ... 105

Tabelle 4-7 CO_2 - Einsparung der EnEV im Mit-Maßnahmen-Szenario (nicht doppelzählungsfrei, hundertprozentige Überschneidung mit anderen Maßnahmen) ... 106

Tabelle 4-8 Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Bereich der Wohngebäude ... 109

Tabelle 4-9 Entwicklung der regenerativen Energieträger im Bereich der Wohngebäude ... 110
Tabelle 4-10 CO_2-Emissionen des Haushaltssektors im Mit-Maßnahmen- und Ohne-Maßnahmen-Szenario, 1990 bis 2030 ... 112
Tabelle 4-11 Anteil der Maßnahmen an der CO_2-Minderung im Mit-Maßnahmen-Szenario im Bereich der Wohngebäude ... 114
Tabelle 4-12 Kumulative CO_2-Einsparungen im Mit-Maßnahmen-Szenario nach Maßnahmen im Bereich der Wohngebäude ... 115
Tabelle 4-13 Entwicklung der Energieverbrauchsstruktur für die Nichtwohngebäude, 1990 bis 2030 ... 122
Tabelle 4-14 Entwicklung der CO_2-Emissionen im Bereich der Nichtwohngebäude von 1990 bis 2030 ... 123
Tabelle 4-15 Energieverbrauch für Elektrogeräte nach EWI/Prognos – Stromverbrauch pro Gerät (reine Technikkomponente o. Veränderung von Nutzungsintensitäten o. ä.) ... 125
Tabelle 4-16 Energieverbrauch für Elektrogeräte nach EWI/Prognos 2006 – Anzahl der Geräte (Mengenkomponente des Stromverbrauchs) ... 125
Tabelle 4-17 Energieverbrauch für Elektrogeräte nach EWI/Prognos 2006 – Stromverbrauch der Geräte ... 126
Tabelle 4-18 Abschätzung der Einsparung durch die Energieverbrauchskennzeichnungsverordnung(EnVKV) und die Energieverbrauchshöchstwerteverordnung (EnVHV) im Mit-Maßnahmen-Szenario ... 129
Tabelle 4-19 Minderungseffekte für den Stromverbrauch der elektrischen Geräte im Mit- Maßnahmen-Szenario nach Maßnahmen ... 132
Tabelle 4-20 Synthese der Struktur des Endenergieverbrauches im Verkehr in MMS ... 140
Tabelle 4-21 Reduktionswirkung der Maßnahme M1: Kappung der Entfernungspauschale ... 143
Tabelle 4-22 Durchschnittliche CO_2-Emissionen der Neuwagen verschiedener Hersteller und Marken in Europa in 2006 ... 146
Tabelle 4-23 Reduktionswirkung der Maßnahme M2: ACEA-Selbstverpflichtung ... 150
Tabelle 4-24 Reduktionswirkung der Maßnahme M3: Einführung der Ökologischen Steuerreform zwischen 1999 und 2003 ... 154
Tabelle 4-25 Kostenentwicklung und Elastizitäten in LKW-Maut-Szenarien ... 156
Tabelle 4-26 Entwicklung des spezifischen Energieverbrauchs im Güterverkehr bis 2030 ... 158
Tabelle 4-27 CO_2-Ausstoß der Verkehrsbereiche in Maßnahme M4 (1000 t) ... 160
Tabelle 4-28 Reduktionswirkung der Maßnahme M4: Einführung der LKW-Maut auf BAB in 2005 ... 161
Tabelle 4-29 Quoten des Biokraftstoffquotengesetzes ... 163
Tabelle 4-30 Vergleich des volumetrischen Energiegehaltes ausgewählter Kraftstoffe ... 163
Tabelle 4-31 Spannweiten der Well-to-Wheel-CO_2-Emissionen von Kraftstoffen im Jahr 2010 ... 164

Tabelle 4-32 Reduktionswirkung der Maßnahme M5: Biokraftstoffquotenregelung mit 8 % Anteil am Gesamtmarkt ab 2015 ... 166
Tabelle 4-33 CO_2-Einsparungen im MMS für den Verkehr ... 167
Tabelle 4-34 Vergütungssätze des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (2004) seit August 2004 ... 180
Tabelle 4-35 Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS, modifiziertes Referenzszenario) ... 182
Tabelle 4-36 Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Ohne-Maßnahmen-Szenario (OMS) ... 184
Tabelle 4-37 Wirkung bisheriger Maßnahmen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (Differenz MMS - OMS) ... 184
Tabelle 4-38 Zusammenfassung der Wirkung bisheriger Maßnahmen (2000-2006) zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ... 185
Tabelle 4-39 Lebensdauer der Bestandskraftwerke ... 188
Tabelle 4-40 Auslastung der Bestandskraftwerke nach Lastbereichen ... 190
Tabelle 4-41 Ausgewählte Daten der Neubaukraftwerke (Kondensationskraftwerke) ... 191
Tabelle 4-42 Ausgewählte Daten der Neubaukraftwerke (KWK-Anlagen) ... 191
Tabelle 4-43 Stromerzeugung in Kraftwerken, die sich in Planung bzw. Bau befinden ... 193
Tabelle 4-44 Zuschlagzahlungen nach dem KWK-G 2002 ... 195
Tabelle 4-45 Wirkung bisheriger Maßnahmen zur Stromerzeugung im Kraftwerkspark (Differenz MMS – OMS) ... 202
Tabelle 4-46 Zusammenfassung der Wirkung bisheriger Maßnahmen (2000 – 2006) ... 203
Tabelle 4-47 Importpreise der wichtigsten Energieträger (Grenzübergangspreise) und Gewinnungskosten einheimischer Energieträger ... 208
Tabelle 4-48 Wichtige energiepolitische und technische Begrenzungen in den Szenarien ... 209
Tabelle 4-49 Emissionen von CO_2, CH_4 und N_2O aus Verbrennungsprozessen im Mit-Maßnahmen-Szenario, 2000-2030 ... 217
Tabelle 4-50 Emissionen von CO_2, CH_4 und N_2O aus Verbrennungsprozessen im Ohne-Maßnahmen-Szenario, 2000-2030 ... 220
Tabelle 4-51 Entwicklung der CH_4-Emissionen aus dem Energiesektor, 1990-2005 ... 222
Tabelle 4-52 Entwicklung der flüchtigen CH_4-Emissionen aus dem Energiesektor im Mit-Maßnahmen-Szenario, 2000-2030 ... 223
Tabelle 4-53 Entwicklung der flüchtigen CH_4-Emissionen aus dem Energiesektor im Ohne-Maßnahmen-Szenario, 2000-2030 ... 224
Tabelle 4-54 Entwicklung der prozessbedingten CO_2-Emissionen nach Prozessen, 1990-2005 ... 225
Tabelle 4-55 Entwicklung der prozessbedingten CO_2-Emissionen für ausgewählte Produktionsprozesse im Mit-Maßnahmen-Szenario, 2000-2030 ... 227
Tabelle 4-56 Entwicklung der prozessbedingten CO_2-Emissionen im Mit-Maßnahmen-Szenario für ausgewählte Prozesse, 2000-2030 ... 229

Tabelle 4-57 Entwicklung der gesamten prozessbedingten CO_2-Emissionen im Mit-Maßnahmen-Szenario, 2000-2030 ... 230
Tabelle 4-58 Entwicklung der prozessbedingten CO_2-Emissionen im Ohne-Maßnahmen-Szenario für ausgewählte Prozesse, 2000-2030 ... 230
Tabelle 4-59 Entwicklung der gesamten prozessbedingten CO_2-Emissionen im Ohne-Maßnahmen-Szenario, 2000-2030 ... 231
Tabelle 4-60 Entwicklung der CH_4- und N_2O-Emissionen aus Industrieprozessen und Produktverwendung, 1990-2005 ... 232
Tabelle 4-61 Entwicklung der CH_4- und N_2O-Emissionen aus Industrieprozessen und Produktverwendung im Mit-Maßnahmen-Szenario, 2000-2030 ... 233
Tabelle 4-62 Entwicklung der HFKW-, FKW- und SF_6- Emissionen, 1990-2005 ... 235
Tabelle 4-63 Entwicklung der HFKW-, FKW- und SF_6- Emissionen im Mit-Maßnahmen-Szenario, 2000-2030 ... 236
Tabelle 4-64 Entwicklung der HFKW-, FKW- und SF_6- Emissionen im Ohne-Maßnahmen-Szenario, 2000-2030 ... 237
Tabelle 4-65 Entwicklung der CH_4- und N_2O-Emissionen aus der Abfallwirtschaft, 1990-2005 ... 238
Tabelle 4-66 Basisdaten und Entwicklung der CH_4- und N_2O-Emissionen aus der Abfallwirtschaft im Mit-Maßnahmen-Szenario, 2000-2030 ... 240
Tabelle 4-67 Entwicklung der Nicht-CO_2-Treibhausemissionen (ohne verbrennungsbedingte Emissionen) im Mit-Maßnahmen-Szenario, 2000-2030 ... 242
Tabelle 4-68 Entwicklung der Nicht-CO_2-Treibhausemissionen (ohne verbrennungsbedingte Emissionen) im Ohne-Maßnahmen-Szenario, 2000-2030 ... 243
Tabelle 4-69 Entwicklung der analysierten Treibhausemissionen im Mit-Maßnahmen-Szenario, 2000-2030 ... 244
Tabelle 4-70 Entwicklung der analysierten Treibhausemissionen im Ohne-Maßnahmen-Szenario, 2000-2030 ... 246
Tabelle 5-1 Gebäudebezogene Maßnahmen im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario ... 248
Tabelle 5-2 Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario ... 252
Tabelle 5-3 Entwicklung der regenerativen Energieträger im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario für den Gebäudesektor ... 254
Tabelle 5-4 CO_2-Emissionen des Gebäudesektors im Mit-Weiteren- und im Mit-Maßnahmen-Szenario, 1990 bis 2030. ... 254
Tabelle 5-5 Kumulative CO_2-Einsparungen im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario nach Maßnahmen im Gebäudebereich ... 255
Tabelle 5-6 Entwicklung der Energieverbrauchsstruktur für die Nichtwohngebäude, 1990 bis 2030 ... 256
Tabelle 5-7 Entwicklung der CO_2-Emission der Nichtwohngebäude im Mit-Weiteren- und im Mit-Maßnahmen-Szenario, 1990 bis 2030 ... 258
Tabelle 5-8 Veränderung der spezifischen Verbrauchswerte der Elektrogeräte (Technikkomponente) gegenüber der Referenzentwicklung aufgrund weitergehender Maßnahmen – Maßnahme 1: Verbindliche Mindeststandards ... 262

Tabelle 5-9 Veränderung der spezifischen Verbrauchswerte der Elektrogeräte (Technikkomponente) gegenüber der Referenzentwicklung aufgrund weitergehender Maßnahmen – Maßnahme 2: Verschärfung und Dynamisierung verbindlicher Produktkennzeichnungen ... 262
Tabelle 5-10: Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario: Erwartete Effekte der Maßnahme 1 (Mindesteffizienzstandards) und der Maßnahme 2 (verschärfte Produktkennzeichnung) für Haushalts-Elektrogeräte ... 264
Tabelle 5-11: Strombedarf elektrischer Haushaltsgeräte im Leerlauf im Jahr 2004 ... 265
Tabelle 5-12: Einsparpotenziale im Leerlauf durch Einsatz verbrauchsoptimierter Geräte ... 265
Tabelle 5-13: Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario: Erwartete Effekte der Maßnahme 3 und 4 zur Verringerung des Leerlaufverbrauchs von Haushalts-Elektrogeräten ... 265
Tabelle 5-14 Minderungseffekte für den Stromverbrauch der elektrischen Geräte im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario nach Maßnahmen ... 267
Tabelle 5-15 Reduktionswirkung der Maßnahme M6: Abschaffung der Entfernungspauschale ... 272
Tabelle 5-16 Reduktionswirkung der Maßnahme M7: Einführung von CO_2-Emissions-Obergrenzen für Neuwagen ... 275
Tabelle 5-17 Reduktionswirkung der Maßnahme M8: Angleichung der Mineralölsteuer auf Diesel an die Benzinbesteuerung für PKW ... 278
Tabelle 5-18 Reduktionswirkung der Maßnahme M9: Verdopplung der nominalen LKW-Nutzerkosten bis 2015 ... 279
Tabelle 5-19 Reduktionswirkung der Maßnahme M10: forcierte Einführung der Biokraftstoffe mit bis zu 25 % Anteil am Gesamtmarkt in 2030 ... 280
Tabelle 5-20 Realisierte Einsparpotentiale in der Maßnahme M11 im Zeitverlauf ... 283
Tabelle 5-21 Reduktionswirkung der Maßnahme M11: Flächendeckender Einsatz von Leichtlaufölen und -rädern bis 2020 ... 283
Tabelle 5-22 Anteil PKW am Endenergieverbrauch der Kraftstoffe ... 286
Tabelle 5-23 Verringerung des Endenergieverbrauchs der drei Kraftstoffe ... 286
Tabelle 5-24 Reduktionswirkung der Maßnahme M12: Einführung einer CO_2-emissionsabhängigen KFZ-Steuer ... 287
Tabelle 5-25 Verbrauchseinsparung in der Referenzrechnung zur Abschätzung der Maßnahme M13 ... 288
Tabelle 5-26 Reduktionswirkung der Maßnahme M13: Ausdehnung der LKW-Maut auf alle Fernstraßen sowie auf LKW ab 3.5t zul. GG ... 288
Tabelle 5-27 Parameter des Partialmodells für die Einbeziehung des Luftverkehrs in den EU-ETS ... 295
Tabelle 5-28 Veränderungen der Luftverkehrsnachfrage durch die Einbeziehung des Luftverkehrs in den EU-ETS ... 296
Tabelle 5-29 Reduktionswirkung der Maßnahme M14: Einbeziehung des Luftverkehrs in den EU-ETS ... 296
Tabelle 5-30 Kerosinverbrauch und Preisänderung durch die Einführung einer Kerosinsteuer ... 297
Tabelle 5-31 Veränderungen der Luftverkehrsnachfrage durch die Einführung einer Kerosinsteuer ... 298

Tabelle 5-32 Reduktionswirkung der Maßnahme M15: Einführung einer Kerosinsteuer für den Luftverkehr ... 298
Tabelle 5-33 CO_2-Einsparungen im MWMS für den Verkehr ... 300
Tabelle 5-34 Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario (MWMS, „Leitszenario 2006“) ... 307
Tabelle 5-35 Wirkung weiterer Maßnahmen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (Differenz MWMS - MMS) ... 307
Tabelle 5-36 Zusammenfassung der Wirkung weiterer Maßnahmen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ... 309
Tabelle 5-37 Wirkung optionaler Maßnahmen zur Stromerzeugung im Kraftwerkspark (Differenz MWMS – MMS) ... 313
Tabelle 5-38 Zusammenfassung der Wirkung im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario ... 313
Tabelle 5-39: Zubau neuer Kraftwerke im Jahr 2030 sowie CO_2-Emissionen im Kraftwerkspark in Abhängigkeit vom Kostenvorteil von CCS-Kraftwerken gegenüber Kraftwerksoptionen ohne CCS ... 317
Tabelle 5-40 Emissionen von CO_2, CH_4 und N_2O aus Verbrennungsprozessen im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario, 2000-2030 ... 321
Tabelle 5-41 Entwicklung der flüchtigen CH_4-Emissionen aus dem Energiesektor im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario, 2000-2030 ... 324
Tabelle 5-42 Entwicklung der prozessbedingten CO_2-Emissionen im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario für ausgewählte Prozesse, 2000-2030 ... 325
Tabelle 5-43 Entwicklung der gesamten prozessbedingten CO_2-Emissionen im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario, 2000-2030 ... 326
Tabelle 5-44 Entwicklung der CH_4- und N_2O-Emissionen aus Industrieprozessen und Produktverwendung im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario, 2000-2030 ... 327
Tabelle 5-45 Entwicklung der HFKW-, FKW- und SF_6- Emissionen im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario, 2000-2030 ... 329
Tabelle 5-46 Entwicklung der CH_4- und N_2O-Emissionen aus der Abfallwirtschaft im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario, 2000-2030 ... 331
Tabelle 5-47 Entwicklung der Nicht-CO_2-Treibhausemissionen (ohne verbrennungsbedingte Emissionen) im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario, 2000-2030 ... 332
Tabelle 5-48 Entwicklung der analysierten Treibhausemissionen im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario, 2000-2030 ... 333

Tabelle A1- 1 Struktur der deutschen Energiebilanz für die emissionsrelevanten Energieeinsatzdaten, ab 1995 ... 352
Tabelle A1- 2 Struktur der deutschen Treibhausgasinventare ... 353
Tabelle A1- 3 Sektordifferenzierung für den Projektionsbericht und Modellierungsansätze ... 356

Tabelle A2- 1 Energiedaten für das Mit-Maßnahmen-Szenario ... 358
Tabelle A2- 2 Energiedaten für das Ohne-Maßnahmen-Szenario ... 362

Tabelle A2- 3 Energiedaten für das Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario..... 366

Tabelle A3- 1 CO_2-Minderung im Mit-Maßnahmen- und im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario im Vergleich zum Jahr 2000 sowie zum Ohne-Maßnahmen-Szenario (IKARUS-Modellergebnisse), 2030..... 373

1 Einführung und Vorbemerkungen

Im Auftrag des Umweltbundesamtes wurden von den Projektpartnern Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW Berlin), Forschungszentrum Jülich (Programmgruppe Systemtechnik und Technologische Entwicklung – STE), Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (FhG-ISI) und Öko-Institut unter dem Titel „Politikszenarien für den Klimaschutz“ in den Jahren 1996, 1999 und 2004 umfangreiche Analysen zur Entwicklung von Szenarien für die deutschen Treibhausgasemissionen vorgelegt, die unter anderem auf einer Einzelbewertung von konkreten klima- und energiepolitischen Maßnahmen beruhen. Die Ergebnisse dieser Studien haben regelmäßig Eingang in die deutschen Klimaschutzprogramme gefunden, bildeten aber auch eine Grundlage für die von Deutschland im Rahmen der Klimarahmenkonvention zu erstellenden Nationalberichte und die dafür zu erstellenden Treibhausgasprojektionen und Instrumentenbewertungen.

Die Kombination von die deutschen Treibhausemissionen weitgehend vollständig erfassenden Szenarien und emissionsseitigen Wirkungschätzungen für eine große Zahl konkreter, aber sehr unterschiedlich ausgerichteter und wirkender Instrumente bildete ein besonderes Charakteristikum dieser Arbeiten.

Die grundlegende Änderung wichtiger energiewirtschaftlicher Rahmenbedingungen (Energiepreise etc.) sowie die Einführung einer ganzen Reihe von neuen klimapolitischen Instrumenten (z.B. des EU-Emissionshandelssystems) oder die signifikante Änderung des bestehenden Instrumentariums (Erneuerbare-Energien-Gesetz, Förderprogramm für Gebäudesanierung und Markteinführung erneuerbarer Energien) macht eine erneute Sichtung von Instrumentenwirkungen und deren Verdichtung zu Szenarien für Energieverbrauch und Treibhausgasemissionen sinnvoll und notwendig.

Dabei ist als zusätzliche Rahmenbedingungen zu beachten, dass mit der Entscheidung 2005/166/EG der Europäischen Kommission[1] hinsichtlich der regelmäßigen Erstellung von Projektionsberichten für die zukünftige Entwicklung der vom Kyoto-Protokoll erfassten Treibhausgasemissionen sowie deren Inhalte und formaler Strukturierung eine neue Dimension von Verbindlichkeit bekommen hat.

Im Rahmen der Klimarahmenkonvention und der Europäischen Union sind hinsichtlich der Projektionen für Treibhausgasemissionen folgende Inhalte zu berichten:

- drei verschiedene Szenarien für die zukünftigen Treibhausgasemissionen (einschließlich der entsprechenden demographischen und ökonomischen Hintergrunddaten sowie der Energieverbrauchsentwicklung und entsprechender Indikatoren)

[1] Entscheidung der Kommission vom 10. Februar 2005 zur Festlegung von Durchführungsbestimmungen für die Entscheidung 280/2004/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über ein System zur Überwachung der Treibhausgasemissionen in der Gemeinschaft und zur Umsetzung des Kyoto-Protokolls (Abl. EU Nr. L55/57 vom 1. März 2005).

- ein Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS), in dem die ergriffenen klima- und energiepolitischen Maßnahmen berücksichtigt werden und dem eine hohe prognostische Relevanz zukommt;
- ein Ohne-Maßnahmen-Szenario (OMS), in dem eine hypothetische Entwicklung für den Fall abgebildet wird, dass diese Maßnahmen nicht ergriffen worden wären;
- ein Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario (MWMS), in dem zusätzlich die Wirkung weiterer klima- und energiepolitischer Instrumente (oder entsprechender Zielvorgaben) einbezogen wird.

- eine Liste der ergriffenen klima- und energiepolitischen Instrumente und deren emissionsseitige Bewertung.

Vor diesem Hintergrund beauftragte das Umweltbundesamt unter dem Titel „Politikszenarien für den Klimaschutz IV“ das Konsortiums der vier Institute mit der Erstellung neuer Treibhausgasprojektionen für Deutschland.

In der hier vorgelegten Studie werden diese Szenarien für den Zeitraum 2000 bis 2030 und Wirkungsschätzungen für die im Zeitraum 2000 bis Mitte 2006 ergriffenen energie- und klimapolitischen Instrumente (bzw. für das Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario auch darüber hinaus gehender Vorgaben) entwickelt und deren Ergebnisse präsentiert. Dabei ist auf vier Besonderheiten hinzuweisen:

- Die bisherigen Arbeiten der Projektreihe „Politikszenarien für den Klimaschutz“ konnten auf eine jeweils relativ aktuelle energiewirtschaftliche Referenzprognose abstellen, bei der (zumindest im Grundsatz) ein Konsens vorausgesetzt werden konnte, dass diese eine ausreichend belastbare Grundlage für das Mit-Maßnahmen-Szenario bildet. Angesichts der drastischen Veränderungen auf den Energiemärkten lag eine solche aktuelle Referenzprognose nicht vor. Die Analysen mussten so zumindest teilweise auf eine Projektion abstellen, die im Jahr 2006 als Hochpreisvariante zur energiewirtschaftlichen Referenzprognose im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie erstellt worden war, die aber selbst deren Autoren nicht als neue Referenzprognose verstanden haben wollten.
- Vor dem Hintergrund der für dieses Projekt vorhandenen knappen Ressourcen und des engen zeitlichen Rahmens mussten die Arbeiten eine Reihe von emissionsrelevanten Sektoren insofern ausklammern, dass hier keine eigenen Szenarien entwickelt, sondern die Ergebnisse anderer Arbeiten übernommen wurden (industrieller Endenergieverbrauch, Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistung für die Energieeinsatzbereiche jenseits der Gebäude sowie die HFKW-, FKW- und SF_6-Emissionen).
- In den letzten Monaten und Jahren wurden erhebliche Anstrengungen unternommen, die deutschen Treibhausgasinventare zu verbessern und die Emissionsquellen auch hinreichend vollständig zu erfassen. Dabei wurden mehr und mehr Aktivitätsbereiche einbezogen, die in der Struktur der deutschen Energie-

bilanz – und damit auch in vielen (Sektor-) Modellen – nicht erfasst werden. Diese, teilweise erst in jüngster Zeit gewonnenen, Erkenntnisse mussten vor dem Hintergrund der Tatsache besonders berücksichtigt werden, dass der Konsistenz von Treibhausgasinventaren und -projektionen eine hohe Bedeutung beigemessen wird.

- Nicht berücksichtigt werden konnten in der hier vorgelegten Studie – wiederum angesichts des zeitlichen Rahmens und der verfügbaren Ressourcen und Bearbeitungskapazitäten – die Bereiche Landwirtschaft sowie Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft. Darüber hinaus wurden aber alle von den deutschen Treibhausgasinventaren erfassten Quellbereiche vollständig abgedeckt.

Das Kapitel 2 (Öko-Institut) beschreibt die Entwicklung der vom Kyoto-Protokoll erfassten Treibhausgase in Deutschland für den Zeitraum 1990 bis 2005 und identifiziert die wesentlichen Entwicklungsmuster dieser Emissionsentwicklung.

Im Kapitel 3 (verfasst von allen vier Instituten) werden die der Szenarienentwicklung zu Grunde liegenden demographischen und wirtschaftlichen Rahmendaten beschrieben.

Das Kapitel 4 enthält die Analysen zum Mit-Maßnahmen-Szenario sowie zum Ohne-Maßnahmen-Szenario. Die Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung für die Wohn- und die Nichtwohngebäude (Kapitel 4.2.1) wurden dabei von IEF-STE bearbeitet, die Bedarfsentwicklung für die elektrischen Geräte im Haushaltsbereich (Kapitel 4.2.2) sowie der Verkehrssektor (Kapitel (4.2.3) von FhG-ISI. Für den Umwandlungssektor wurde die Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (Kapitel 4.3.1) von DIW Berlin bearbeitet, die Analyse der fossilen Stromerzeugung (Kapitel 4.3.2) erfolgte seitens des Öko-Instituts. Die Sektorergebnisse wurden mit den Resultaten anderer Studien von IEF-STE zusammengefasst und dann mit einem Energiesystemmodell eine komplette Bedarfsentwicklung für End- und Primärenergie errechnet (Kapitel 4.4). Auf dieser Grundlage und ergänzt um weitere Modellrechnungen und Schätzungen wurden dann vom Öko-Institut die vollständigen und inventarkompatiblen Treibhausgasdaten für Kohlendioxid (CO_2), Methan (CH_4), Lachgas (N_2O), halogenierte Fluorkohlenwasserstoffe (HFKW), perfluorierte Kohlenwasserstoffe (FKW) sowie Schwefelhexafluorid (SF_6) ermittelt.

In gleicher Arbeitsteilung erfolgte die Modellierung und Analyse des Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenarios bzw. der dort enthaltenen energie- und klimapolitischen Instrumente – oder Zielvorgaben im Kapitel 5.

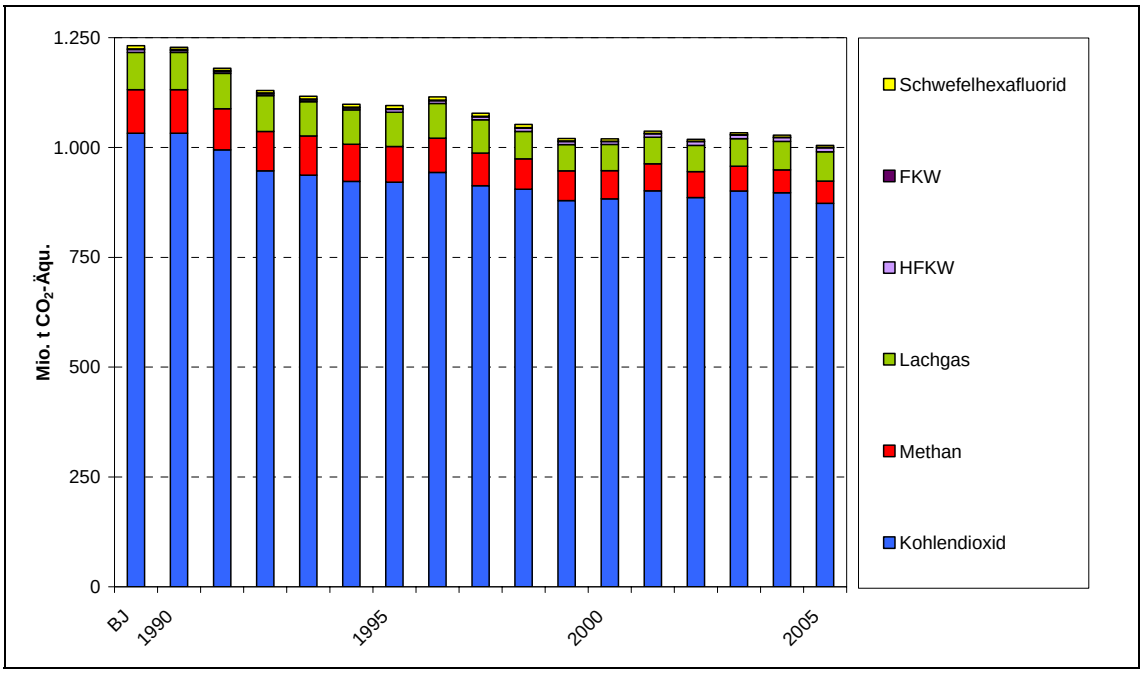
Der Überblick und die Schlussfolgerungen im Kapitel 6 wurden vom Öko-Institut und von IEF-STE bearbeitet.

Die Anhänge 1 bis 4 enthalten schließlich zusätzliche Hintergrundmaterialien, eine detaillierte Zusammenstellung der Ergebnisdaten sowie die Zusammenfassung der Ergebnisse im für die Erstellung der Projektionsberichte vorgegebenen Format bzw. die Ermittlung der diesbezüglich geforderten Indikatoren.

2 Die Entwicklung der vom Kyoto-Protokoll erfassten Treibhausgasemissionen in der Periode 2000-2005

Die vom Kyoto-Protokoll erfassten Treibhausgase Kohlendioxid (CO_2), Methan (CH_4), Lachgas (N_2O), halogenierte Fluorkohlenwasserstoffe (HFKW), perfluorierte Kohlenwasserstoffe (FKW) und Schwefelhexafluorid (SF_6) sind in den letzten 10 bis 15 Jahren in Deutschland deutlich zurückgegangen. Im Vergleich zum Basisjahr des Kyoto-Protokolls (1990 für CO_2, CH_4 und N_2O sowie 1995 für HFKW, FKW und SF_6) sind die Emissionen bis Ende 2005 um etwa 227 Millionen Tonnen CO_2-Äquivalent (Mt CO_2-Äqu.) zurückgegangen, dies entspricht einer Minderung von etwa 18 %. Angesichts der dominierenden Rolle von CO_2 bei den deutschen Treibhausgasemissionen ist auch der ganz überwiegende Beitrag des Rückgangs der CO_2-Emissionen für die gesamte Emissionsminderung wenig überraschend: etwa 70 % der bis 2005 erzielten Emissionsminderung sind der CO_2-Emissionsminderung zuzurechnen. Der Minderungsbeitrag von CH_4 liegt bei etwa 21 % und der von N_2O bei 8 %. Die synthetischen Treibhausgase zeigen insgesamt einen eher steigenden Trend, so dass hier kein Beitrag für die gesamte Emissionsminderung erbracht wurde.

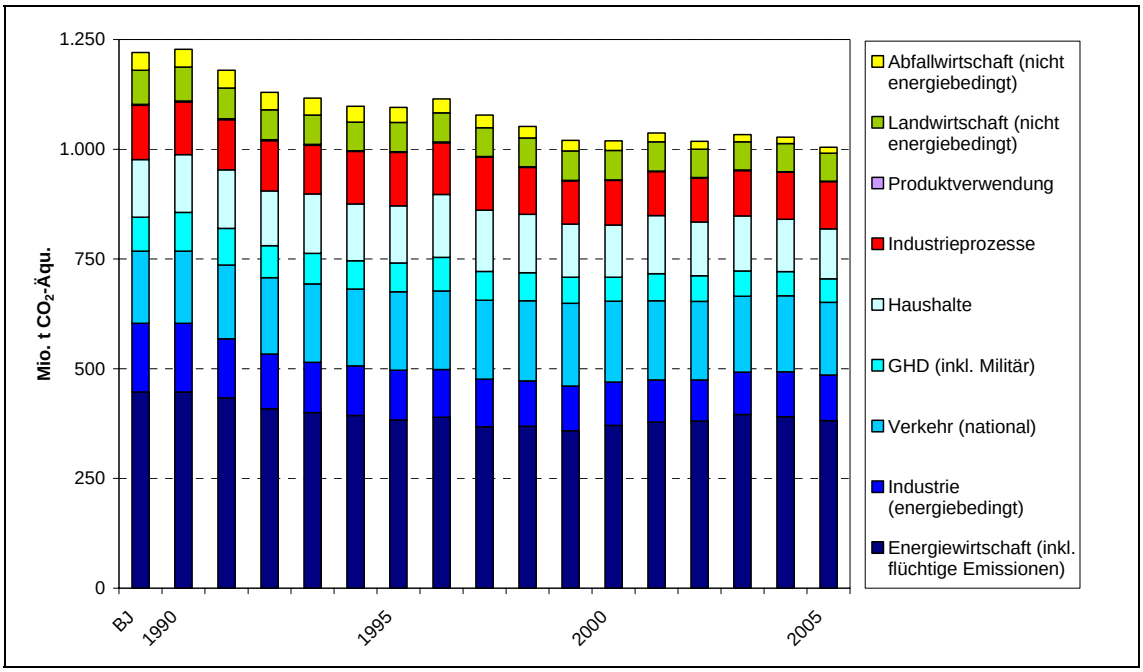
Abbildung 2-1 Treibhausgasemissionen in Deutschland nach Gasen, 1990-2005



Quelle: UBA.

Sehr aufschlussreich ist dagegen der zeitliche Verlauf der Emissionsminderung. Bereits im Jahr 1995 waren etwa 60 % der bis zum Jahr 2005 erreichten Emissionsminderungen erbracht, seit 1999 stagnierte die Emissionsminderung auf einem Niveau von ca. 90 % der bis 2005 erbrachten Minderungsleistung, bevor im Jahr 2005 noch einmal eine vergleichsweise kräftige Reduktion der Treibhausgasemissionen erbracht wurde.

Abbildung 2-2 Treibhausgasemissionen in Deutschland nach Sektoren, 1990-2005



Quellen: UBA, Berechnungen des Öko-Instituts.

Die differenzierte Analyse der Treibhausgasemissionen nach Quellsektoren (Abbildung 2-2) zeigt die ebenfalls überragende Bedeutung der energiebedingten Emissionen (wozu sowohl die verbrennungsbedingten als auch die flüchtigen CH_4-Emissionen des Energiesektors gehören), die einen im Zeitverlauf relativ stabilen Anteil von etwa 80 % der gesamten Emissionen repräsentieren. Für die energiebedingten Treibhausgasemissionen repräsentiert wiederum die Energiewirtschaft (ohne die Kraftwerke des Verarbeitenden Gewerbes) mit einem Anteil von etwa 45 % den größten sektoralen Emissionsbeitrag.

Der Beitrag des Energiesektors zur bisher erreichten Emissionsminderung ist jedoch etwas unterproportional. Ein Anteil von 74 % an der gesamten Minderungsleistung von 227 Mt CO_2-Äqu. im Zeitraum 1990 bis 2005 wurde im Energiesektor erbracht, etwa 12 % sind der Abfallwirtschaft und jeweils 6 bis 7 Prozent den verschiedenen Industrieprozessen bzw. der Landwirtschaft zuzurechnen.

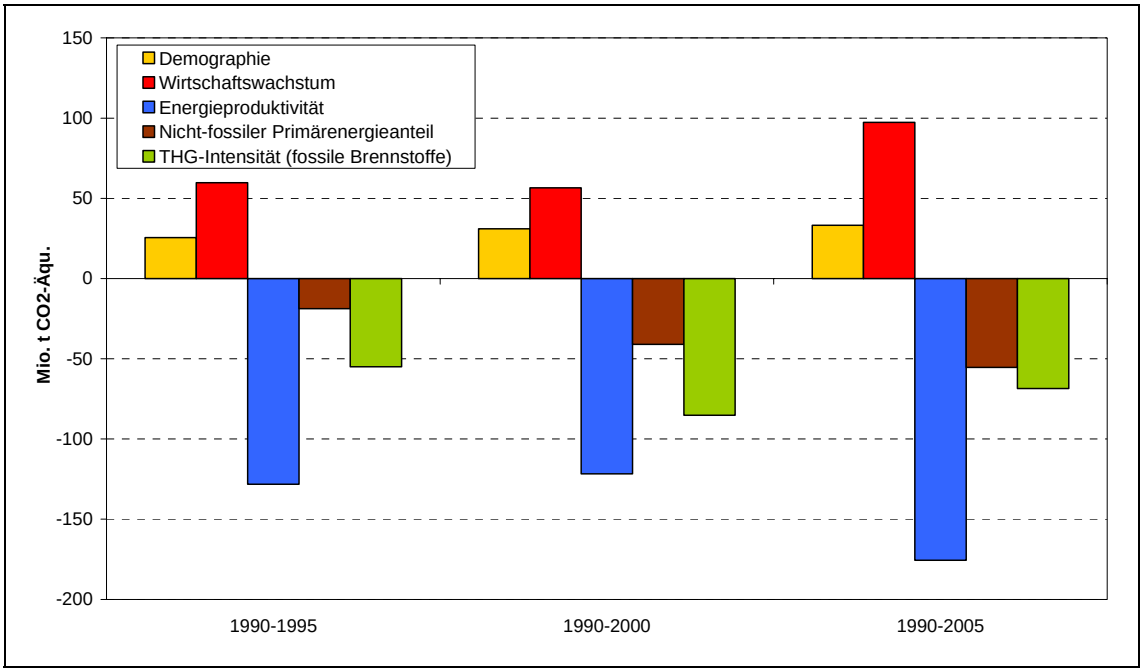
Vor dem Hintergrund dieser Emissionsentwicklung kommt erstens der Frage eine besondere Relevanz zu, ob die besonders in den letzten 5 Jahren neu ergriffenen Maßnahmen einen Beitrag dazu leisten, die Stagnation in der Emissionsminderung zu überwinden und weitere Emissionsreduktionen bei den Treibhausgasen zu erreichen. Zweitens ergibt sich ganz unzweifelhaft, dass der Schlüssel für die zukünftigen Emissionsminderungen vor allem im Bereich des Energieeinsatzes und der damit verbundenen Emissionen liegt und das Energiesystem sinnvollerweise den zentralen Untersuchungsbereich der nachfolgenden Analysen bildet.

Für die energiebedingten Treibhausgasemissionen verdeutlicht eine Komponentenanalyse die Beiträge der verschiedenen – emissionserhöhenden und emissionssenkenden – Basisentwicklungen:

- den Einfluss der demographischen Entwicklung,
- den Beitrag des wirtschaftlichen Wachstums,
- den Effekt einer veränderten Energieproduktivität,
- den Beitrag durch die Veränderungen des Anteils nicht-fossiler Energieträger,
- die Auswirkungen des veränderten Mixes der fossilen Energieträger.

Die Abbildung 2-3 zeigt die Ergebnisse der Komponentenzerlegung für die Zeiträume 1990 bis 1995, 1990 bis 2000 sowie 1990 bis 2005.[2]

Abbildung 2-3 Komponenten der Entwicklung der energiebedingten Treibhausgasemissionen in Deutschland, 1990-2005



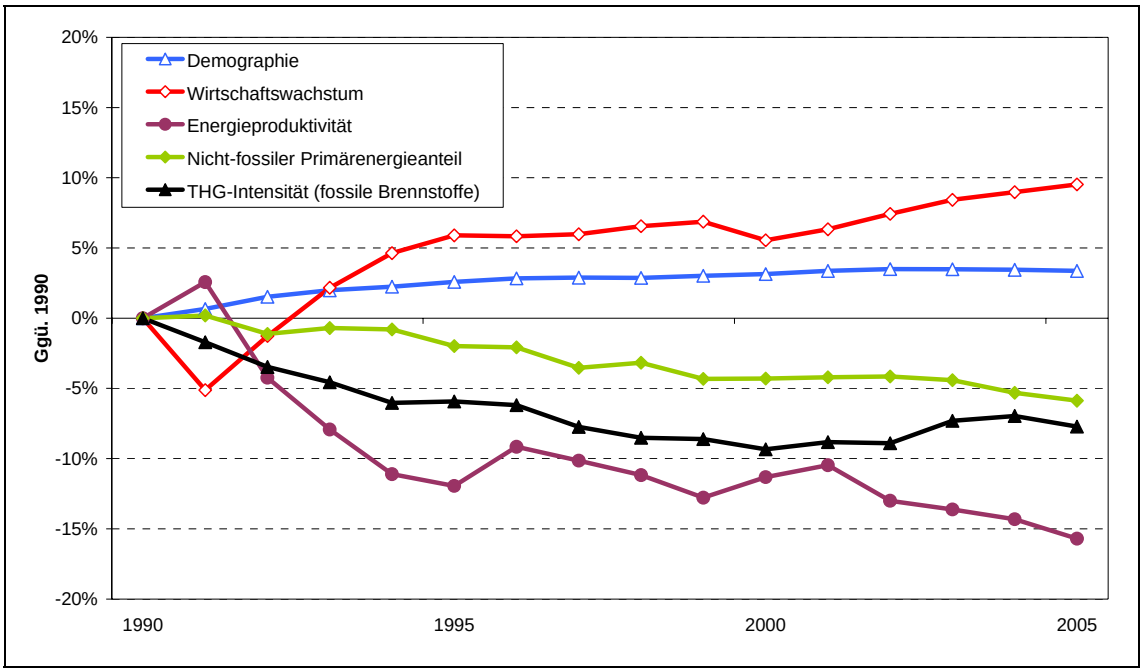
Quellen: UBA, AG Energiebilanzen, Statistisches Bundesamt, DIW Berlin, Berechnungen des Öko-Instituts.

Die Übersicht verdeutlicht, dass die größten Beitrage zur Emissionsminderung seit 1990 aus der verbesserten Energieproduktivität (Verhältnis von Bruttoinlandsprodukt und Primärenergieverbrauch) resultieren, wenngleich der größte Effekt hier in der ersten Hälfte der neunziger Jahre – also wohl überwiegend mit der wirtschaftlichen Umstrukturierung der neuen Bundesländer – entstand. Nach einer Phase der Stagnation Ende der neunziger Jahre sind hier erst wieder nach 2000 erhebliche Emissionsminderungsbeiträ-

[2] Zum Verfahren der Komponentenzerlegung vgl. Diekmann et al. (1999). In der hier gezeigten Analyse werden jedoch neben den energiebedingten CO_2-Emissionen auch die energiebedingten CH_4- und N_2O-Emissionen berücksichtigt. Die der Berechnung zugrunde liegende Angabe für das deutsche Bruttoinlandsprodukt im Jahr 1990 wurde vom DIW Berlin geschätzt, entsprechende Daten liegen aus der amtlichen Statistik nicht vor.

ge erbracht worden (vgl. auch die zeitlich feiner aufgelöste Entwicklung der verschiedenen Komponenten in Abbildung 2-4).

Abbildung 2-4 Detaillierte Entwicklung der Komponenten für die Entwicklung der energiebedingten Treibhausgasemissionen in Deutschland, 1990-2005



Quellen: UBA, AG Energiebilanzen, Statistisches Bundesamt, DIW Berlin, Berechnungen des Öko-Instituts.

Ein vergleichsweise stetiger Effekt ist dem wachsenden Anteil nicht-fossiler Energieträger, d.h. dem Zuwachs erneuerbarer Energien aber durchaus auch der zunehmenden Stromproduktion aus Kernkraftwerken zuzurechnen. Dagegen hat der Beitrag des Energieträgerwechsels zu weniger kohlenstoffintensiven fossilen Energieträgern bis zum Jahr 2000 erheblich zugenommen, ist aber danach – bedingt wohl vor allem durch die Energiepreisentwicklungen – wieder erheblich zurückgegangen. Die die emissionsmindernden Effekte wesentlich kompensierende Treibergröße ist die wirtschaftliche Entwicklung in Deutschland, der für den Zeitraum 1990 bis 2005 ein emissionserhöhender Beitrag von etwa 97 Mt CO_2-Äqu. zugerechnet werden muss. Das für die Periode 1990 bis 2005 zu konstatierende Bevölkerungswachstum repräsentiert dagegen einen emissionserhöhenden Beitrag von ca. 33 Mt CO_2-Äqu. Für den Zeitraum 1990 bis 2005 stehen damit den tendenzielle emissionserhöhenden Beiträgen aus Wirtschafts- und Bevölkerungswachstum von insgesamt etwa 130 Mt CO_2-Äqu. Minderungsbeiträge aus erhöhter Energieproduktivität, wachsendem Beitrag nicht-fossiler Energiequellen und dem veränderten Mix der fossilen Energieträger in Höhe von insgesamt fast 300 Mt CO_2-Äqu. gegenüber, so dass sich eine Netto-Minderung der energiebedingten Treibhausgasemissionen von knapp 170 Mt CO_2-Äqu. ergibt.

3 Demographische, wirtschaftliche und andere Rahmendaten für die Szenarienentwicklung

3.1 Gesamtwirtschaftliche Rahmendaten

Für die gesamtwirtschaftlichen Rahmendaten wird im Wesentlichen auf die Daten abgestellt, die der Hochpreisvariante zur energiewirtschaftlichen Referenzprognose von EWI/Prognos (2006) zu Grunde lagen. Für die drei Szenarien werden die genannten Rahmendaten nicht variiert, sofern in den jeweiligen Kapiteln nicht ausdrücklich darauf hingewiesen wird.

Mit Blick auf die Unsicherheiten, die bei Projektionen über 30 Jahre ohnehin zu beachten sind, ist vor dem Hintergrund der aktuellen Entwicklungen kein Trend erkennbar, der eine grundlegende Veränderung der Annahmen von EWI/Prognos (2006) als zwingend erscheinen lässt.

Die folgende Tabelle 3-1 zeigt zunächst die wesentlichen Basisannahmen zur Entwicklung der Wohnbevölkerung und der Haushaltsstruktur.

Tabelle 3-1 Wohnbevölkerung und Haushalte in Deutschland, 2000-2030

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	1.000						
Wohnbevölkerung[a]	82.260	82.438	82.411	81.902	81.393	80.407	79.421
Private Haushalte, Jahresmitte	38.151	39.178	39.665	39.843	40.021	39.869	39.716
davon:							
1-Personen-Haushalte	13.777	14.695	15.044	15.187	15.329	15.502	15.675
2-Personen-Haushalte	12.736	13.266	13.857	14.267	14.677	14.643	14.608
3-Personen-Haushalte	5.588	5.477	5.235	5.108	4.981	4.846	4.711
4-Personen-Haushalte	4.387	4.213	3.975	3.801	3.627	3.519	3.411
5-Personen-Haushalte	1.663	1.527	1.555	1.481	1.407	1.360	1.312

Anmerkungen: [a] bis 2005 Jahresende, nach 2005 Jahresmitte

Quellen: StBA, EWI/Prognos 2006.

Die demographische Entwicklung ist danach bis etwa zum Jahr 2010 noch von einer leichten Zunahme der deutschen Wohnbevölkerung geprägt, danach geht die Einwohnerzahl jedoch bis zum Jahr 2030 auf einen Wert von ca. 79,4 Mio. zurück.

Eine wesentliche Determinante für den Energieverbrauch für die Raumwärmeerzeugung (bzw. die Bereitstellung der Energiedienstleistung „warmer bzw. klimatisierter Raum“) bildet darüber hinaus die Struktur des Haushaltsbestandes in Deutschland. Nach den hier zugrunde gelegten Projektionen wird sich die Zahl der Haushalte im Vergleich zum Jahr 2000 bis 2020 um knapp 2 Mio. erhöhen und dann bis zum Jahr 2030 etwa wieder auf das Niveau von 2010 zurückgehen. Treiber dieser Entwicklung ist die vergleichsweise stark zunehmende Zahl der Ein-Personen-Haushalte, für deren Zahl bis zum Jahr 2030 eine Zunahme von etwa 2 Mio. unterstellt wird. Eine vergleichbare Zunahme wird auch für die Zwei-Personen-Haushalte erwartet, für die Haushalte mit drei oder mehr Mitgliedern wird ein deutlicher Rückgang prognostiziert.

In den nachfolgenden Tabellen sind weiterhin die wesentlichen ökonomischen Rahmendaten zusammengestellt. Tabelle 3-2 zeigt die Entwicklung der Wertschöpfung nach Wirtschaftsbereichen und für das Bruttoninlandsprodukt (BIP). Im Zeitraum 2000 bis 2030 nimmt danach das das inflationsbereinigte BIP um etwa 47 % zu, dies entspricht einer durchschnittlichen jährlichen Wachstumsrate von etwa 1 % (real).

Die Struktur der Wertschöpfung verschiebt sich bis 2030 nur leicht. Der Anteil des Verarbeitenden Gewerbes an der gesamten Wertschöpfung sinkt leicht von 20,7 % im Jahr 2000 auf 20,1 % im Jahr 2030. In anderen Worten: die Wertschöpfung in der Industrie steigt mit nahezu der gleichen Dynamik wie das gesamte BIP (um knapp 43 % bis zum Jahr 2030). Deutlich höhere Wachstumsraten werden für die Bereiche Verkehrs und Nachrichtenübermittlung, Gesundheits- und Sozialwesen sowie die sonstigen Dienstleistungen prognostiziert. Im Vergleich zum BIP unterdurchschnittliche Wachstumsraten der Wertschöpfung werden für den Handel, das Baugewerbe, die Energiewirtschaft, den öffentlichen Sektor sowie den Bergbau und die Land- und Forstwirtschaft erwartet.

Tabelle 3-2 Wertschöpfung nach Wirtschaftszweigen (reale Preise, Preisbasis 2000), 2000-2030

	2000	2005	2010	2015[a]	2020	2025[a]	2030
	Mrd. € (2000)[b]						
Land und Forstwirtschaft; Fischerei	23	25	23	24	25	25	25
Bergbau, Gewinnung v. Steinen u. Erden	5	4	3	3	2	2	2
Verarbeitendes Gewerbe	426	457	471	505	540	575	610
Energie u. Wasserversorgung	34	36	39	41	42	43	45
Baugewerbe	96	77	87	91	95	100	105
Handel; Rep. V. Kraftfahrz. U. Gebrauchsg.	205	212	220	227	234	240	245
Gastgewerbe	30	28	29	30	32	33	34
Verkehr u. Nachrichtenübermittlung	102	119	137	156	176	196	217
Kredit u. Versicherungsgewerbe	78	77	88	96	103	113	122
Grundstückswesen; Vermietung; Unternehmensdienst	433	471	523	575	628	674	719
Öffentliche Verwaltung; Verteidigung; Sozialvers.	118	115	118	120	121	124	127
Erziehung u. Unterricht	83	83	85	88	90	92	94
Gesundheits-, Veterinär- u. Sozialwesen	124	141	156	175	193	215	237
Sonstige öffentliche u. private Dienstleister	91	89	100	111	122	133	144
Bruttoinlandsprodukt	2.063	2.129	2.305	2.487	2.669	2.849	3.029

Anmerkungen: [a] Mittelwert des vorhergehenden und des nachfolgenden Stützjahres. - [b] errechnet aus den Angaben von EWI/Prognos (2006) und dem Kettenindex des Statistischen Bundesamtes für die preisbereinigte Bruttowertschöpfung der Wirtschaftsbereiche.

Quellen: EWI/Prognos 2006, Statistisches Bundesamt, Berechnungen des Öko-Instituts.

In der Tabelle 3-3 sind die Annahmen von EWI/Prognos (2006) zur Entwicklung der Industrieproduktion zusammengestellt.[3] Danach wird sich die Industrieproduktion von 2002 bis 2030 um ca. 44 % erhöhen, wobei besonders hohe Wachstumsraten für die chemische Industrie, die Metallbearbeitung sowie den Maschinen- und Fahrzeugbau

[3] Eine Umrechnung dieser Daten auf die hier sonst verwendete Preisbasis 2000 war aufgrund zwischenzeitlich veränderter statistischer Abgrenzungen nicht möglich. Dies ist aber vor dem Hintergrund der Tatsache, dass im Projektionsbericht für die Industrieproduktion nur Wachstumsindikatoren aufgeführt werden müssen und der Bereich der Industrie in den Modellierungsarbeiten nicht einer gesonderten Analyse unterzogen wurde, nicht weiter problematisch.

erwartet werden. Ein durchschnittliches Wachstum wird für die Gummi- und Kunststoffwarenherstellung sowie die sonstigen Wirtschaftszweige erwartet. Ein eher unterdurchschnittliches Anwachsen der Industrieproduktion wird für die Nahrungs- und Genussmittelindustrie, das Papiergewerbe und die Nichteisen-Metallindustrie prognostiziert. Ein Rückgang der Industrieproduktion wird bei EWI/Prognos (2006) für die Bereiche Glas und Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden sowie die Metallerzeugung gesehen.

Tabelle 3-3 Industrieproduktion (reale Preise, Preisbasis 1995), 2000-2030

	2000	2002	2010	2015[a]	2020	2025[a]	2030
	Mrd. € (1995)						
Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau	2,1	1,8	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
Ernährung und Tabak	35,5	35,3	36,0	37,1	38,2	39,1	40,0
Papiergewerbe	9,7	9,6	9,9	10,1	10,2	10,2	10,1
Grundstoffchemie	19,2	19,4	20,5	21,7	22,9	24,0	25,1
Sonstige chemische Industrie	20,4	20,8	23,3	25,3	27,2	29,3	31,4
Gummi- und Kunststoffwaren	19,5	19,6	21,9	23,5	25,1	26,7	28,2
Glas, Keramik	5,8	5,3	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1
Verarbeitung von Steinen und Erden	9,7	8,5	7,8	7,7	7,5	7,4	7,3
Metallerzeugung	6,1	6,4	6,1	6,0	5,8	5,8	5,8
NE-Metalle, Giessereien	7,7	7,6	8,0	8,3	8,5	8,7	8,9
Metallbearbeitung	39,2	39,3	44,3	48,1	51,8	55,3	58,8
Maschinenbau	60,0	59,4	69,8	79,7	89,5	99,0	108,5
Fahrzeugbau	57,5	61,0	69,9	75,9	81,8	88,0	94,2
Sonstige Wirtschaftszweige	110,7	104,4	114,1	122,5	130,9	140,2	149,5
Insgesamt	403,1	398,5	438,7	472,6	506,5	540,6	574,7

Anmerkungen: [a] Mittelwert des vorhergehenden und des nachfolgenden Stützjahres.

Quelle: EWI/Prognos 2006.

Für eine Reihe von Quellbereichen für prozessbedingte CO_2-Emissionen müssen auch physische Produktionsdaten ermittelt werden. Diese Daten werden entweder direkt aus der Projektion von EWI/Prognos (2005) entnommen (Roheisen und Stahl) oder wurden von Fraunhofer ISI auf der Grundlage von Wertschöpfungsannahmen abgeschätzt.[4]

[4] Explizit darauf hingewiesen werden soll, dass die Prognosedaten für die Stahlproduktion umstritten sind. Da die gezeigten Daten für die Roheisen-, Oxygen- und Elektrostahlproduktion jedoch direkt aus der Arbeit von EWI/Prognos (2005) übernommen wurden und im Rahmen der weiteren Analysen der Konsistenzsicherung zur Arbeit von EWI/Prognos im Industriebereich eine besondere Relevanz zukam, wurde mit den angegebenen Daten weiter gearbeitet.

Tabelle 3-4 Erzeugungsdaten für ausgewählte Produkte, 2000-2030

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	Mio. t						
Roheisen	30,8	28,9	27,3	26,3	25,1	23,9	23,2
Oxygenstahl	33,1	30,9	29,1	27,9	26,6	25,6	24,9
Elektrostahl	13,3	13,7	13,4	13,6	13,4	13,4	13,1
Primäraluminium	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Zement	38,0	31,2	31,6	30,8	30,0	30,5	31,0
Kalk (einschließlich Dolomit)	7,3	6,8	6,6	6,6	6,5	6,5	6,4
Glas (Summe der verschiedenen Sorten)	7,7	6,6	7,2	7,0	6,8	6,7	6,6

Quellen: StBA, WV Stahl, UBA (ZSE), EWI/Prognos 2006, Fraunhofer ISI.

Für die Entwicklung des Energieverbrauchs (und der Emissionen) in der Industrie, vor allem aber im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, bilden Beschäftigtendaten eine wichtige Rolle, die auch als Hintergrunddaten für den Projektionsbericht zu dokumentieren sind. Die Tabelle 3-5 zeigt die Zahl der Erwerbstätigen nach Wirtschaftszweigen und Tabelle 3-6 die Daten zum GHD-Sektor.

Tabelle 3-5 Erwerbstätige nach Wirtschaftszweigen, 2002-2030

	2002	2010	2020	2030
	1.000 Erwerbstätige			
Land und Forstwirtschaft; Fischerei	939	835	756	692
Bergbau, Gewinnung v. Steinen u. Erden	110	75	51	38
Verarbeitendes Gewerbe	7.950	7.223	6.617	6.074
Energie u. Wasserversorgung	278	251	225	199
Baugewerbe	2.427	2.235	2.190	2.044
Handel; Rep. V. Kraftfahrz. U. Gebrauchsg.	5.980	5.820	5.631	5.294
Gastgewerbe	1.778	1.824	1.848	1.710
Verkehr u. Nachrichtenübermittlung	2.100	2.147	2.191	2.181
Kredit u. Versicherungsgewerbe	1.282	1.221	1.134	1.055
Grundstückswesen; Vermietung; Unternehmensdienst	4.680	5.113	5.534	5.519
Öffentliche Verwaltung; Verteidigung; Sozialvers.	2.669	2.515	2.292	2.091
Erziehung u. Unterricht	2.019	2.107	2.131	2.069
Gesundheits-, Veterinär- u. Sozialwesen	3.963	4.267	4.594	4.802
Sonstige öffentliche u. private Dienstleister	2.496	2.714	3.026	3.077
Alle Wirtschaftsbereiche	38.671	38.346	38.220	36.843

Quelle: EWI/Prognos 2006

Tabelle 3-6 Erwerbstätige im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistung nach Branchen, 2000-2030

	2000	2010	2020	2030
Erwerbstätige	1.000 Erwerbstätige			
Landwirtschaft, Gärtnerei	964	835	756	692
Industrielle Kleinbetriebe/Handwerk	1.851	1.477	1.354	1.247
Baugewerbe	2.761	2.235	2.190	2.044
Handel	6.040	5.820	5.631	5.294
Kreditinst./Versicherungen	1.278	1.221	1.134	1.055
Verkehr, Nachrichtenübermittlung	2.102	2.147	2.191	2.181
Sonstige priv. Dienstleistungen	8.566	9.650	10.408	10.306
Gesundheitswesen	3.769	4.267	4.594	4.802
Unterrichtswesen	1.991	2.107	2.131	2.069
Öff.Verwaltung, Sozialversicherung	2.324	2.150	1.927	1.726
Verteidigung	431	365	365	365
Alle Branchen	32.077	32.274	32.682	31.779
Bruttowertschöpfung	Mrd. EUR			
Landwirtschaft, Gärtnerei	25	24	26	26
Idustrielle Kleinbetriebe/Handwerk	61	60	69	79
Baugewerbe	102	89	98	108
Handel	189	200	213	223
Kreditinst./ Versicherungen	112	124	146	172
Verkehr, Nachrichtenübermittlung	144	202	260	320
Sonstige priv. Dienstleistungen	566	673	806	928
Gesundheitswesen	119	145	179	220
Unterrichtswesen	73	74	78	81
Öff.Verwaltung, Sozialversicherung	98	96	98	101
Verteidigung	13	13	14	17
Alle Branchen	1.501	1.700	1.987	2.274

Quellen: EWI/Prognos 2005+2006.

Die Übersichten verdeutlichen den Strukturwandel in der Beschäftigung. Bei einer bis zum Jahr 2030 insgesamt leicht abnehmenden Zahl der Erwerbstätigen geht die Zahl der Beschäftigen im Verarbeitenden Gewerbe um fast ein Viertel zurück, so dass im Jahr 2030 nur noch 16,5 % der insgesamt Erwerbstätigen in diesem Bereich tätig sind (im Jahr 2000 beträgt der Vergleichswert über 20 %).

Deutliche Beschäftigungszuwächse erfolgen nur noch im Dienstleistungssektor sowie im Bereich des Gesundheits- und Sozialwesens.

3.2 Energiepreisentwicklung

Die Definition der zukünftig zu unterstellenden Energiepreisniveaus bildet – zumindest für einige Verbrauchssektoren bzw. Quellbereiche – eine zentrale Einflussgröße für die Entwicklung des Energiebedarfs und der Treibhausgasemissionen.

Vor dem Hintergrund der Tatsache, dass in den hier vorgelegten Analysen auf eine vorliegende, weitgehend geschlossene Szenarienanalyse abgestellt werden muss, wurde weitgehend – aber auch mit Blick auf die Annahmen im World Energy Outlook 2006 (IEA 2006) – auf die Preisszenarien von EWI/Prognos (2006) abgestellt.

Tabelle 3-7 Preise für Primärenergieträger (reale Preise, Preisbasis 2000), 2000-2030

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Weltmarktpreise							
Rohöl (Brent) fob (US-$/bbl)	28,4	48,3	50,0	48,5	47,0	53,5	60,0
Grenzübergangspreise							
Rohöl (€/t)	227,2	299,6	353,0	348,0	343,0	389,0	435,0
Erdgas (ct/kWh)	1,07	1,54	1,60	1,6	1,50	1,7	1,80
Kraftwerkskohle (€/t SKE)	42,1	61,9	53,0	52,5	52,0	54,0	56,0
Drittlandskohle (€/t)	37,7		46	46	45	47	48
Einheimische Förderung							
Braunkohle (€/GJ)			0,83	0,83	0,83	0,83	0,83

Quellen: Bafa, BMWi, OPEC, StBA, BEA, EWI/Prognos 2006, Berechnungen von DIW Berlin und Öko-Institut.

Tabelle 3-8 Preise für Mineralöl, Erdgas und Kohle (reale Preise, Preisbasis 2000), 2000-2030

	2000	2005	2010	2015[a]	2020	2025[a]	2030
Industrie (ohne MwSt.)							
Heizöl EL (€/t)	381,5	485,0	556,4	558,7	560,9	628,1	695,3
Heizöl S (€/t)	188,9	242,6	244,6	244,7	244,7	267,3	289,9
Erdgas (ct/kWh)	1,7	2,4	2,4	2,4	2,4	2,6	2,8
Steinkohle (€/t SKE)	42,7	62,7	65,2	68,9	72,5	79,3	86,0
Stromerzeugung (ohne MwSt.)							
Steinkohle (€/GJ)	1,6		2,0	2,0	2,0	2,0	2,1
Braunkohle (€/GJ)	0,8		0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Erdgas (€/GJ)	3,5		5,0	4,8	4,7	5,1	5,5
Heizöl, schwer (€/GJ)	4,6		5,6	5,4	5,2	5,6	5,9
Heizöl, leicht (€/GJ)	8,9		12,7	12,5	12,4	13,8	15,2
Haushalte (inkl. MwSt.[b])							
Heizöl EL (ct/l)	40,8	50,7	60,9	61,4	61,9	69,4	76,9
Erdgas (ct/kWh)	3,7	4,8	5,4	5,5	5,5	6,3	7,0
Benzin (€/l)	0,99	1,14	1,27	1,28	1,29	1,36	1,43
Diesel (€/l)	0,80	1,02	1,11	1,12	1,14	1,21	1,27

Anmerkungen: [a] Mittelwert des vorhergehenden und des nachfolgenden Stützjahres. - [b] ab 2007 MwSt.-Satz 19%

Quellen: MWV, Eurostat, Statistisches Bundesamt, EWI/Prognos 2006, Berechnungen des Öko-Instituts

Komplizierter stellt sich die Situation für die Entwicklung der zukünftigen Strompreisniveaus dar. Sowohl die Strompreisszenarien in der Referenzprognose von 2005 (EWI/Prognos 2005) als auch die in der Hochpreisvariante (EWI/Prognos 2006) liegen weit außerhalb des plausibel darstellbaren Bereichs, was vor allem auf die Unterschätzung der Einpreisung von CO_2-Kosten (bzw. der Preisentwicklung für die CO_2-Emisisonsberechtigungen) zurückzuführen ist.

Hier wurde auf der Basis des festgelegten Szenarios für die CO_2-Zertifikatspreise (siehe Kapitel 3.5) eine Neuberechnung der Annahmen von EWI/Prognos (2006) vorgenommen, die eine volle Einpreisung der CO_2-Opportunitätskosten, sonst aber unveränderte Preisbestandteile (Netznutzung, Vertrieb etc.) zur Grundlage haben.

Tabelle 3-9 Preise für Elektrizität (reale Preise, Preisbasis 2000), 1995-2030

	1995	2000	2010	2015[a]	2020	2025[a]	2030
	€/MWh						
Industrie (ohne MwSt.)							
Sonderabnehmer	69,5	44,0					
Hochspannung			65,8	*65,2*	64,6	*67,2*	69,7
Mittelspannung			91,8	*90,2*	88,6	*90,7*	92,7
Haushalte (inkl. MwSt.[b])							
Erlöse Tarifabnehmer	168,7	149,2					
Niederspannung			180,3	*176,7*	173,0	*173,1*	173,1
Großhandelspreis (Base)	-	18,6	47,1	*47,2*	47,2	*49,8*	52,3

Anmerkungen: [a] Mittelwert des vorhergehenden und des nachfolgenden Stützjahres. - [b] ab 2007 MwSt.-Satz 19%

Quellen: EWI/Prognos 2006 und Berechnungen des Öko-Instituts.

Auch wenn die Annahmen zu den Energiepreisen eine zentrale Eingangsgröße jeder Szenarienberechnung bilden, muss auch darauf hingewiesen werden, dass ein Vergleich der beiden Projektionen von EWI/Prognos (2005+2006) zeigt, dass sich veränderte Energiepreisniveaus letztlich vor allem im Bereich der Stromerzeugung und im Verkehrsbereich niederschlagen und die Effekte für die anderen Sektoren – gerade auch auf der Emissionsseite – durchaus begrenzt ausfallen.[5]

3.3 Rahmendaten für den Gebäudesektor

Nach Einschätzung von STE sind die bei EWI/Prognos (2005+2006) unterstellten Rahmenannahmen für die Entwicklung der Wohnflächen nicht (mehr) als belastbar anzusehen, da insbesondere die Neubaurate in den letzten Jahren einen deutlich anderen Verlauf nimmt und nicht abzusehen ist, dass sich dies im Szenariozeitraum deutlich ändern wird. Daher wurde das Datengerüst der STE zur Grundlage der Szenarienentwicklungen gemacht.[6]

Die folgenden beiden Tabellen zeigen diese Rahmenannahmen zur Entwicklung der Wohnflächen bis zum Jahr 2030.

[5] Dabei ist auch darauf hinzuweisen, dass die Unterschiede im Verkehrssektor zu wesentlichen Teilen aus den veränderten Annahmen zur Rolle regenerativer Kraftstoffe resultieren, die primär wiederum eher auf politische Rahmensetzungen als auf die veränderten Preisrelationen zurückzuführen sind.

[6] Die Zahlen wurden auch dem Bundesministerium für Verkehr, Bau- und Stadtentwicklung vorgelegt und wurden weitgehend so akzeptiert. Der Wegfall der Eigenheimzulage ist in den Berechnungen enthalten, der Effekt ist bei der Aufstellung der Neubauzahlen berücksichtigt worden.

Tabelle 3-10 Determinanten für die Energieverbrauchsentwicklung im Raumwärmesektor, 2005-2030

	2005	2010	2020	2030
	Mrd. m^2			
Altbau (netto, ohne Leerstand)	3,11	3,09	3,05	3,01
Neubau	0,03	0,14	0,33	0,53
Gesamt	3,13	3,23	3,38	3,54

Quellen: Kleemann/Hansen 2005, BBR 2001+2006.

Tabelle 3-11 Neubaurate, 2005-2030

	2005	2010	2020	2030
	Mio. m^2			
Neubaurate	25	20	20	20

Quelle: Kleemann/Hansen 2005.

Die Neubauraten in Tabelle 3-11 stimmen sehr gut überein mit den Prognosen von BBR (2006) für die Jahre 2010 und 2020 (für 2030 macht BBR keine Angaben). Die gedämpften Erwartungen der BBR sind in den obigen Zahlen enthalten.

Da die zukünftige Neubaurate ein sehr sensitiver Parameter ist, der einen starken Einfluss auf die CO_2-Emissionen des Bestands hat, werden im Kapitel 4.2.1.1 auch Sensitivitätsanalysen für veränderte Neubauraten durchgeführt.

3.4 Rahmendaten für den Verkehrssektor

Auch für den Verkehrssektor wurde nicht die Hochpreisvariante von EWI/Prognos (2006) als Referenz herangezogen. Stattdessen werden die Rahmendaten für die Verkehrsleistungen und den Energieverbrauch durch das Modell TREMOD zur Verfügung gestellt und folgenden Studien entnommen:

- der Referenzprognose von TREMOD-4 (ifeu 2005b),
- der revidierten Referenzprognose von TREMOD-4 hier als TREMOD-4r (UBA 2006a) bezeichnet, für die eine Anpassung an den erhöhten Einsatz von Biokraftstoffen vorgenommen wurde.

Die Entwicklungen des Verkehrssektors verlaufen unterschiedlich für die drei großen Bereiche bodengebundener Personenverkehr, Güterverkehr und Luftverkehr. Im bodengebundenen Personenverkehr wird bis 2020 von einem moderaten Anstieg der Verkehrsleistung ausgegangen bedingt durch die nachholende Motorisierung der Frauen und die höhere Motorisierung der zukünftigen Generationen der über 65-jährigen gegenüber den heutigen Rentnern. Nach 2020 führt die sinkende Bevölkerung auch zu einer Stagnation bzw. einem leichten Rückgang der Personenverkehrsleistung.

Im Güterverkehr wird auch bis 2030 noch ein deutliches Wachstum der Verkehrsleistung erwartet mit einem Zuwachs von +65 % gegenüber 2000. Dieser ist getrieben

durch die Kombination von Wirtschaftswachstum, weitergehender EU-Integration und Fortsetzung der Globalisierung mit entsprechender Ausdehnung der Handelsströme.

Am dynamischsten entwickelt sich der Luftverkehr bis 2030. Hier tragen sowohl der Geschäftsreiseverkehr in einer globalisierten Wirtschaft als auch der Fern-Tourismus zum Wachstum auf der Nachfrageseite bei. Auf der Angebotsseite wirkt der Ausbau der Kapazitäten und das stark wachsende Angebot im Billigflugsegment wachstumstreibend. Im Einzelnen sind die Verkehrsleistungen der Referenzprognose aus TREMOD-4 in der folgenden Tabelle 3-12 und Tabelle 3-13 dargestellt.

Tabelle 3-12 Entwicklung der Personenverkehrsleistung, 2000-2030

	2000	2010	2020	2030
	Mrd. Personenkilometer			
PKW, Kombi	838	894	948	940
Eisenbahnverkehr	75	80	88	88
Schienennahverkehr	39	43	47	47
Schienenfernverkehr	36	37	41	41
ÖSPNV	97	102	105	106
Straße	84	87	89	90
Schiene	13	16	16	16
Luftverkehr nur Inland	10	10	12	13
Luftverkehr gesamt[a]	142	202	270	355
Insgesamt Inland	1.020	1.086	1.153	1.147
	%			
MIV	82,1	82,3	82,2	82,0
Eisenbahnverkehr	7,4	7,3	7,6	7,7
ÖPNV	9,5	9,4	9,1	9,2
Luftverkehr nur Inland	0,9	0,9	1,0	1,1

Anmerkung: [a] Inland plus Abgang bis zur ersten Zwischenlandung

Quellen: TREMOD-4r, Ifeu (2005b), UBA (2006a).

Tabelle 3-13 Entwicklung der Güterverkehrsleistung, 2000-2030

	2000	2010	2020	2030
	Mrd. Tonnenkilometer			
Straße	346	437	540	604
Schiene	81	90	99	110
Binnenschiff	67	77	92	103
Gesamt	494	604	731	817
	%			
Straße	70,1	72,4	73,8	73,9
Schiene	16,5	14,9	13,6	13,5
Binnenschiff	13,5	12,7	12,6	12,6

Quellen: TREMOD-4, Ifeu (2005b).

Da im Personenverkehr die Besetzungsgrade sich nur noch unwesentlich verändern, spiegelt sich der Anstieg der Verkehrsleistung auch in der Entwicklung der Fahrleistung wieder. Für den Güterverkehr wird eine deutliche Zunahme der Auslastung im Straßenverkehr erwartet, so dass die Fahrleistung (Tabelle 3-14) geringer wächst als die Verkehrsleistung (Tabelle 3-13).

Tabelle 3-14 Fahrleistungen im Straßenverkehr, 2000-2030

	2000	2010	2020	2030
	Mrd. km			
PKW	560	609	661	671
Bus	4,1	4,1	4,1	4,1
Leichte Nutzfahrzeuge	31	39	42	46
Schwere Nutzfahrzeug	53	59	62	66

Quellen: TREMOD-4, Ifeu (2005b).

Da vor allem dem Flugverkehr eine große Bedeutung bei der zukünftigen Steigerung des Energieverbrauchs und der Emissionen des Verkehrs zukommt, sind in der Tabelle 3-15 auch die Personen- und Güterverkehrsleistung im Flugverkehr nach dem Standortprinzip[7] zusammengestellt.

Tabelle 3-15 Entwicklung des Flugverkehrs in Deutschland, 1991-2030

Jahr	Verkehrsleistung		Energie	
	Personenverkehr Mrd. pkm	Güterverkehr Mrd. tkm	Kerosin kt	Flugbenzin kt
1991	71	3,0	4.440	55
1992	83	3,2	4.785	39
1993	90	3,6	5.036	28
1994	98	4,2	5.236	27
1995	107	4,4	5.429	26
1996	111	4,6	5.689	22
1997	117	4,5	5.903	27
1998	123	4,8	6.074	23
1999	132	4,9	6.517	25
2000	142	4,9	6.913	26
2001	138	5,0	6.739	23
2002	135	6,0	6.683	19
2003	139	6,0	6.787	18
2004	158	6,7	7.388	15
2010	202	10,0	9.589	15
2020	270	19,6	13.335	15
2030	355	29,7	16.811	15

Anmerkungen: Abgehender Flugverkehr in der Abgrenzung der Energiebilanz; Verkehrsleistung nach der ab 1998 gültigen Systematik; Energieverbrauch bis 2001 nach AG Energiebilanzen 2002-2004 nach MWV Mine-ralölzahlen 2004

Quellen: TREMOD-4r, Ifeu (2005b), UBA (2006a).

3.5 Andere energiewirtschaftliche und klimapolitische Rahmenannahmen

Für die Entwicklung von Energieverbrauch und Emissionen in den im Weiteren analysierten Sektoren sind eine Reihe weiterer energiewirtschaftlicher Rahmensetzungen Ergebnis bestimmend, für die folgenden Annahmen getroffen wurden:

- Das Auslaufen der Kernenergie erfolgt nach den im AtG 2002 definierten Reststrommengen, es wurden bis auf die bereits vorgenommen bzw. die bereits angekündigten und nicht zustimmungsbedürftigen Übertragungen keine weiteren Reststrommengenübertragungen unterstellt.

[7] Dies ist derjenige Teil des Luftverkehrs, der mit den in Deutschland von zivilen Luftfahrzeugen getankten Kraftstoffmengen verbunden ist.

- Die Erdgasproduktion in Deutschland geht weiter leicht zurück, so dass – wie bei EWI/Prognos (2006) angenommen – sich die einheimische Erdgasproduktion im Jahr 2010 auf 628 PJ, im Jahr 2020 auf 569 PJ und im Jahr 2030 auf 470 PJ belaufen wird.
- Auch die Ölproduktion in Deutschland wird analog zu EWI/Prognos (2006) mit 125 PJ für das Jahr 2010, 75 PJ für 2020 und 25 PJ für 2030 angenommen.
- Für die einheimische Steinkohlenproduktion wurde die Vereinbarung zum Auslaufen der Steinkohlensubventionen unterstellt, die für die Projektion von EWI/Prognos (2006) noch nicht in Betracht gezogen werden konnte. Für das Jahr 2012 wird eine Förderung 16 Mt Steinkohle und für das Jahr 2018 das Auslaufen der Förderung unterstellt.

Schließlich bildet die unterstellte Entwicklung der CO_2-Zertifikatspreise eine wichtige Rahmenbedingung. Hier weichen die Annahmen von EWI/Prognos (2005+2006) deutlich von den beobachteten und erwartbaren Trends ab. Die Zertifikatspreise hängen dabei sowohl von den vorgegebenen Minderungszielen als auch von den unterstellten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen (v.a. des Differentials von Erdgas- und Steinkohlenpreisen) ab. Für die Analysen wurde – in Abstimmung mit dem Auftraggeber – eine Standardentwicklung angenommen, die mit einem Niveau von 15 €/EUA im Jahr 2008 bis auf 30 €/EUA im Jahr 2030 ansteigt (siehe Kapitel 4.3.2.2). Daneben wurden jedoch zumindest für den Bereich der Stromerzeugung auch Sensitivitätsanalysen für eine Bandbreite von ±15 €/EUA durchgeführt.

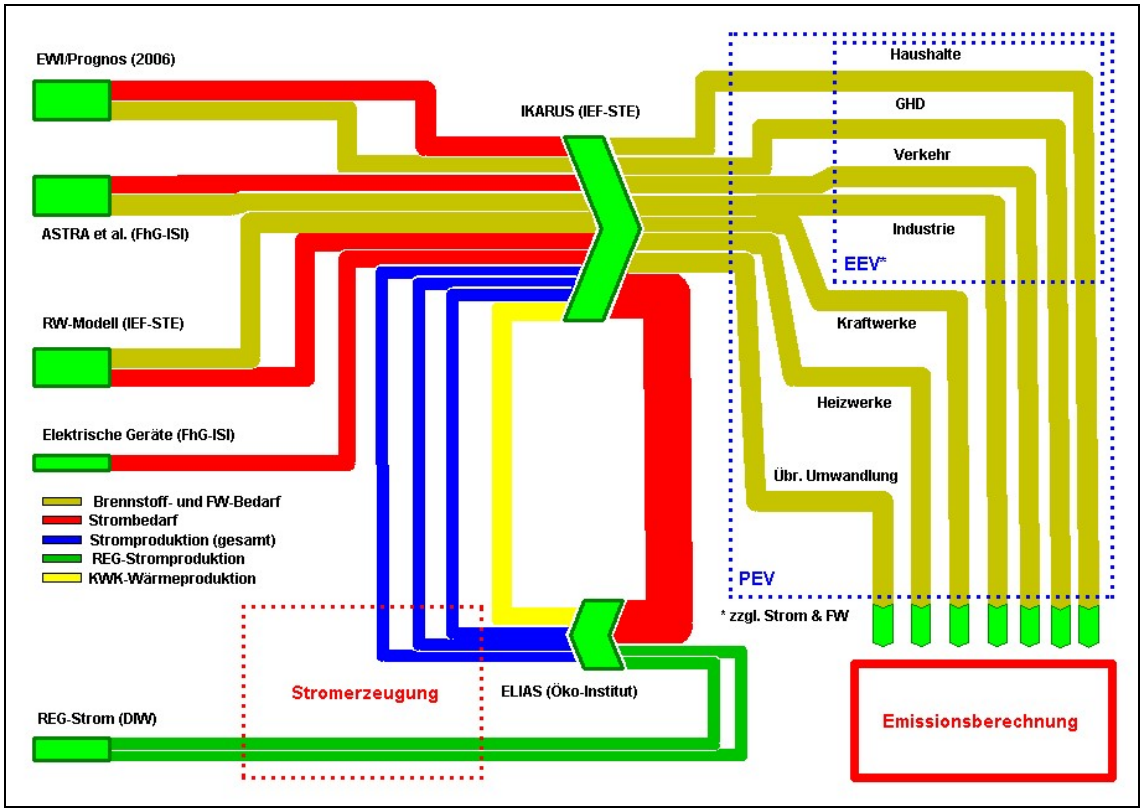
4 Das Mit-Maßnahmen-Szenario und das Ohne-Maßnahmen-Szenario

4.1 Methodische Vorbemerkungen

Der methodische Grundansatz für die hier vorgelegten Analysen besteht darin, umfassende Szenarien für den Energieeinsatz auf den verschiedenen Umwandlungsebenen des Energiesystems und Treibhausgasemissionen zu entwickeln und gleichzeitig sehr unterschiedlich – hinsichtlich Zielgruppe, Wirkungsmechanismus und zeitlichem Horizont – ausgerichtete und strukturierte energie- und umweltpolitische Instrumente so weit wie möglich quantitativ zu bewerten und beide Analyseschritte eng mit einander zu verknüpfen.

Für diesen Ansatz steht kein etabliertes integriertes Modellinstrumentarium zur Verfügung. Daher erfolgt der Bearbeitungsgang über eine systematische Verknüpfung verschiedener Modelle und Analyseansätze. Die Abbildung 4-1 vermittelt eine schematische Übersicht über die Datenflüsse und den Bearbeitungsgang in der hier vorgelegten Studie.

Abbildung 4-1 Übersicht der verwendeten Modelle und des Analysegangs



Quellen: DIW Berlin, Fraunhofer ISI, Forschungszentrum Jülich, Öko-Institut.

Den Ausgangspunkt für die Szenarienerstellung bildet die instrumentenorientierte Analyse der verschiedenen Endverbrauchssektoren bzw. Verbrauchsbereiche:

- Der Bereich Raumwärme und Warmwasser wurde von IEF-STE mit dem STE-Raumwärmemodell untersucht, wobei dies den Bereich der Wohngebäude (Haushaltssektor) und den Bereich der Nichtwohngebäude (GHD-Sektor) betrifft.
- Der Bereich der elektrischen Haushaltsgeräte wurde von FhG-ISI mit den dortigen Daten- und Modellbeständen analysiert (dies betrifft den Bereich der privaten Haushalte).
- Der Verkehrsbereich wurde vollständig durch FhG-ISI analysiert, schwerpunktmäßig mit dem ASTRA-Modell und ergänzt durch eine Reihe von Nebenrechnungen.

Für die Energiesektoren erfolgte eine detaillierte und maßnahmenorientierte Analyse nur für die regenerative und die fossile Stromerzeugung:

- Die Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wurde von DIW Berlin analysiert und aufgearbeitet.
- Der Bereich der Stromerzeugung in fossilen Kondensationskraftwerken und KWK-Anlagen wurde mit dem ELIAS-Modell des Öko-Instituts analysiert.

Die Integration der Sektorergebnisse sowie die Entwicklung der Energieszenarien für die nicht gesondert analysierten Teile der Energiewirtschaft erfolgten mit dem IKARUS-Modell:

- Für die nicht näher analysierten Bereiche des Endverbrauchs (Energieeinsatz für das Kochen in den privaten Haushalten, Energieverbrauch des GHD-Sektors jenseits des Raumwärmebedarfs, Wärmeerzeugung im Verarbeitenden Gewerbe und im übrigen Bergbau) wurden – nach Vereinbarung mit dem Auftraggeber – die Mengengerüste aus der Hochpreisvariante zur energiewirtschaftliche Referenzprognose von EWI/Prognos (2006) übernommen.
- Die Entwicklung des Energieverbrauchs in den nicht näher betrachteten Energiesektoren sowie die Ermittlung des gesamten Primärenergieverbrauchs erfolgte über Rechnungsläufe mit dem IKARUS-Modell, für die die endenergieseitigen Nachfragedaten sowie der Stromerzeugungssektor mit Bounds fixiert wurden und sich das verbleibende Energiesystem nach dem Optimierungskalkül des IKARUS-Modells einstellt.

Bei der Konzeption dieses Vorhabens war darüber hinaus davon ausgegangen worden, dass es für das Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario eventuell möglich wäre, die entsprechenden Entwicklungsmuster aus dem Projekt „Politikszenarien für den Klimaschutz III“ (Markewitz und Ziesing (Hg.) (2004)) mit den Mengengerüsten des Mit-Maßnahmen-Szenarios zu überlagern und so eine eigene Schätzung für das Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario vorzunehmen. Nach näherer Analyse stellte sich jedoch heraus, dass durch die deutlich geänderten Rahmenbedingungen wie auch die Unterschiede bei den zu berücksichtigenden Maßnahmen eine solche Übertragung der Ergebnisse von „Politikszenarien für den Klimaschutz III“ nicht zu belastbaren Ergebnissen führt. Vor diesem Hintergrund wurde für den Bereich der industriellen Wärmeerzeu-

gung wie auch in Bezug auf die nicht dem Raumwärmebedarf der Nichtwohngebäude zuzurechnenden Energieeinsatzmengen im GHD-Sektor auch für das Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario auf die dem Mit-Maßnahmen-Szenario zu Grunde liegenden Projektionsdaten von EWI/Prognos (2006) abgestellt.

Gerade im Bereich der Umwandlungssektoren ist bei dem beschriebenen methodischen Ansatz eine Reihe von Interdependenzen zu berücksichtigen:

- So ergibt sich die gesamte Stromnachfrage, die eine entscheidende Eingangsgröße für das Kraftwerksmodell bildet, auch in Abhängigkeit von der gesamten Energienachfrage, also auch einigen Ergebnisdaten des Kraftwerksmodells.
- Ein Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung – sei es über Vorgaben oder als Modellierungsergebnis – führt zur Notwendigkeit, zusätzliche KWK-Wärmemengen als Fern- oder Nahwärme oder Prozesswärmesubstitut einzusetzen.

Die erstgenannte Problematik wurde dadurch gelöst, dass iterative Modelläufe mit dem IKARUS- und dem ELIAS-Modell durchgeführt wurden, bis die Stromnachfrage ausreichend robust konvergierte. Die verbleibenden Abweichungen bleiben im Ergebnis gering.

Die zweite Problematik entzog sich einer integrierten Lösung, da nur ein Teil der Absatzpotenziale für KWK-Wärme in diesem Projekt auch mit eigenen Analysen bearbeitet wurde. Dies ist insbesondere für den Bereich der Industrie (Eigenstromerzeugung in KWK-Anlagen) und im GHD-Sektor (Objektversorgung mit KWK) relevant. Im Ergebnis wurden für die KWK-Wärme keine iterativen Modellanalysen durchgeführt, sondern ein sehr einfacher Verdrängungsansatz implementiert, nach dem die zusätzliche KWK-Wärme der industriellen KWK-Erzeugung zugerechnet wird und industrielle Wärmeerzeugung verdrängt. In den jeweiligen Abschnitten wird auf dieses Vorgehen jeweils noch einmal gesondert hingewiesen, die dadurch entstehenden Effekte bei der Emissionsentwicklung werden ebenfalls dargestellt.

Die vielfältigen Konsistenzprobleme zwischen der sektoralen Strukturierung des Energiesektors bzw. der diesbezüglich sinnvollen Modellierungsansätze und der Struktur der Treibhausgasinventare (und damit auch der Vorgaben für den Projektionsbericht)[8], aber auch die notwendige Einbeziehung von Nicht-CO_2-Treibhausgasen und anderer Quellbereiche machen einen gesonderten Schritt für die Emissionsermittlung notwendig, der vollständig getrennt von der Modellintegration mit dem IKARUS-Modell umgesetzt werden musste.

Das Mengengerüst für den Energieeinsatz in den Endverbrauchs- und Energiesektoren sowie eine ganze Reihe zusätzlicher Daten bilden dabei die Grundlage für die Ermittlung der Emissionsszenarien in fünf Schritten:

[8] Auf diese Problematik und den gewählten Ansatz für die Strukturierung wird im Anhang 1 ausführlicher eingegangen.

- Umstrukturierung der Energiedaten in einer Weise, dass eine sinnvolle Zuordnung und eine hinreichende Passfähigkeit zu den deutschen Treibhausgasinventaren möglich ist;
- Einbeziehung weiterer (Nicht-Energiebilanz-) Energieeinsatzmengen;
- Ermittlung der notwendigen Aktivitätsdaten für weitere Emissionsquellen (flüchtige Emissionen des Energiesektors, Industrieprozesse, Produktverwendung, Abfallwirtschaft);
- Ermittlung bzw. Identifikation konsistenter Emissionsfaktoren;
- Berechnung der Emissionsdaten – im Regelfall – über die Verknüpfung der Aktivitätsdaten mit den zugehörigen Emissionsfaktoren.

Die entsprechenden Modelle und Bearbeitungsschritte werden in den einzelnen Kapiteln jeweils näher beschrieben bzw. dokumentiert. Der methodische Ansatz für die Erarbeitung des Mit-Weiteren-Maßnahmen- und des Ohne-Maßnahmen-Szenarios entspricht dem hier beschriebenen Vorgehen für das Mit-Maßnahmen-Szenario.

Tabelle 4-1 Kategorisierung der politischen Instrumente

Instrumententyp		Erläuterung, Beispiele
Ökonomische Instrumente	E	Preis- und mengenpolitische Steuerungsmechanismen Umweltabgaben/-steuern, Handelbare Zerifikate, Handelbare Quoten, Mindestpreise, Tarifpolitik, Marktreform/-öffnung
Fiskalische Instrumente	F	Subventionen und öffentliche Infrastrukturausgaben Zuschüsse, verbilligte Kredite, Steuererleichterungen, Staatliche Investitionen
Verpflichtungserklärungen	V	Freiwillige und verhandelte Selbstverpflichtungen, Vereinbarungen von Wirtschaftsbereichen, Branchen oder Unternehmen
Regulierung	R	Ordnungsrechtliche Vorschriften Ver- und Gebote, technische Standards, Produktkennzeichnung
Information	I	Allgemeine Information und Beratung Broschüren, Informationszentralen, Agenturen, Beratungsstellen
Bildung	ET	Regelung und Förderung der Bildung Aus-, Fort- und Weiterbildung
Forschung und Entwicklung	D	Förderung der Forschung, Entwicklung und Demonstration Grundlagen- und anwendungsorientierte Forschung, Projektförderung
Andere	O	Andere Instrumente Appelle, indikative Zielvorgaben/Planung, Hemmnisabbau

Quelle: UNFCCC.

Für den Projektionsbericht müssen die verschiedenen (politischen) Instrumente kategorisiert werden, die im Rahmen des Projektionsberichtes analysiert werden sollen. Für die im Mit-Maßnahmen-Szenario berücksichtigten Maßnahmen ist eine solche Kategorisierung auf der Grundlage der Kategorievorgaben für die Berichterstattung im Rahmen der Klimarahmenkonvention möglich (Tabelle 4-1). Für das Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario ist im Rahmen der hier vorgestellten Analysen darauf hinzuweisen, dass aus Zeit- und Ressourcengründen nur teilweise *politische Instrumente* untersucht wurden, und die verbleibenden Analysen auf *technische Maßnahmen* abstellen. Für die Kategorisierung dieser Maßnahmen im Projektionsbericht wurden daher plausible Zuordnungen zum Maßnahmenkatalog der UNFCCC vorgenommen, ohne dass die

entsprechenden politischen Instrumente konkret beschrieben oder näher analysiert wurden.

Das Basisjahr für die Szenarienentwicklung ist das Jahr 2000. Der Szenariozeitraum läuft von 2000 bis 2030, die jeweiligen Ergebnisse wurden in Fünfjahresschritten ermittelt und ausgewiesen.

Soweit die entsprechenden Daten für 2005 vorlagen und dies in den jeweiligen Modellen mit vertretbarem Aufwand möglich war, wurden die Daten für 2005 entsprechend angepasst. Für die abschließende Emissionsermittlung wurden für 2000 und 2005 die vorliegenden Inventardaten in Ansatz gebracht. Mit diesem Ansatz, in dem sich die Realentwicklung der Inventare für etwa 5 Jahre teilweise mit der Emissionsdynamik aus den Modellrechnungen überlagert, können Probleme entstehen, wenn die Trends der Modellergebnisse von den Realentwicklungen (Wirtschaftsentwicklung, Entwicklung der Stromexporte, Zuwachs an Biokraftstoffen etc.) signifikant abweichen. Im Rahmen der hier vorgelegten Studie konnten für die Kurzzeitperspektive aus Zeit- und Ressourcengründen jedoch nur teilweise nähere Analysen und Anpassungen vorgenommen werden. Für die Bewertung der damit entstehenden Unschärfen sind folgende Aspekte zu berücksichtigen:

- Die Treibhausgasinventare, Energie- und anderen Daten basieren am aktuellen Rand in erheblichem Ausmaß auf vorläufigen Daten. So standen beispielsweise im Bearbeitungszeitraum alle Energiebilanzdaten ab 2003 noch unter dem expliziten Vorbehalt der Vorläufigkeit; aller Erfahrung nach werden diese vorläufigen Daten im Zeitverlauf auch revidiert.
- Die Unsicherheiten durch ein vergleichsweise frühes Basisjahr der Modellierung nehmen im Zeitverlauf erheblich ab. Da vor allem die Emissionsniveaus für den Zeithorizont 2020 und 2030 im Vordergrund des Erkenntnisinteresses standen, erschienen zwischen Inventaren und Modellierung möglicherweise auseinanderlaufende Emissionstrends für den Zeitraum 2000 bis 2010 im Lichte der allgemeinen Projektionsunsicherheiten für den Zeithorizont 2020 und 2030 als hinnehmbar bzw. mit einem pragmatischen Ansatz lösbar.
- Für diejenigen Sektoren, für die das Auseinanderlaufen zwischen Kurzzeit-Trends und Langzeit-Entwicklungen als gravierend angesehen wurde (Verkehrssektor, Energieumwandlungssektoren, industrielle Stromerzeugung) wurden neben den Inventarwerten für 2000 und 2005 sowie den Modellwerten ab 2015 für das Jahr 2010 die Mittelwerte der Inventarwerten für 2005 und der Modellwerte für 2015 in Ansatz gebracht (Emissionen sowie die entsprechenden Primär- und Endenergiewerte). In den entsprechenden Tabellen wird darauf jeweils gesondert hingewiesen.

Auf weitere methodische Aspekte und Besonderheiten wird in den jeweiligen Kapiteln gesondert eingegangen.

4.2 Sektoranalysen zur Entwicklung des Endenergiebedarfs

4.2.1 Raumwärme und Warmwasser für Wohn- und Nichtwohngebäude

4.2.1.1 Analyse des Wohngebäudebereichs

4.2.1.1.1 Zeithorizont, Szenarien und Maßnahmen

Zeitskala

Die Szenariorechnungen werden mit dem Zeithorizont 2030 durchgeführt. Bis 2005 liegen die realen Verbrauchs- und Emissionsdaten vor. In deren Entwicklung sind u.a. die Effekte der in diesem Zeitraum wirksamen Minderungsmaßnahmen enthalten. Die Szenarioanalysen schließen sich zeitlich unmittelbar an die Vergangenheitsentwicklung an, d.h. als Startzeitpunkt für die Rechnungen wird das Jahr 2006 zugrunde gelegt.

Es werden die folgenden drei Szenarien untersucht:

1. Ohne-Maßnahmen-Szenario
2. Mit-Maßnahmen-Szenario
3. Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario

Im fiktiven Ohne-Maßnahmen-Szenario wird unterstellt, dass keine Sanierung der Gebäudehüllen erfolgt und dass keine Heizungsanlage erneuert wird. Die Energieverbräuche im Bestand bleiben unverändert auf dem Niveau des Startjahres 2006 stehen. Berücksichtigt werden lediglich Bestandsveränderungen, d.h. Abrisse und Neubauten mit den dadurch verursachten Verbrauchsänderungen. Dieses Szenario dient als Referenzniveau für die berechneten Einsparungen in den anderen Szenarien.

Das Mit-Maßnahmen-Szenario zeigt dagegen die langfristigen Auswirkungen der heutigen Sanierungspraxis. Die Trends der laufenden, staatlich initiierten Minderungsmaßnahmen und sonstiger autonomer Modernisierungsaktivitäten[9] werden bis 2030 fortgeschrieben. Die finanzielle Förderung wird im Wesentlichen auf dem Niveau von 2005/2006 bis zum Ende des Zeithorizonts 2030 festgeschrieben. Die Trends der technologischen Entwicklungen werden extrapoliert, wie z.B. die Verbesserung der Wirkungsgrade der Heizungsanlagen.

Im Mit-Maßnahmen-Szenario wird von einer politisch gewollten und auch geförderten Energiespar- und Klimaschutzpolitik im Gebäudebereich ausgegangen. Der Altbausanierung kommt wegen der großen Einsparpotenziale eine Schlüsselrolle zu. Die Potenzialausnutzung[10], die das Sanierungsverhalten der Gebäudebesitzer in der Praxis be-

[9] Darunter werden z.B. Sanierungen verstanden, die nicht durch staatliche Maßnahmen angestoßen wurden, sondern durch andere Gründe, wie z.B. den Wunsch, das Gebäude umzubauen, zu verschönern oder zu modernisieren oder schlichtweg ein defektes Bauteil zu erneuern, ohne dabei irgendwelche monetären Förderprogramme in Anspruch zu nehmen.

[10] Die Potenzialausnutzung ist eine Kennzahl bei der Sanierung, die angibt, wie groß das Verhältnis der jährlich im Gebäudebereich umgesetzten Einsparungen zu der maximal umsetzbaren Einsparung ist.

schreibt, wird im Mit-Maßnahmen-Szenario für das Ausgangsjahr 2006 auf den Wert von 32 % gesetzt und bis 2030 mit einer leichten Steigerung fortgeschrieben.

Betrachtet werden die wichtigsten zwischen 2000 und Mai 2006 beschlossenen bzw. wirksamen Maßnahmen, die in Tabelle 4-2 zusammengefasst sind. Allerdings sind auch einige Maßnahmen dabei, die schon vor 2000 beschlossen wurden, die aber während ihrer Laufzeit immer wieder verbessert wurden und deshalb nicht ausgeklammert werden können. Ein Beispiel dafür ist das CO_2-Gebäudessanierungsprogramm der KfW. Es wurde schon 1996 eingerichtet und ist seitdem bezüglich der Konditionen und Fördermaßnahmen immer wieder erweitert und verbessert worden.

Tabelle 4-2 Übersicht der Maßnahmen im Mit-Maßnahmen-Szenario im Bereich der Wohngebäude

Ordnungsrechtliche Maßnahmen	
	Novellierung der EnEV
	Einführung des Energieausweises
Monetäre Förderung	
	KfW-Förderprogramme
	Marktanreizprogramm Solarthermie
	Marktanreizprogramm Biomasse
	Förderung der Energieberatung
	Sonstige
Öffentlichkeitsarbeit, Beratung, Ausbildung, Innovation	
	Initiativen und Kampagnen
	Einrichtung und Ausbau der dena
	Weiterbildungs- und Qualitätsoffensiven
	F+E im Gebäude- und Heizungsbereich

Quelle: Darstellung des Forschungszentrums Jülich, IEF-STE.

Definition „weicher“ und „harter“ Maßnahmen sowie sonstiger Sanierungsimpulse

„Harte Maßnahmen“ sind Maßnahmen, von denen ein konkretes Zahlengerüst vorliegt, wie z.B. monetäre Förderprogramme. Aus den bekannten Finanzvolumina und den durchgeführten Sanierungsmaßnahmen können CO_2-Einspareffekte ausreichend genau berechnet werden. Diese Maßnahmen sind direkt quantifizierbar. Zu den harten Maßnahmen sind auch solche gesetzlichen Regelungen zu rechnen, die konkrete Einsparungen in Zahlen vorgeben wie z.B. die existierende Energieeinsparverordnung (EnEV).

Beispiele für „weiche“ Maßnahmen sind Motivation, Information, Beratung, Fortbildung sowie Forschung und Entwicklung. Diese Maßnahmen können nur quantifiziert werden, wenn sozialempirische Daten aus Umfragen über Wirkungspfade und Umsetzungsraten vorliegen oder wenn Erwartungswerte von Experten verfügbar sind. Da dies

für die meisten „weichen“ Maßnahmen nicht der Fall ist, können sie nur in der Summe quantifiziert werden (vgl. Abbildung 4-2).

Die „Sonstigen Sanierungsimpulse“ betreffen sogenannte autonome Sanierungen, die von „weichen“ oder „harten“ Maßnahmen nicht oder nur gering beeinflusst wurden. Solche Impulse sind notwendige Umbauten oder Modernisierungen zur Verbesserung der Wohnsituation oder einfach die notwendige Erneuerung defekter Bauteile. Sie können mit dem hier verwendeten Rechenverfahren nur in der Summe quantifiziert werden.

Die Tabelle 4-3 zeigt eine Einstufung der staatlichen Maßnahmen in „harte“ und „weiche“ Maßnahmen.

Tabelle 4-3 Einstufung der „harten“ und „weichen“ Maßnahmen im Bereich der Wohngebäude

Nr.	Maßnahme	Einstufung	Beurteilung der Quantifizierbarkeit im Rahmen dieser Untersuchung
	Gesetzliche Regelungen		
1	Energieeinsparverordnung EnEV	hart	Überschneidungen mit anderen Maßnahmen
2	Energiebedarfsausweis	hart	direkt quantifizierbar mit Hilfe von Annahmen über Einführungsraten
3	EU Richtlinie Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden	hart	direkt quantifizierbar, Klimaanlagen in Nichtwohngebäuden (NWG)
	Monetäre Förderung		
4	Wohnraummodernisierungsprogramme	hart	direkt quantifizierbar
5	Stadtumbau Ost	hart	direkt quantifizierbar
6	Bestandsmaßnahmen in der sozialen Wohnraumförderung	hart	direkt quantifizierbar
7	KfW-CO_2-Gebäudesanierungsprogramm	hart	direkt quantifizierbar
8	Förderung der Energieberatung	weich	direkt quantifizierbar mittels Umfragedaten
9	Förderschwerpunkt „EnSan“	weich	nur indirekt quantifizierbar
10	Marktanreizprogramm	hart	direkt quantifizierbar
	Sonstige Maßnahmen		
11	Deutsche Energie-Agentur (dena)	hart	derzeit nicht quantifizierbar
12	Einsparungen in Gebäuden des Bundes	hart	direkt quantifizierbar
13	Information und Motivation	weich	nur indirekt quantifizierbar

Quelle: Kleemann, Hansen 2005

4.2.1.1.2 Methodisches Vorgehen bei der Berechnung der Einsparungen

Vereinfachungen für die Berechnung der Maßnahmenwirkungen

Eine quantitative Analyse der Maßnahmenwirkungen ist schwierig, weil eine Vielzahl von treibenden Kräften teils einzeln und teils im Bündel wirkt (Überschneidung von Maßnahmenwirkungen). Es sind nicht nur die unübersichtlichen Abhängigkeiten der Maßnahmenwirkungen untereinander, sondern auch die z.T. unzureichende Datensitua-

tion sowie grundsätzliche methodische Probleme, die einer exakten rechnerischen Erfassung Grenzen setzen. Eine rechnerische Wirkungsanalyse ist deshalb nur möglich, wenn eine Reihe von Vereinfachungen und Vereinbarungen eingeführt wird. In dieser Studie sind das folgende Punkte:

- Mitnahmeeffekte werden nicht betrachtet.
- Die Maßnahmen werden in zwei Hauptkategorien eingeteilt in;
  - einzeln quantifizierbare Maßnahmen (direkt quantifizierbar) sowie in
  - Maßnahmen und Impulse, deren Wirkungen nur in der Summe quantifizierbar sind (indirekt quantifizierbar).
- Bei den vom Staat initiierten Maßnahmen zur CO_2-Minderung wird zwischen „weichen“ Maßnahmen und „harten“ Maßnahmen unterschieden.
- Anstöße und Anregungen zur energetischen Sanierung, die nicht vom Staat initiiert oder gefördert sind, werden als „sonstige Sanierungsimpulse“ bezeichnet. Die durchgeführten Sanierungen werden oftmals auch autonome Sanierungen genannt. Sie sind nicht einzeln quantifizierbar, sondern nur in der Summe.
- Bei der Quantifizierung der „harten“ Einzelmaßnahmen werden Überschneidungen[11] mit weichen Maßnahmen, die in der Praxis durchaus auftreten, mangels Daten nicht berücksichtigt. Die errechnete Einsparung wird ausschließlich der „harten“ Maßnahme angerechnet, die damit überbewertet wird.
- Überschneidungen von „harten“ Maßnahmen werden durch Schätzung berücksichtigt. Zunächst wird die Wirkung der an der Überschneidung beteiligten Maßnahmen einzeln und überschneidungsfrei berechnet. Dann wird die Größe des Überschneidungsbereichs geschätzt, der dann von der Summe der „harten“ Maßnahmen abgezogen wird.
- Überschneidungen zwischen „harten“ Maßnahmen und sonstigen Sanierungsimpulsen treten per definitionem nicht auf.
- Überschneidungen zwischen „weichen“ Maßnahmen untereinander sowie Überschneidungen zwischen „weichen“ Maßnahmen und sonstigen Sanierungsimpulsen können nicht einzeln erfasst werden.
- Die Wirkungen von „weichen“ Maßnahmen und sonstigen Sanierungsimpulsen werden zusammen als Summe erfasst (indirekte Quantifizierung).
- Bei der Berechnung der Einsparungen durch die EnEV wird eine Überschneidung mit allen Maßnahmen unterstellt.

Verfahren für die Berechnung der Einsparungen

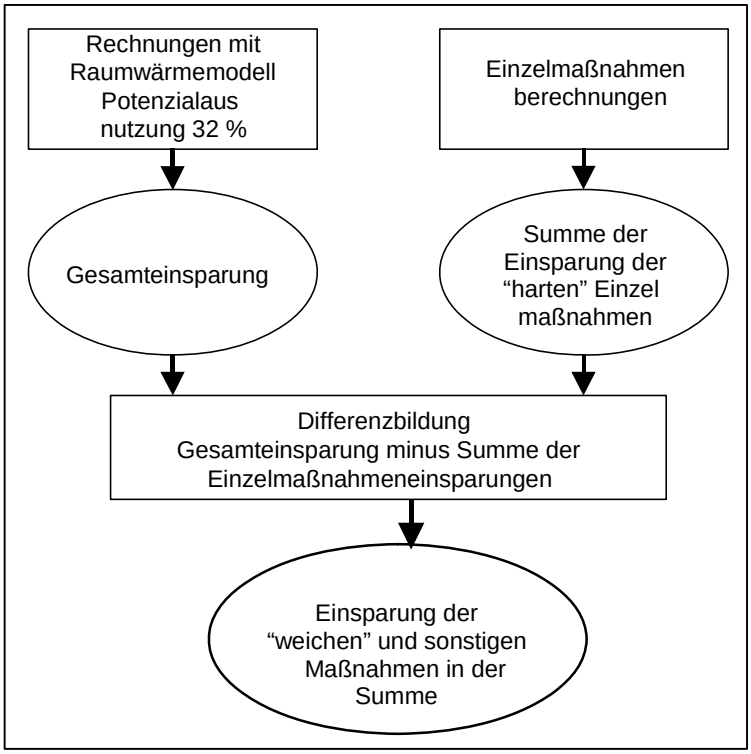
[11] Führen mehrere Maßnahmenwirkungen zu einer Sanierungsentscheidung, dann wird dies als Überschneidung von Maßnahmen bezeichnet.

Die Berechnung der CO_2-Einsparungen für die verschiedenen Maßnahmen läuft in drei Schritten ab, entsprechend der folgenden Abbildung.

1. Modellgestützte Berechnung der Gesamteinsparung: Zur rechnerischen Ermittlung des künftigen Energieverbrauchs wird das Raumwärmemodell des Forschungszentrums Jülich verwendet. Damit wird die zeitabhängige Entwicklung im Bestand in Jahresschritten gerechnet. Bei solchen Szenariorechnungen wird das Modell zuerst auf das Startjahr 2006 angepasst. Bestandsentwicklungen, Heizungsstrukturen, Wärmeschutzmaßnahmen für Neubauten und Sanierungsmaßnahmen für Altbauten werden, je nach Szenario, in ihrer zeitlichen Abfolge vorgegeben. Daraus berechnet das Modell die zeitliche Gesamtentwicklung der szenarioabhängigen Energie- und CO_2-Einsparungen (Top-Down-Ansatz). Die berechnete Gesamtentwicklung enthält die Wirkung aller „harten“ und „weichen“ Maßnahmen sowie die Effekte der autonomen Sanierungen.
2. Berechnung der direkt quantifizierbaren Einzelmaßnahmen: Die Einsparungen der direkt quantifizierbaren Maßnahmen werden jeweils aus charakteristischen Daten und Kennzahlen separat, ohne den Einsatz des Raumwärmemodells mit Hilfe von Excel-Tabellen berechnet (Bottom-Up-Ansatz). Solche charakteristischen Kennzahlen sind z.B. im Falle des CO_2-Gebäudesanierungsprogramms die mit einer bestimmten Kreditsumme erreichbaren CO_2-Einsparungen in kg CO_2/EUR.
3. Berechnung der „weichen“ und sonstigen Maßnahmenwirkungen: Die Einsparungen der nicht direkt quantifizierbaren Maßnahmen werden aus der Differenz von Gesamteinsparung minus Einsparungen aller „harten“ Einzelmaßnahmen berechnet. Die Einsparung der „weichen“ und sonstigen Maßnahmen liegt dann in der Summe vor.

Die folgende Abbildung veranschaulicht das prinzipielle Vorgehen bei diesem Berechnungsweg.

Abbildung 4-2 Berechnungsschema für die Einsparungen im Mit-Maßnahmen-Szenario im Bereich der Wohngebäude



Quelle: Kleemann, Hansen 2005.

4.2.1.1.3 Demographische und wohnungswirtschaftliche Rahmenbedingungen

Entwicklung der Wohnbevölkerung

Die Bevölkerungsvorausrechnung geht von einer noch ganz leicht ansteigenden Bevölkerungszahl aus, die 2010 ihr Maximum erreicht. Danach wird mit einer sinkenden Zahl gerechnet. Von 2010 bis 2020 nimmt die Bevölkerung um eine Million ab und in der nächsten Dekade um den doppelten Betrag. Die Anzahl der Haushalte steigt von 2010 bis 2020 um 0,6 % und fällt bis 2030 wieder auf den Betrag von 2010 zurück.[12]

Zukünftiger Wohnflächenbedarf

Die gesamte Wohnfläche steigt von 2005 bis 2030 um rund 13 %, während die Fläche pro Person um 17 % zunimmt (Tabelle 4-4). Verursacht wird dies durch einen weiter steigenden Lebensstandard aufgrund des unterstellten Wirtschaftswachstums und der damit verbundenen Einkommensentwicklung, durch die sozialen Veränderungen im familiären Bereich und durch den sog. "Remanenzeffekt". Dies sind nicht umziehende

[12] Vgl. hierzu Kapitel 3.3.

Haushalte, in denen ältere Personen allein in großen Familienwohnungen zurückbleiben.

Tabelle 4-4 Entwicklung der Wohnflächen

		2005	2010	2020	2030
Altbau (netto, ohne Leerstand)	Mrd. m^2	3,11	3,09	3,05	3,01
Neubau	Mrd. m^2	0,03	0,14	0,33	0,53
Gesamt	Mrd. m^2	3,13	3,23	3,38	3,54
Pro-Kopf-Wohnfläche	m^2 /cap	38	39	42	45

Quelle: Kleemann, Hansen 2005.

Entwicklung der jährlichen Neubaurate

Die jährliche Neubaufläche sank nach Erhebungen des Statistischen Bundesamtes von etwa 47 Mio. m² im Jahr 1995 auf fast 28 Mio. m² bis 2003. Das entspricht einem Rückgang um rund 40 % in acht Jahren (vgl. Abbildung 4-7). Für die zukünftige Entwicklung der Neubaurate wird in Übereinstimmung mit BBR und BMVBS ein weiterer Rückgang unterstellt. Dies wird unterstützt durch die z.T. weiterhin nicht optimistische Einschätzung der Baukonjunktur und durch die Kürzung der Eigenheimzulage.

Wird die Entwicklung seit 1995 extrapoliert, dann fällt das jährliche Neubauvolumen im Zeitraum 2005 bis 2010 von 26 Mio. m^2 auf 20 Mio. m^2. Für den Zeitraum danach wird die Rate konstant gehalten. Die daraus resultierende kumulative Entwicklung des Neubauvolumens ist in der zweiten Zeile von Tabelle 4-4 gezeigt.

4.2.1.1.4 Leitparameter aus der Bau- und Heizungspraxis

Die Leitparameter aus der Bau- und Heizungspraxis gehen direkt in die Modellrechnungen ein und beeinflussen die erreichbare CO_2-Einsparung. Die relevanten Parameter sind:

- Die Renovierungszyklen der Gebäudehülle und der Heizungen.
- Die Ausschöpfung der Sanierungspotenziale (Potenzialausnutzung) im Altbaubereich.
- Der Mehrverbrauch im Neubaubereich aufgrund von Nutzerverhalten und abweichenden Gebäudeeigenschaften.

Renovierungszyklen der Gebäudehülle

Die Renovierungszyklen der Bauteile werden von den technischen Lebensdauern bestimmt (Tabelle 4-5). Die Zahlen stammen aus der Sanierungspraxis und variieren in einem relativ großen Bereich mit einer bestimmten Häufigkeitsverteilung. Gründe für die Streubreite sind die unterschiedliche Qualität der Bauteile, die verschiedene Belastung bei der Nutzung und der mögliche Einfluss von Reparaturen.

Tabelle 4-5 Bereich der technischen Lebensdauer von Bauteilen in Jahren

	Min.	Max.
Außenputz, Fassaden	30	60
Steildach	40	60
Flachdach	20	40
Fenster	25	40
Isolierverglasung	20	35

Quellen: Gruson 1993, eigene Schätzungen 2005.

Für die gesamte Gebäudehülle wird hier mit einem Mittelwert für eine Vollsanierung von rund 50 Jahren gerechnet.

Erneuerungszyklen der Heizungsanlage

Datenanalysen in (Kleemann et al. 2003a) zeigen, dass Ölkessel in einem Alter von 15 bis 34 Jahren (Durchschnitt 25 Jahre) erneuert werden und Gaskessel im Alter von 13 bis 30 Jahren (Durchschnitt 22 Jahre). Dies sind wesentlich längere Erneuerungszyklen, als in der Literatur oft angegeben werden.

Vom Ölfeuerungsbestand wurden rund 20 % oder 1,3 Mill. Anlagen vor 1979 gebaut. Bei den Gasfeuerungen sind etwa 10 % bzw. 1,25 Mill. Anlagen vor 1979 installiert worden. Alle diese Anlagen sind überaltert und arbeiten infolgedessen sehr ineffizient. Insbesondere im Mit-Maßnahmen-Szenario wird eine Verkürzung des Erneuerungszyklus unterstellt.

Potenzialausnutzung bei der Wärmedämmung im Altbaubereich

Die Sanierung der Gebäudehülle im Altbaubereich wird aufgrund der Untersuchungen von (Kleemann, Hansen 2005) als unzureichend eingeschätzt. Die Anzahl der Sanierungen ist zu gering, weil viele notwendige Maßnahmen verschoben werden. Darüber hinaus entspricht die thermische Qualität der ausgeführten Sanierungen nicht immer den Anforderungen. In vielen Fällen wird bei der Modernisierung gar nicht oder nur unzureichend wärmegedämmt.

Dieser unzureichende Zustand wird durch die Kennzahl „Potenzialausnutzung“ erfasst. Sie gibt das Verhältnis der tatsächlich erreichten Einsparungen zu den maximal möglichen Einsparungen an. Die derzeitige Sanierungspraxis wird durch einen Wert von nur 32 % beschrieben. Diese Zahl bedeutet, dass bei der Wärmedämmung des Altbaubestandes, zumindest theoretisch, dreimal mehr Energie und CO_2 eingespart werden könnte.

Bei den Szenarioanalysen wird zugelassen, dass sich die Potenzialausnutzung durch zusätzliche Minderungsmaßnahmen verbessern kann. So wird im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario eine Potenzialausnutzung von 65 % unterstellt.

Mehrverbrauch im Neubaubereich

In der Untersuchung (Kleemann, Hansen 2005) wird gegenüber dem mit genormten Verfahren berechneten Verbrauch in Neubauten ein tatsächlicher Mehrverbrauch festgestellt. Dieser Mehrverbrauch entsteht durch abweichende Gebäudeeigenschaften und Umnutzungen, durch unzureichende Bauausführung und auch durch das Nutzerverhalten. In den Modellrechnungen wird zunächst mit einem mittleren, gegenüber dem Sollwert der EnEV, um 31 % erhöhten Wert gerechnet. Dabei wird zugelassen, dass sich dieser Wert in der Zukunft aufgrund bestimmter Maßnahmen oder Randbedingungen in gewissem Umfang verringern kann. Dieser Faktor wurde auch im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario für die Maßnahmen „Verschärfung der EnEV um 25 %“ berücksichtigt.

4.2.1.1.5 CO_2 - Einsparung der monetären Fördermaßnahmen

Die in diesem Kapitel berechneten Einsparungen der Einzelmaßnahmen werden dem Mit-Maßnahmen-Szenario angerechnet.

KfW-CO_2-Programme

Die KfW-CO_2-Programme dienen der zinsgünstigen, langfristigen Finanzierung von Investitionen zur Energieeinsparung und zur CO_2-Reduzierung in Gebäuden sowie der Errichtung von Energiesparhäusern, wobei der Zinssatz verbilligt wird. Anfang 1996 wurde das *KfW-Programm zur CO_2-Minderung* begonnen, das im Wesentlichen Einzelmaßnahmen finanziert hat. Dieses Programm wurde mit dem Modernisierungsprogramm zusammengelegt (s. nächstes Unterkapitel). Als Ergänzung wurde 2001 das *KfW-CO_2-Gebäudesanierungsprogramm* eingerichtet, das Maßnahmenpakete (Kombination von Maßnahmen) fördert.

Das Rechenverfahren beruht auf dem Ansatz in (Kleemann et al. 2003b). Die mit KfW-Mitteln sanierten Gebäude werden als eine repräsentative Stichprobe des Bestands aufgefasst, die durch übliche Typgebäude dargestellt werden kann. Die an den Typgebäuden mit dem Raumwärmemodell berechneten Einsparungen werden auf die mit KfW-Mitteln sanierten Gebäude hochgerechnet.

Das KfW-CO_2-Minderungprogramm wird zusammen mit dem alten KfW-Modernisierungsprogramm ab 2005 als neues Programm fortgeführt und deshalb im nächsten Kapitel behandelt. Das CO_2-Gebäudesanierungsprogramm wird von 2005 bis 2030 mit einem Kreditbetrag von insgesamt 1 Mrd. EUR pro Jahr *fortgeschrieben*. Damit wird bis 2030 eine CO_2-Einsparung von insgesamt etwa 5,3 Mt erzielt, wie Tabelle 4-6 zeigt.

Da die KfW-Programme gut untersucht sind, wird aus den Ergebnissen in (Kleemann et al. 2003b) eine Minderungskennzahl gebildet, mit der die CO_2-Minderungen anderer Förderprogramme aus den finanziellen Mitteln berechnet werden können. Natürlich ist

eine Übertragbarkeit nur dann zulässig, wenn ähnliche Maßnahmen- und Kostenstrukturen unterstellt werden können.

Die Kennzahl gibt an, wie viele Tonnen CO_2 pro eine Million EUR eingespart werden. Sie beläuft sich nach (Kleemann, Hansen 2005) auf 270 t CO_2/Mio. EUR.

Der Reziprokwert dieser Kennzahl darf nicht als Minderungskosten interpretiert werden, weil hier nur die Summenwerte über die Laufzeit ins Verhältnis gesetzt wurden. Für die Minderungskostenberechnung wären dagegen die Annuitäten über die Laufzeit und die Verzinsung zu ermitteln und ins Verhältnis zu den jährlichen CO_2-Einsparungen zu setzen.

Wohnraummodernisierungsprogramme

Das Modernisierungsprogramm wurde 2003 auf ganz Deutschland erweitert. Das Programm fördert Modernisierung und Instandsetzung von Wohngebäuden, unter bestimmten Voraussetzungen den Ausbau von Dachgeschossen, Anbau oder Aufstockung, Wohnumfeldverbesserungen von Mehrfamilienhäusern sowie in den neuen Ländern und Berlin Ost den Rückbau von leer stehenden Mietwohngebäuden. Die Förderung lief Ende 2004 aus. Ab Anfang 2005 wurden das Modernisierungsprogramm und das CO_2-Minderungsprogramm zusammengelegt. Das Programm wird hier als „Neues Modernisierungsprogramm“ bezeichnet.

Aufgrund der ähnlichen Kostenstruktur lässt sich die oben angegebene Kennzahl des KfW-Programms zur CO_2-Minderung in ausreichender Genauigkeit auch für die Modernisierungsprogramme anwenden. So wurde die jährliche CO_2-Minderung aus dem anteiligen Volumen der finanziellen Mittel für die Energieeinsparung multipliziert mit der Kennzahl von 270 t CO_2 pro Mio. EUR berechnet.

Entsprechend den KfW-Daten (KfW 2004b) für die Modernisierungsprogramme ist das Verhältnis von Mitteln für Einsparmaßnahmen zu den gesamten Fördermitteln rund 0,25. Dieses Verhältnis wird hier verwendet, um den energetischen Anteil der Investitionen zu schätzen.

Für die Berechnung der Einsparungen bis 2010 wurde mit einem gesamten Kreditvolumen von 9 Mrd. EUR gerechnet. Daraus ergibt sich der jährliche Betrag mit 1,5 Mrd. EUR, was knapp dem Mittelwert der Förderung in den Jahren 2000 bis 2004 entspricht. Für den Zeitraum 2010 bis 2030 wurde *ebenfalls* ein Betrag von 1,5 Mrd. EUR pro Jahr unterstellt. Die resultierenden CO_2 - Einsparungen belaufen sich bis 2030 auf 1,6 Mt (vgl. Tabelle 4-6).

Stadtumbauprogramm Ost

Mit dem seit Anfang 2002 laufenden Programm Stadtumbau Ost sollen nach (BMVBW 2004a) sowohl der Rückbau von Wohnungen zur Marktbereinigung und Stabilisierung der lokalen Wohnungsmärkte wie auch die Aufwertung der vorhandenen Bestände und der Stadtquartiere bzw. des unmittelbaren Wohnumfeldes erreicht werden.

Im Zeitraum von 2002 bis 2009 sollen rund 350.000 Wohnungen vom Markt genommen werden. Das entspricht einer mittleren Jahresrate von etwa 45.000 Wohnungen. Beim Rückbau dürfte es sich überwiegend um leer stehende Wohnungen handeln.

Die Aufwertungsmaßnahmen umfassen z.B. die Anpassung der städtischen Infrastruktur, Verbesserungen des Wohnumfeldes, Aufwertungen des vorhandenen Gebäudebestandes sowie sonstige Bau- und Ordnungsmaßnahmen zur Unterstützung des Stadtumbaus. Energie- und CO_2-Sparen sind nicht als ausdrückliche Ziele in diesem Programm genannt. Trotzdem werden durch den Programmteil „Aufwertungen des vorhandenen Gebäudebestandes“ gewisse Energieeinsparungen erzielt.

Unterstellt man, dass ein Drittel der Mittel, das sind gut 55 Mio. EUR pro Jahr, für die Aufwertungsmaßnahmen eingesetzt werden, dann kann erwartet werden, dass damit 3.000 bis 4.000 Haushalte (Wohnungen) gefördert werden (BMVBW 2004b).

In den neuen Bundesländern sind in den Städten 50 bis 60 % der Wohnungen an die Fernwärmeversorgung angeschlossen. Für die Schätzung der anrechenbaren CO_2-Einsparung bleiben damit 1.500 bis 2.000 Wohnungen übrig (Fernwärme wird nach dem Quellenprinzip nicht mitbilanziert). Bei einer mittleren Stadtwohnungsgröße von 70 m^2 und einer spezifischen CO_2-Einsparung von 40 kg/m^2 ergibt sich die in Tabelle 4-6 dargestellte Entwicklung.

Für den Stadtumbau werden in den Jahren 2002 bis 2009 insgesamt 2,7 Mrd. EUR bereitgestellt (BMVBW 2004a). Die jährliche Förderung beläuft sich damit im Mittel auf rund 340 Mio. EUR. Dabei wird unterstellt, dass die Mittel je zur Hälfte für Rückbau- und Aufwertungsmaßnahmen eingesetzt werden. Für die Rechnungen wird die derzeitige Förderhöhe bis 2030 *fortgeschrieben*. Bis zu diesem Zeitpunkt werden dann 170.000 Tonnen eingespart, wie Tabelle 4-6 zeigt.

Bestandsmaßnahmen in der sozialen Wohnraumförderung

Die öffentliche Hand stellt Fördermittel für die soziale Wohnraumförderung zur Verfügung, insbesondere für Haushalte, die sich aus eigener Kraft nicht angemessen mit Wohnraum versorgen können. Fördergegenstand ist u.a. die Modernisierung von Wohnraum. Hierunter werden bauliche Maßnahmen verstanden, die den Gebrauchswert des Wohnraumes nachhaltig erhöhen, die allgemeinen Wohnverhältnisse auf Dauer verbessern oder nachhaltig Einsparung von Heizenergie oder Wasser bewirken.

Die Rechnungen sind nach dem gleichen Schema durchgeführt, wie im Kapitel „Wohnraummodernisierungsprogramme“ beschrieben.

Die Fördermittel werden mit dem Betrag von 2003 von 300 Mio. EUR pro Jahr bis 2030 *fortgeschrieben* (BMVBW 2004b). Davon werden 25 % für die Energieeinsparung angesetzt. Das umsetzbare Reduktionspotenzial bis 2030 beträgt rund 310.000 Tonnen CO_2 (vgl. Tabelle 4-6).

Förderung der Energieberatung (Vor-Ort-Beratung)

Nach der von BMVBW bereit gestellten Mitteilung über Mittelabfluss und über jährlich durchgeführte Beratungen wurden in den letzten Jahren im Mittel rund 5.000 Beratungen jährlich durchgeführt. Die Ausgaben für das Programm beliefen sich 2002 auf 1,6 Mio. EUR und 2003 auf 1,76 Mio. EUR. Im Mittel wurden pro Beratung rund 340 EUR aufgewendet.

Nicht alle Beratungsvorschläge werden in der Praxis umgesetzt. So hat eine Befragung des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA 2000) ergeben, dass 64 % der Befragten in ihrer Entscheidung zur Durchführung von Energiesparinvestitionen stark von der Beratung beeinflusst waren. In (Eza 2004) wurde dagegen eine mittlere Umsetzungsrate der Vor-Ort-Beratung von nur 50 % ermittelt. Die folgende Schätzung der CO_2-Einsparungen geht von dem optimistischeren Wert der BAFA-Studie von 64 % aus.

Unterstellt man, dass die Beratungen "quer" durch den gesamten Gebäudebestand durchgeführt werden, dann ergibt sich eine mittlere gewichtete Gebäudegröße von 270 m². Unterstellt man weiterhin, dass die aufgrund der Beratungen durchgeführten Sanierungen den in den KfW-CO_2-Programmen durchgeführten Sanierungen ähnlich sind, dann lassen sich die dort erzielten Einsparungen von 40 kg CO_2 pro Quadratmeter Wohnfläche auch auf dieses Programm übertragen. Damit lassen sich bei 5.000 Beratungen jährliche Einsparungen von rund 22.100 t CO_2 umsetzen.

Bei einer Fortschreibung des Programms bis 2030 wird nach Tabelle 4-6 eine kumulative Bruttoeinsparung bis 2030 von 0,71 Mt CO_2 erreicht.

Viele Beratene nehmen bei der Durchführung der Sanierung eine finanzielle Förderung in Anspruch. Damit ergibt sich eine *Überschneidung* mit den berechneten Einsparungen der Fördermaßnahmen. Der prozentuale Anteil der Förderung wird nach (Kleemann, Hansen 2005) mit rund 60 % angesetzt.

Marktanreizprogramm

Mit dem im Jahr 1999 gestarteten Marktanreizprogramm zur Förderung der Nutzung erneuerbarer Energien soll im Interesse einer zukunftsfähigen und nachhaltigen Energieversorgung die Marktdurchdringung der Technologien gestärkt werden. Für die Wärmeversorgung im Gebäudesektor sind aus den verschiedenen Förderbereichen des Programms insbesondere die Förderung von Solarthermie und Biomasse im Gebäudebereich wegen ihres großen Volumens relevant.

Solarthermische Anlagen

Unter den Klimaverhältnissen der Bundesrepublik Deutschland sind die Warmwasserbereitung und die Heizungsunterstützung die Hauptanwendungen für die Nutzung der Sonnenenergie. Aus den Daten der Quellen (BMU 2004b) und (KfW 2004a) lassen sich

die mit dem Förderprogramm pro Jahr im Mittel installierten Kollektorflächen von rund 600.000 m^2 entnehmen.

Unterstellt man die spezifischen klimatischen Verhältnisse Deutschlands, beträgt die jährliche Einstrahlung auf diese Flächen im Mittel rund 1050 kWh/m^2. Bei einem Systemnutzungsgrad für Flachkollektoranlagen von 35 % und von 45 % für Vakuumkollektoranlagen ergeben sich die in der Tabelle 4-6 aufgeführten CO_2-Einsparungen. Dabei ist ein mittlerer Nutzungsgrad für die konventionelle Warmwasserbereitung von 65 % unterstellt worden.

Die Umrechnung auf die CO_2 - Einsparung ergibt sich aus der vorhandenen Energieträgerstruktur der Warmwasserbereitung, die aus den Daten von (EWI/Prognos 2005) ermittelt wurde.

Bei der Berechnung wurde unterstellt, dass etwa ein Drittel der Anlagen im gewerblichen Bereich installiert wird und dass 5 % der neuen Anlagen Erneuerungen von alten Solaranlagen sind. Für diese beiden Anteile wird im Wohngebäudebereich keine CO_2-Einsparung angerechnet.

Wird das Programm mit den Parametern des Jahres 2004 bis 2030 fortgeschrieben, dann wird am Ende eine Einsparung von 1,0 Mt CO_2 erreicht.

Biomasse-Anlagen

Von 2000 bis 2004 wurden im Rahmen des Förderprogramms im Mittel rund 150.000 handbeschickte und automatisch beschickte Anlagen pro Jahr errichtet. Das sind 60 % der in den letzten Jahren im Mittel pro Jahr insgesamt abgesetzten Anlagen. Davon entfallen rund 33 % auf den gewerblichen Bereich, die nicht zur CO_2-Einsparung im Wohngebäudebereich beitragen. Rund 15 % sind Erneuerungen von schon vorhandenen Biomasse-Anlagen, die nur durch den besseren Wirkungsgrad zur CO_2-Einsparung beitragen.

Aus der Anzahl der Anlagen, die im Wohngebäudebereich anrechenbar sind, den mittleren Leistungen und den mittleren Nutzungsdauern wird die bereit gestellte Energie berechnet. Daraus lässt sich dann über die vorhandene Energieträgerstruktur der substituierten Energieträger die CO_2-Einsparung bestimmen.

Für die Jahre 2000 bis 2004 schwanken die mit dem Förderprogramm jährlich angestoßenen Investitionen. Die Fortschreibung des Programms erfolgt mit dem Mittelwert der Investitionsvolumina über die Periode 2000 bis 2004. Der Betrag beläuft sich auf insgesamt 100 Mio. EUR pro Jahr. Bis 2030 ergibt sich damit eine Einsparung von 3,6 Mt CO_2 (vgl. Tabelle 4-6).

Zusammenfassung der monetären Maßnahmen

In der folgenden Tabelle 4-6 sind die CO_2-Einsparungen für die monetären Maßnahmen zusammen gestellt. Es wird gezeigt, welche CO_2-Reduktionspotenziale bei einer Wei-

terführung der Programme von 2006 bis 2030 im Mit-Maßnahmen-Szenario ausgeschöpft werden können. Der Betrag erreicht die doppelzählungsfreie Summe von 12,3 Mt CO_2.

Die erfolgreichste Einzelmaßnahme ist das KfW-CO_2-Gebäudesanierungsprogramm mit einer Einsparung von 5,3 Mt. Dann folgt das Marktanreizprogramm Biomasse mit 3,6 Mt und an dritter Stelle das neue Modernisierungsprogramm mit 1,6 Mt.

Tabelle 4-6 Kumulative CO_2-Einsparung der monetären Fördermaßnahmen (Mit-Maßnahmen-Szenario)

Nr.:	Maßnahme	2006	2010	2020	2030
		Mio. t CO_2-Äqui.			
1	KfW-CO_2-Minderungsprogramm	0,41	1,22	3,28	5,30
2	Neues Modernisierungsprogramm	0,12	0,36	0,96	1,60
3	Stadtumbau Ost	0,01	0,04	0,11	0,17
4	Sozialer Wohnungsbau	0,02	0,07	0,19	0,31
5	Vor-Ort-Beratung	0,04	0,13	0,35	0,57
6	Marktanreizprogramm Sonne	0,08	0,24	0,64	1,00
7	Marktanreizprogramm Biomasse	0,28	0,83	2,20	3,60
	Abzüge für Überschneidungen mit Nr. 5	-0,03	-0,08	-0,22	-0,35
	Summe (doppelzählungsfrei)	0,9	2,8	7,5	12,3

Quellen: Berechnungen des Forschungszentrums Jülich, IEF-STE.

4.2.1.1.6 CO_2-Einsparung der „harten“ nichtmonetären Maßnahmen

Energieeinsparverordnung

Durch die Einführung der Energieeinsparverordnung (EnEV) werden gegenüber der vorangehenden Wärmeschutzverordnung von 1995 (WSchV95) folgende energiesparende Verbesserungen erreicht:

- Die EnEV verknüpft Gebäudetechnik und Anlagentechnik. Es wird erwartet, dass durch diese Zusammenführung bei den Akteuren ein Anpassungsprozess ausgelöst wird, weil mit der EnEV eine bis dahin nicht allgemein übliche, ganzheitliche Planung angestoßen wurde. Das führt zu einer besseren Abstimmung zwischen den thermischen Eigenschaften von Gebäude und Heizungsanlage und spart so Energie. Eine Quantifizierung dieses Effektes ist im Rahmen der vorliegenden Untersuchung allerdings nicht möglich, da Daten über Einsparungs- und Umsetzungsraten fehlen.
- Die Anforderungen in Bezug auf den Jahresverbrauch in Neubauten wurden um ca. 20 % verschärft (Ifeu/IWO 2005). Ein Neubau nach der EnEV benötigt also nur 80 % der Energiemenge, die nach der WSchV95 zulässig war. Die 20-prozentige Einsparung tritt allerdings bei der Bilanzierung der CO_2-Gesamtemission nicht in Erscheinung. Was dagegen bei der Gesamtbilanzierung in Erscheinung tritt, ist der verbleibende Mehrverbrauch der Neubauten.
- Die bedingte Anforderung bei bestehenden Gebäuden verlangt, dass Bauteile dann wärmetechnische Mindestanforderungen erfüllen müssen, wenn ein be-

stimmter Anteil der Bauteilfläche erneuert/saniert wird. Diese Bestimmung bestand im Prinzip auch schon bei der WSchV95. Die bauteilbezogenen Anforderungen der EnEV (in Form der U-Werte der Bauteile) für neue und geänderte Teile der Gebäudehülle im Altbaubereich sind gegenüber der WSchV95 z.T. nur um 10 bis 15 % verschärft worden.

- Dämmung der obersten Geschossdecke beheizter Räume bis zum 31. Dezember 2006. Sie ist pauschal in den Modellrechnungen enthalten. Anforderungen zur Begrenzung der Verluste bei der Wärmeverteilung werden für den Bestand in den Modellrechnungen mit einem pauschalen Zuschlag beim Nutzungsgrad der Heizungsanlage berücksichtigt.
- Der Bezug auf den Jahres-Primärenergiebedarf führt dazu, dass elektrischer Strom mit seiner hohen CO_2-Emission pro Kilowattstunde zunehmend aus dem Wärmemarkt herausgedrängt wird. Dieser Einspareffekt wird aber in dieser Studie nicht erfasst, da nach dem Quellenprinzip bilanziert wird. Ein weiterer Effekt des Primärenergiebezugs der EnEV ist, dass die Nutzung erneuerbarer Energien begünstigt wird.

Die Einsparungen durch die EnEV werden mit Hilfe des Raumwärmemodells gegen das Niveau der Wärmeschutzverordnung von 1995 (WSchV95) gerechnet. Die erzielte kumulative Einsparung im Bestand liegt dann für den Zeitraum 2006 bis 2030 im Mit-Maßnahmen-Szenario bei 3,2 Mt für den Neubaubereich und bei 2,8 Mt für den Altbaubereich (vgl. Tabelle 4-7).

Tabelle 4-7 CO_2 - Einsparung der EnEV im Mit-Maßnahmen-Szenario (nicht doppelzählungsfrei, hundertprozentige Überschneidung mit anderen Maßnahmen)

	2005	2006	2010	2020	2030
	Mio. t				
Neubau: Einsparung gegen WSchV95 (20 %)	0,1	0,3	0,7	1,9	3,2
Altbau: Einsparung gegen WSchV95 (10 - 15%)	0,1	0,2	0,7	1,8	2,8

Quellen: Berechnungen des Forschungszentrums Jülich, IEF-STE.

Die EnEV ist eine übergreifende Maßnahme, die selbst keine Bauaktivitäten anstößt, die aber bei der Umsetzung jeder anderen Maßnahme gleichzeitig wirksam ist. Deshalb gibt es Überschneidungen der EnEV mit praktisch allen anderen Maßnahmen. Die berechneten Beträge können nicht mit den Einsparungen der monetären Fördermaßnahmen addiert werden, weil es dann zu Doppelzählungen kommt.

Einführung des Energieausweises

Vom BMVBS wird die Anzahl der jährlich auszustellenden Energieausweise auf 900.000 geschätzt (dpa 2006). Bezogen auf den Bestand entspricht das einer Rate von 4 % pro Jahr. Diese Zahl erscheint mit Blick auf Dänemark, wo die Rate bei 3 % pro Jahr lag, realistisch (s.u.). Allerdings wird angenommen, dass die maximale Zahl wegen

verschiedener Hemmnisse nicht schlagartig im Einführungsjahr 2008 erreicht wird, sondern erst nach einer geschätzten Übergangszeit von drei Jahren. Unterstellt man, dass die Rate von 900.000 pro Jahr im Mittel konstant bleibt, dann haben bis 2030 praktisch alle Gebäude einen Energieausweis.

Von Seiten der Politik wird erwartet, dass durch den Energieausweis zusätzliche Sanierungen angestoßen werden, die ohne den Energieausweis entweder gar nicht oder später durchgeführt worden wären. Da hierzu keine empirischen Daten vorliegen, kann dieser Effekt nicht geschätzt werden.

Der hier durchgeführten Berechnung der Einsparung im Altbaubereich liegt die Annahme zugrunde, dass von den Gebäuden, die einen Energieausweis erhalten, nur diejenigen saniert werden, die in einem sanierungsbedürftigen Zustand sind. Das sind die Gebäude, die sich ohnehin im Renovierungszyklus befinden. Ein Gebäudebesitzer wird in der Regel nicht sanieren, wenn er noch über intakte Fenster, Wände oder Dächer verfügt. Eine Vielzahl von Energieausweisen wird ausgestellt werden, ohne eine energiesparende Aktivität anzustoßen.

Die Berechnung der Einsparung erfolgt mit einer Potenzialausnutzung von 100 %, weil davon auszugehen ist, dass durch die mit dem Energieausweis verbundene Beratung der Vollzug deutlich verbessert wird.

Im Neubaubereich ist durch Einführung des Energieausweises keine nennenswerte, zusätzliche Einsparung zu erzielen. Die Anzahl der Pässe in diesem Bereich wird im Vergleich zum Altbaubereich niedrig bleiben, wegen der zurückgehenden Neubauraten.

Aus den vorangehenden Ausführungen und Annahmen lässt sich nach (Kleemann, Hansen 2005) berechnen, dass bei den oben unterstellten Einführungsraten für den Energieausweis eine zusätzliche Einsparung von 0,15 Mt CO_2 pro Jahr von 2010 bis 2030 möglich ist.

Bei dieser Zahl kommt es zu Überschneidungen, da man unterstellen kann, dass rund 60 % der Sanierer ein monetäres Förderprogramm in Anspruch nehmen und dass 40 % autonom sanieren (Kleemann, Hansen 2005). Der zusätzliche, doppelzählungsfreie Beitrag zur CO_2-Einsparung beträgt damit 0,09 Mt pro Jahr.

Die im Zusammenhang mit dem Energieausweis berechneten überschneidungsfreien Einsparungen von 0,09 Mt pro Jahr werden dem Mit-Maßnahmen-Szenario zugeordnet. Die kumulative Einsparung beläuft sich bis 2030 auf gut 2 Mt CO_2. Damit wird eine Verbesserung der Potenzialausnutzung von derzeit 32 % auf 42 % bis 2030 erreicht.

Als Referenz für die Effekte des Energieausweises können die Erfahrungen aus Dänemark dienen. Dänemark verlangt den Gebäudeenergieausweis seit 1997. Allerdings braucht dieses Dokument nur beim Verkauf des Gebäudes ausgestellt zu werden, nicht jedoch bei der Vermietung. Es sind zwei Kategorien von Pässen vorgesehen: Für Gebäude bis 1.500 m^2 und für Gebäude über 1.500 m^2. Bis 2005 wurden insgesamt ca. 350.000 Ausweise für Gebäude unter 1.500 m^2 ausgestellt, das sind 44.000 Stück pro Jahr. Damit besitzen etwa 25 % des Bestands an Einfamilienhäusern einen solchen Pass.

Die mittlere Einführungsrate beträgt damit rund 3 % pro Jahr. Bei den großen Gebäuden über 1.500 m^2 ist die Datenlage in Dänemark unklar (Clausnitzer 2004).

Interessant ist noch die Umsetzungsrate der Energiesparmaßnahmen. Die Vorschläge, die in den Pässen gemacht werden, orientieren sich am Mindeststandard. Eine Erfolgskontrolle ergab, dass 26 % Energiesparmaßnahmen durchführten, weitere 21 % dies noch vorhatten, was aber nicht überprüft wurde, und 59 % keine Maßnahmen durchführten. Über die Art der durchgeführten Maßnahmen liegen keine Informationen vor (Clausnitzer 2004). Dieses Ergebnis zeigt, dass ein erheblicher Anteil von Energiepässen keine zusätzlichen Energieeinsparungen bewirkt.

4.2.1.1.7 Die szenarioabhängige Entwicklung des Endenergieverbrauchs

Gesamter Endenergieverbrauch

Bei der Darstellung der Energieverbrauchsentwicklung werden die Fernwärme und der Stromverbrauch mit bilanziert (vgl. dazu die Ausführungen zur Bilanzierung nach dem Quellenprinzip). Abbildung 4-3 und Tabelle 4-8 zeigen die Entwicklung des Endenergieverbrauchs. Die Zahlen umfassen alle Energieträger für die Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung.

Der ausgewiesene Stromverbrauch beinhaltet den Strom zum Heizen, den Strom zur Warmwasserbereitung, Hilfsenergie für Betrieb und Regelung von Öl- und Gasheizungen sowie die Antriebsenergie der Wärmepumpen.

Die Einsparungen bis 2030 betragen im Mit-Maßnahmen-Szenario gegenüber 1990/2006 rund 9 %/16 %, wenn Strom und Fernwärme mit berücksichtigt werden. Ohne Strom und Fernwärme belaufen sich die Einsparungen auf 5 %/14 %. Die Einsparungen gegenüber 2006 sind größer als gegenüber 1990, da der absolute Energieverbrauch von 1990 bis 2005 im Mittel noch angestiegen ist. Erst ab 2006 fällt der Energieverbrauch ab.

Es ist klar, dass die im Mit-Maßnahmen-Szenario erreichten niedrigen Werte für einen nachhaltigen Klimaschutz nicht ausreichen.

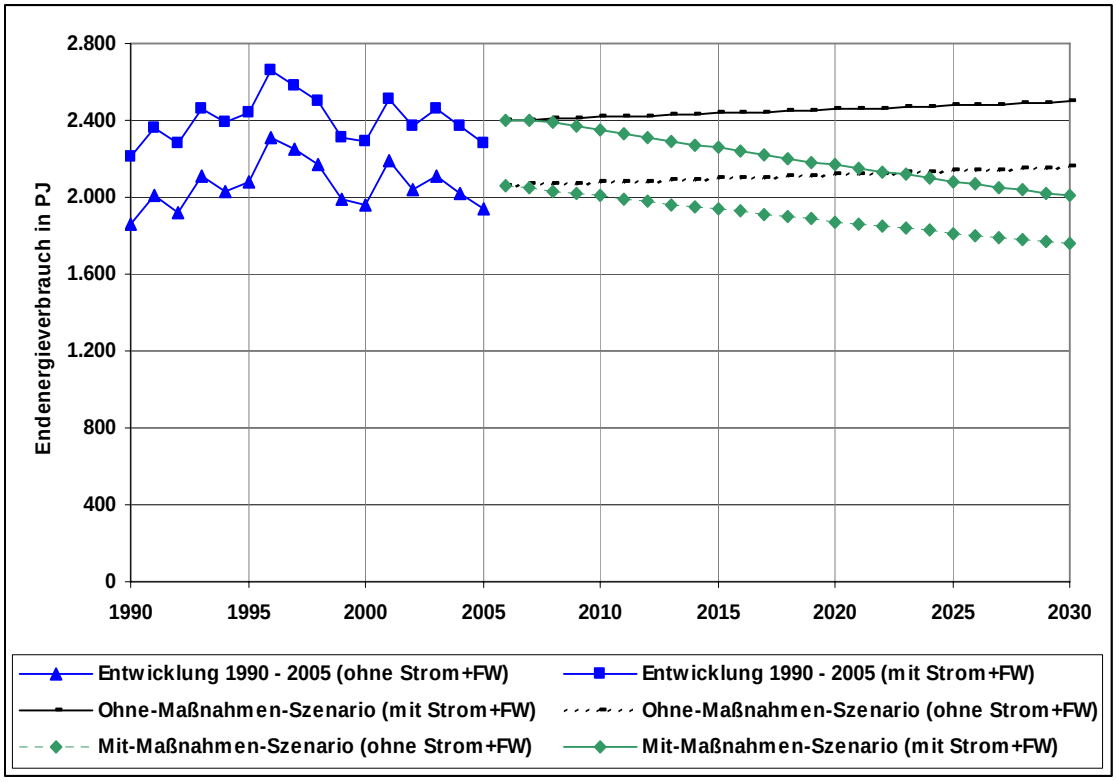
Die genannten Einsparungen werden durch Effizienzverbesserungen erreicht. Dazu gehören der Austausch alter Kessel gegen Neuanlagen und die Verbesserung der Wärmedämmung im Altbaubereich.

Tabelle 4-8 Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Bereich der Wohngebäude

	1990	1995	2000	2005	2006	2010	2015	2020	2025	2030
	PJ									
	Endenergieverbrauch mit Strom + Fernwärme									
Entwicklung 1990 - 2005	2.213	2.440	2.287	2.280						
Ohne-Maßnahmen-Szenario					2.401	2.416	2.436	2.456	2.476	2.496
Mit-Maßnahmen-Szenario					2.398	2.348	2.256	2.167	2.085	2.012
						Veränderung ab 1990 in %				
Ohne-Maßnahmen-Szenario						9	10	11	12	13
Mit-Maßnahmen-Szenario						6	2	-2	-6	-9
						Veränderung ab 2006 in %				
Ohne-Maßnahmen-Szenario						0,7	1,5	2,3	3,2	4
Mit-Maßnahmen-Szenario						-2	-6	-10	-13	-16
	Endenergieverbrauch ohne Strom + Fernwärme									
Entwicklung 1990 - 2005	1.863	2.079	1.963	1.937						
Ohne-Maßnahmen-Szenario					2.062	2.077	2.097	2.117	2.137	2.157
Mit-Maßnahmen-Szenario					2.059	2.005	1.939	1.874	1.815	1.763
						Veränderung ab 1990 in %				
Ohne-Maßnahmen-Szenario						12	13	14	15	16
Mit-Maßnahmen-Szenario						8	4	1	-3	-5
						Veränderung ab 2006 in %				
Ohne-Maßnahmen-Szenario						0,8	1,7	2,7	3,7	4,6
Mit-Maßnahmen-Szenario						-3	-6	-9	-12	-14

Quellen: AG Energiebilanzen 2006a, EWI/Prognos 2006, Berechnungen des Forschungszentrums Jülich.

Abbildung 4-3 Entwicklung des gesamten Endenergieverbrauchs im Bereich der Wohngebäude

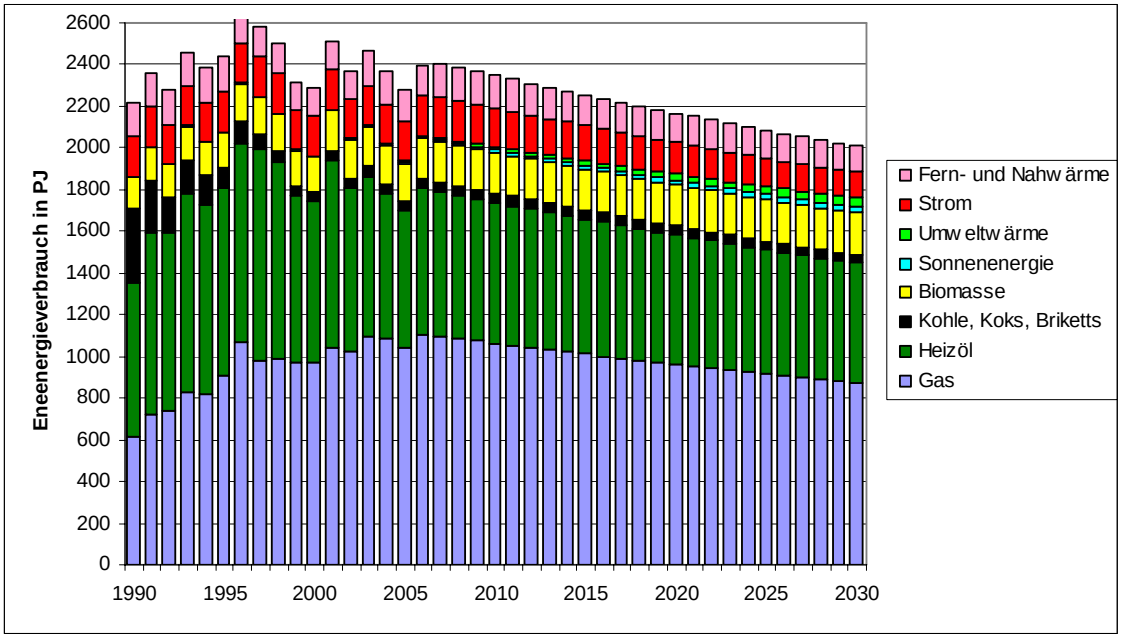


Quellen: Berechnungen des Forschungszentrums Jülich, IEF-STE.

Die Entwicklung der Energieverbrauchsstruktur

Die Darstellung in der Abbildung 4-4 zeigt, dass die Anteile der fossilen Energieträger in Zukunft generell abnehmen, während der Beitrag der erneuerbaren Energien zunimmt.

Abbildung 4-4 Energieverbrauchsstruktur im Mit-Maßnahmen-Szenario im Bereich der Wohngebäude



Quellen: Berechnungen des Forschungszentrums Jülich, IEF-STE.

Einsparung fossiler Energieträger und Beitrag der erneuerbaren Energien

Der Anteil der fossilen Energieträger Heizöl und Erdgas, den Hauptenergieträgern zur Wärmeerzeugung, sinkt zusammen im Mit-Maßnahmen-Szenario von 1.800 PJ in 2006 auf 1.450 PJ bis 2030. Das entspricht einer Minderungsrate von 20 %.

Tabelle 4-9 Entwicklung der regenerativen Energieträger im Bereich der Wohngebäude

	1990	2000	2006	2010	2015	2020	2025	2030
	PJ							
Biomasse	152	165	191	193	196	198	199	201
Sonnenenergie	1	3	9	13	18	22	26	30
Umweltwärme	0	4	7	14	22	29	36	42
Summe	153	171	207	220	235	249	261	273

Quellen: Berechnungen des Forschungszentrums Jülich, IEF-STE.

Im Mit-Maßnahmen-Szenario steigt der Anteil der erneuerbaren Energien bis 2030 auf einen Anteil von 13 %. Die Biomasse erbringt dabei den größten Einzelbeitrag. (vgl. Tabelle 4-9).

4.2.1.1.8 Die szenarioabhängige Entwicklung der gesamten CO_2-Emissionen

Methodische Vorbemerkungen

Für die Vergangenheitsentwicklung von 1990 bis 2005 werden die nicht temperaturbereinigten CO_2-Emissionen des Haushaltssektors zugrunde gelegt, die aufgrund der unterschiedlichen, witterungsbedingten Einflüsse erheblich schwanken. Der Trend zeigt jedoch, dass die Emissionen im Mittel sinken. Ursachen sind mehrere milde Winter in Folge bei gleichzeitig stärker greifenden Einsparmaßnahmen.

Die Vergangenheitswerte liegen bis 2005 vor, wobei die letzten zwei oder drei Jahre noch als „vorläufig“ gekennzeichnet sind. Ausgangsjahr für die Szenarioanalysen ist das Jahr 2006. Für dieses Jahr muss das Ausgangsniveau des Energieverbrauchs und der CO_2-Emissionen ermittelt werden. Um jährliche witterungsbedingte Schwankungen auszugleichen, wird der Mittelwert der Fünfjahresperiode 2001-2005 zugrunde gelegt.

Da die Jahreswerte seit 2001 bis auf eine Ausnahme immer gesunken sind, liegt der Ausgangswert für 2006 rund 9 Mt über dem vorläufigen Wert von 2005. Der Sprung ist methodisch bedingt, weil im Modell mit mittleren klimatischen Verhältnissen ab 2006 gerechnet wird. Es macht deshalb keinen Sinn, den Ausgangswert 2006 genau an die Emissionen von 2005 anzupassen, weil damit zu rechnen ist, dass auch in Zukunft im Rahmen der natürlichen Schwankungen wieder kältere Winter auftreten können.

Die Bilanzierung der CO_2-Emissionen für den Haushaltssektor erfolgt hier nach dem international üblichen Quellenprinzip. Danach werden die aus der Strom- und Fernwärmenutzung im Wohngebäudebereich entstehenden Emissionen nicht dem Haushaltssektor angerechnet, sondern dem Energiesektor. Darauf sei hier noch einmal hin gewiesen, weil in den hier gezeigten Energiebilanzen auf Wunsch des Auftraggebers die beiden Energieträger Strom und Fernwärme (FW) mit ausgewiesen werden.

Die Emissionen werden für die Raumwärmeerzeugung und die Warmwasserbereitstellung im Wohngebäudebereich (Haushalte) berechnet. Angegeben wird immer nur die Summe.

Emissionsentwicklung im Ohne-Maßnahmen-Szenario

Das Ohne-Maßnahmen-Szenario ist ein fiktives Szenario, das zu Referenzwecken dient. Es berücksichtigt keine Minderungsmaßnahmen an der Heizung und der Gebäudehülle, sondern nur Bestandsveränderungen von 2006 bis 2030. Eine gewisse Minderung des Energieverbrauchs ergibt sich durch die Verringerung der Bestandsfläche infolge von Abrissen. Dazu addiert wird der zusätzliche Verbrauch der Neubauten. Die Nettoentwicklung zeigt, dass der Einfluss des Neubaus überwiegt. Die CO_2-Emissionen vergrößern sich im Ohne-Maßnahmen-Szenario von 123 Mt in 2006 bis auf 128 Mt in 2030.

Emissionsentwicklung im Mit-Maßnahmen-Szenario

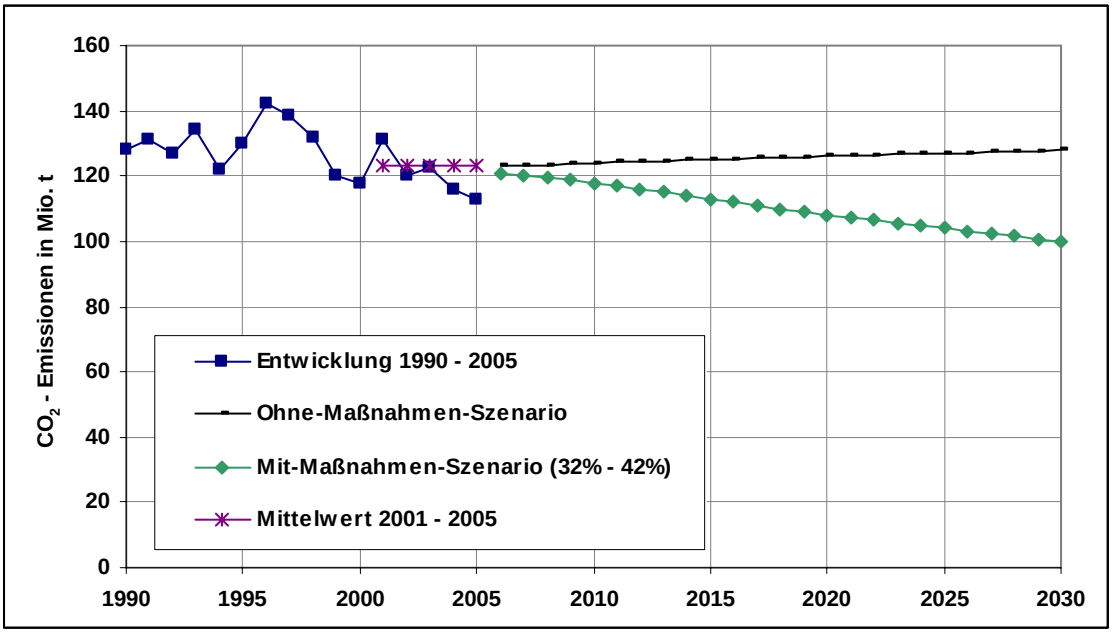
Die derzeitige Sanierungspraxis wird im Mit-Maßnahmen-Szenario durch eine Potenzialausnutzung von 32 % beschrieben. Diese Potenzialausnutzung erhöht sich durch die Einführung des Energieausweises bis 2030 auf 42 %. Durch die im Mit-Maßnahmen-Szenario wirksamen Maßnahmen verringert sich die Emission von 2006 bis 2030 von 121 auf 100 Mt. Das entspricht einer Minderungsrate gegenüber 1990 von 22 % (Tabelle 4-10, sowie Abbildung 4-6).

Tabelle 4-10 CO_2-Emissionen des Haushaltssektors im Mit-Maßnahmen- und Ohne-Maßnahmen-Szenario, 1990 bis 2030

	1990	2000	2006	2010	2015	2020	2025	2030
	Mio. t CO_2							
Entwicklung 1990 - 2005	128	118						
Ohne-Maßnahmen-Szenario			123	124	125	126	127	128
Mit-Maßnahmen-Szenario (32% - 42%)			121	118	113	108	104	100
				Veränderung ab 1990 in %				
Ohne-Maßnahmen-Szenario				-3,5	-2,5	-1,6	-0,7	0,3
Mit-Maßnahmen-Szenario (32% - 42%)				-7,8	-12	-15	-19	-22
				Veränderung ab 2006 in %				
Ohne-Maßnahmen-Szenario				0,2	1,2	2,2	3,1	4,1
Mit-Maßnahmen-Szenario (32% - 42%)				-4,3	-8,4	-12	-16	-19

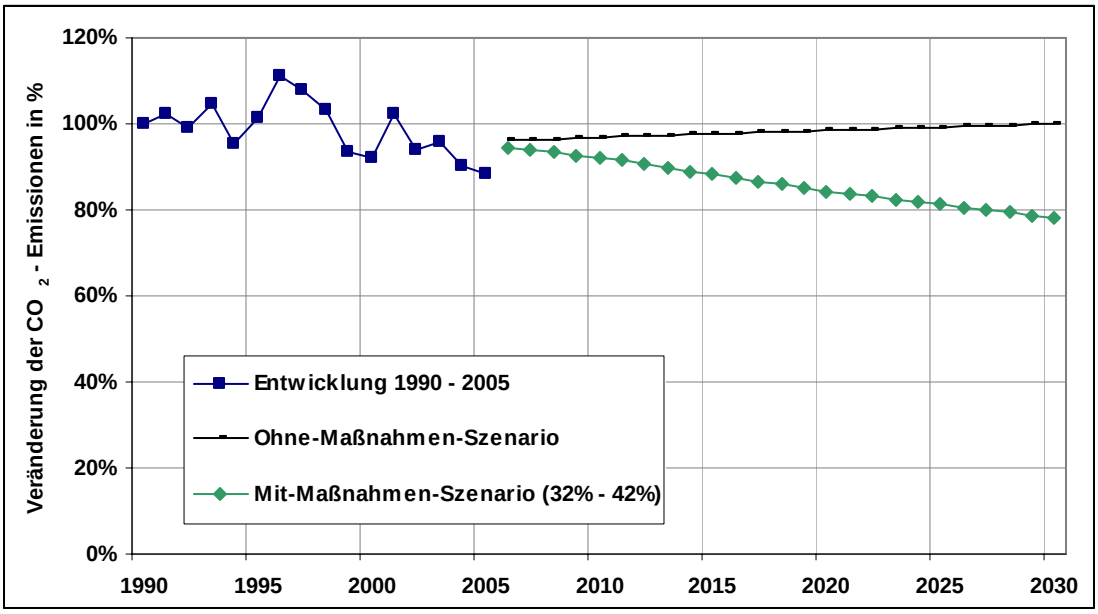
Quellen: Berechnungen des Forschungszentrums Jülich, IEF-STE.

Abbildung 4-5 Die Entwicklung der CO_2 - Emission im Haushaltssektor von 1990 bis 2030



Quellen: Berechnungen des Forschungszentrums Jülich, IEF-STE.

Abbildung 4-6 Die prozentuale Veränderung der CO_2-Emissionen im Haushaltssektor von 1990 bis 2030



Quellen: Berechnungen des Forschungszentrums Jülich, IEF-STE.

Anteil der monetären Einzelmaßnahmen an der Gesamteinsparung

In den folgenden Ausführungen wird der Anteil aller harten Einzelmaßnahmen an der Gesamteinsparung des Mit-Maßnahmen-Szenarios ermittelt und gleichzeitig wird die Summe der Einsparungen der „weichen" Maßnahmen und autonomen Sanierungen bestimmt. Die Ergebnisse sind in den Zeilen 4 und 5 der Tabelle 4-11 gezeigt.

Im Mittel entfallen von den Gesamteinsparungen (Zeile 3) rund 50 % auf die harten Fördermaßnahmen. Davon werden im Mittel 45 Prozentpunkte durch monetäre Fördermaßnahmen und 5 Prozentpunkte durch den Energieausweis bewirkt. Der hohe Anteil der monetären Fördermaßnahmen zeigt die große Bedeutung der finanziellen, staatlichen Unterstützung der Sanierung.

Der verbleibende Rest von rund 50 % wird den sonstigen (weichen und autonomen), nicht einzeln quantifizierbaren Maßnahmen zugerechnet (Zeile 5).

Tabelle 4-11 Anteil der Maßnahmen an der CO_2-Minderung im Mit-Maßnahmen-Szenario im Bereich der Wohngebäude

		2006	2010	2015	2020	2025	2030
		Mt CO_2					
1	Gesamtemission im Ohne-Maßnahmen-Szenario	123	124	125	126	127	128
2	Gesamtemission im Mit-Maßnahmen-Szenario 32%-40%	121	118	113	108	104	100
3	Gesamteinsparung im Mit-Maßnahmen-Szenario (Differenz aus Zeile 1 minus Zeile 2)	2,0	5,5	12	18	23	28
4	Summe der Einsparungen der monetären Einzelmaßnahmen und durch den Energieausweis (Einsparung durch harte Maßnahmen)	0,9	2,9	5,8	8,6	11	14
5	Summe der Einsparungen durch weiche und autonome Maßnahmen (Differenz aus Zeile 3 minus Zeile 4)	1,1	2,6	6,0	9,2	12,0	14,0

Quellen: Berechnungen des Forschungszentrums Jülich, IEF-STE.

In der Tabelle 4-12 sind die Abschätzungen der CO_2-Minderungseffekte für die einzelnen Maßnahmen bzw. die Summeneffekte zusammengestellt.

Tabelle 4-12 Kumulative CO_2-Einsparungen im Mit-Maßnahmen-Szenario nach Maßnahmen im Bereich der Wohngebäude

Nr.:	Maßnahme/ Umsetzung/ Institution	Typ	Beschreibung/Ziele (Wirkungsbereich)	Umsetzungs-stand (Wirkungs-beginn)	Erwarteter Effekt: Direkte Emissionsminderungseffekte				
					2010	2015	2020	2025	2030
					Mt CO_2-Äqu.				
1	KfW-CO_2-Minderungsprogramm	monetäre Maßnahme	Fördermaßnahme	ab 2006	1,22	2,25	3,28	4,29	5,30
2	Neues Modernisierungsprogramm	monetäre Maßnahme	Fördermaßnahme	ab 2006	0,36	0,66	0,96	1,28	1,60
3	Stadtumbau Ost	monetäre Maßnahme	Fördermaßnahme	ab 2006	0,04	0,08	0,11	0,14	0,17
4	Sozialer Wohnungsbau	monetäre Maßnahme	Fördermaßnahme	ab 2006	0,07	0,13	0,19	0,25	0,31
5	Vor-Ort-Beratung	monetäre Maßnahme	Fördermaßnahme	ab 2006	0,13	0,24	0,35	0,46	0,57
6	Marktanreizprogramm Sonne	monetäre Maßnahme	Fördermaßnahme	ab 2006	0,24	0,44	0,64	0,82	1,00
7	Marktanreizprogramm Biomasse	monetäre Maßnahme	Fördermaßnahme	ab 2006	0,83	1,52	2,20	2,90	3,60
8	Energieeinsparverordnung	nichtmonetäre Maßnahme	ordnungsrechtliche Maßnahme	ab 2006	1,40	2,55	3,70	4,85	6,00
9	Energieausweis	nichtmonetäre Maßnahme	ordnungsrechtliche Maßnahme	ab 2008	0,24	0,69	1,14	1,59	2,04
10	Deutsche Energie-Agentur (dena)	sonstige Maßnahme		ab 2006					
	Zwischensumme 1 - 10				4,53	8,55	12,57	16,58	20,59
11	Förderung der Energieberatung	monetäre Maßnahme	Fördermaßnahme	ab 2006					
12	Förderschwerpunkt EnSan	monetäre Maßnahme	Fördermaßnahme	ab 2006					
13	Information und Motivation	sonstige Maßnahme		ab 2006					
14	Sonstige Sanierungsimpulse			ab 2006					
	Summe 11 - 14				2,60	6,00	9,20	12,00	14,00
	Abzüge wegen Überschneidungen				1,48	2,71	3,92	5,13	6,35
	Ungewichtete Summe der Wirkungen der Einzelmaßnahmen				7,13	14,55	21,77	28,58	34,59
	Gewichtete Summe der Wirkungen der Einzelmaßnahmen (ohne Überlagerungseffekte)				5,65	11,84	17,85	23,45	28,24

Quellen: Berechnungen des Forschungszentrums Jülich, IEF-STE.

4.2.1.1.9 Sensitivitätsanalysen

In den folgenden Abschnitten werden die Einflüsse einiger sensitiver Parameter auf das Rechenergebnis untersucht. Dabei wird der jeweilige Referenzwert, mit dem die Szenarien gerechnet wurden, um einen bestimmten Betrag nach oben und unten verändert. Als Indikator für den Einfluss dient die Veränderung der CO_2-Emissionen im Jahr 2030. Die untersuchten Parameter sind:

- die Neubaufläche,
- die Potenzialausnutzung,
- der Beitrag der erneuerbaren Energien und
- der Anteil von Heizöl und Erdgas am Verbrauch.

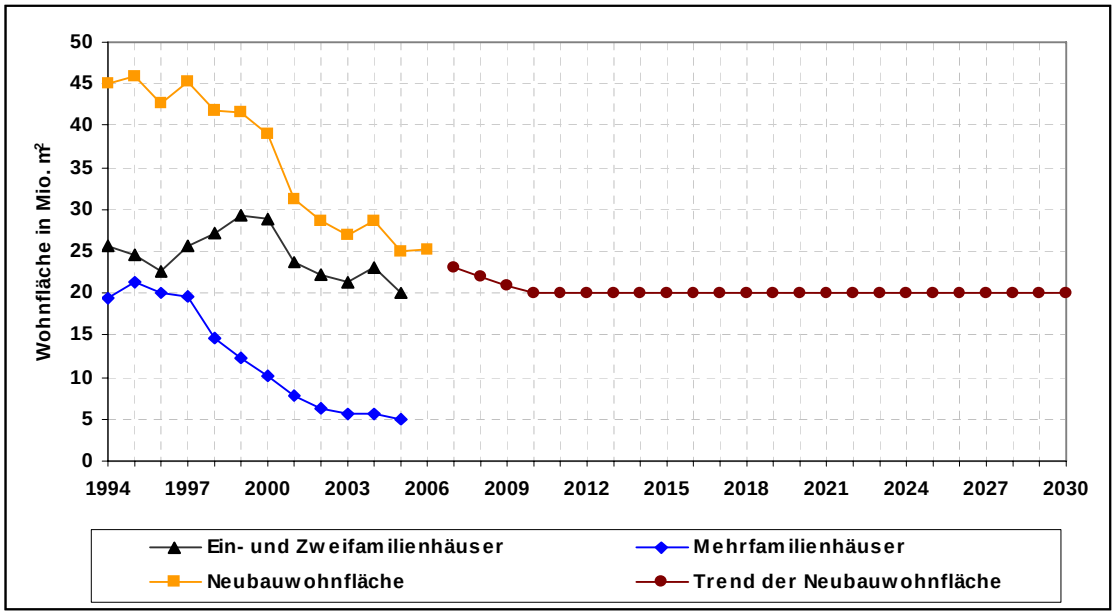
Variation der Neubaurate

Die jährliche Neubaufläche sinkt nach Erhebungen des Statistischen Bundesamtes von etwa 47 Mio. m² im Jahr 1995 auf fast 28 Mio. m^2 bis 2003 (vgl. Abbildung 4-7). Das entspricht einem Rückgang um rund 40 % in acht Jahren. Für die zukünftige Entwicklung der Neubaurate, die einen starken Einfluss auf die CO_2-Emissionen des Wohngebäudebereichs hat, wird eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt.

In Abbildung 4-7 wird der zukünftige Trend aus dem Verlauf der Entwicklung von 1994 bis 2006 extrapoliert. Das jährliche Neubauvolumen fällt im Zeitraum 2005 bis 2010 von 26 Mio. m^2 oder 250.000 Wohnungen auf 20 Mio. m^2 oder 180.000 Wohnungen. Für das Mit-Maßnahmen-Szenario werden drei Fälle mit 10 Mio. m^2, 20 Mio. m^2 und 30 Mio. m^2 untersucht. Der mittlere Fall ist der Referenzfall.

Die zukünftige Neubaurate ist ein sehr sensitiver Parameter, der die CO_2-Emissionen deutlich beeinflussen kann, wie Abbildung 4-8 zeigt. Pro 10 Mio. m^2 Neubaufläche wird die CO_2-Emission in 2030 um rund 5,4 Mt vergrößert (gleichläufiger Effekt).[13]

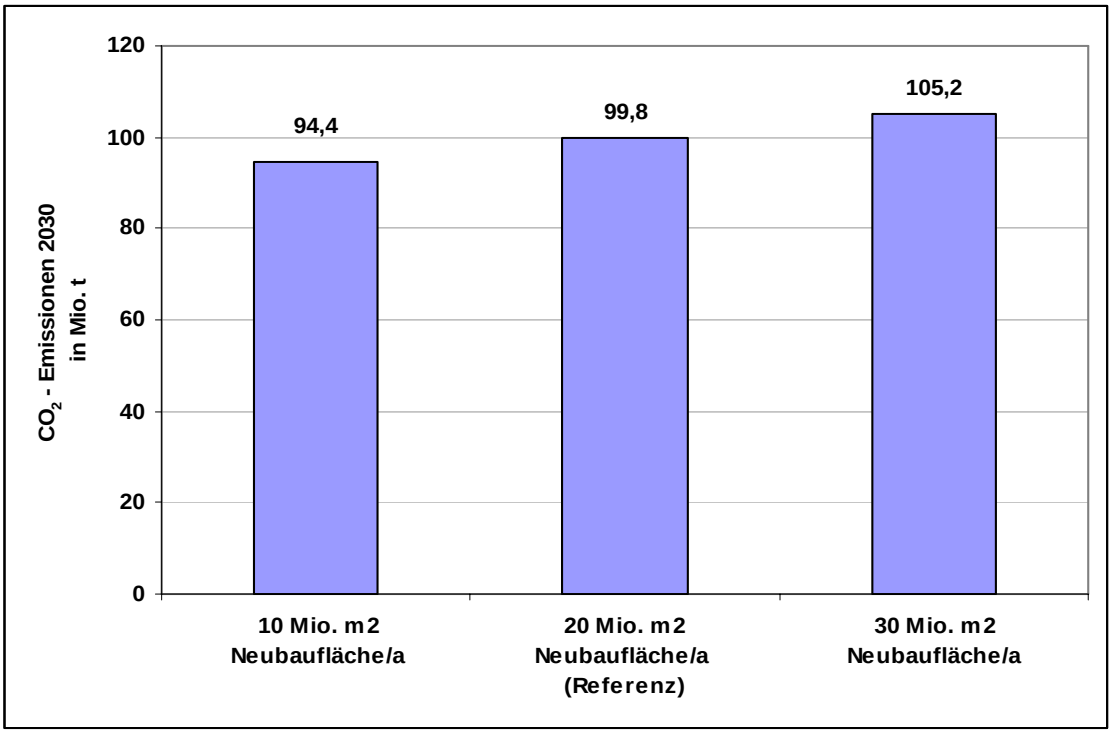
Abbildung 4-7 Entwicklung der jährlichen Neubaurate in der Vergangenheit und Prognose



Quellen: Entwicklung der Neubauwohnfläche nach dem Statistischen Bundesamt und eigene Berechnungen des Forschungszentrums Jülich, IEF-STE.

[13] Im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario (siehe Abschnitt 5.1.1) beträgt die entsprechende Zahl 4 Mt CO_2 pro 10 Mio. m^2.

Abbildung 4-8 Einfluss der Neubaurate auf die CO_2-Emissionen (2030) im Mit-Maßnahmen-Szenario



Quellen: Berechnungen des Forschungszentrums Jülich, IEF-STE.

Unterschiedlicher Beitrag der erneuerbaren Energien

Wird der Beitrag der erneuerbaren Energien in 2030 um 10 % verändert, dann verändern sich die Emissionen in Bezug auf den Energiemix im Mit-Maßnahmen-Szenario um ca. 1,5 Mt.[14]

Eine Vergrößerung des Beitrags der erneuerbaren Energien verringert die CO_2-Emissionen, während eine Verkleinerung die Emissionen ansteigen lässt (gegenläufiger Effekt).

Variation des Anteils von Heizöl und Erdgas

Wird der Beitrag von Erdgas in 2030 zu Lasten oder zu Gunsten des Heizöls um 50 PJ verändert, dann verändert sich der CO_2-Ausstoß um rund 1 Mt. Da der Emissionsfaktor von Erdgas kleiner ist als der von Heizöl, vergrößern sich die CO_2-Emissionen, wenn die Erdgasmenge kleiner wird und gleichzeitig die Heizölmenge um den gleichen Betrag ansteigt. Bei einer Umkehrung verkleinern sich die CO_2-Emissionen.

[14] Der entsprechende Wert für das Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario (siehe Abschnitt 5.1.1) beträgt ca. 1,9 Mt CO_2.

Zusammenfassende Bewertung

In allen Fällen besteht ein linearer Zusammenhang zwischen der Parametervariation und der resultierenden Veränderung der CO_2-Emissionen.

Werden alle untersuchten Parameter in den vorstehend genannten Bereichen zusammen variiert, dann verändern sich die CO_2-Emissionen in 2030 um etwa ±8 Mt bis ±10 Mt. Bezogen auf den CO_2-Ausstoß von 1990 ist das eine relative Änderung von ± 6 % bis ± 8 %.

4.2.1.2 Analyse des Nichtwohnbereichs

4.2.1.2.1 Anmerkungen zum methodischen Vorgehen

Der Bestand an Nichtwohngebäuden im Gewerbebereich weicht in einer Reihe von Punkten erheblich vom Wohngebäudebestand ab:

- Die Gebäude sind im gewerblichen Bereich sehr inhomogen, so dass sich eine übersichtliche Typologie nicht so leicht aufstellen lässt.
- Die Datenbasis ist nicht so gut und nicht so vollständig wie im Wohngebäudebereich.
- Der gesamte Energieverbrauch des Gewerbesektors enthält einen prozessbedingten Anteil und einen gebäudebedingten Anteil. Letzterer muss in der Regel aus den Energiebilanzen separiert werden.
- Einige der im Wohngebäudebereich behandelten Fördermaßnahmen sind nicht für den Gewerbebereich anwendbar.

Die Berechnung des Verbrauchs und der Emissionen im Bestand erfolgt hier grundsätzlich mit dem gleichen Ansatz und den gleichen Recheninstrumenten wie im Wohngebäudebereich. Allerdings kann der Sektor wegen des begrenzten Projektrahmens hier nur pauschal behandelt werden, d.h. es wird keine detaillierte Maßnahmenanalyse wie bei den Wohngebäuden durchgeführt. Stattdessen erfolgt eine Top-Down-Rechnung mit den festgelegten Potenzialausnutzungen. Darüber hinaus können wegen der anderen und auch unzureichenden Datensituation die im Wohngebäudebereich untersuchten Sensitivitäten nicht gerechnet werden. Den Analysen liegen die Rahmenbedingungen und Leitparameter zugrunde, die auch für den Wohngebäudebereich verwendet wurden, sofern sie für den Gewerbebereich zutreffen. Die Berechnung der CO_2-Emission erfolgt ohne die Berücksichtigung des Strom- und Fernwärmeverbrauchs (Bilanzierung nach dem Quellenprinzip). In den Energiebilanzen werden Strom und Fernwärme aus Gründen der Vollständigkeit jedoch mit aufgeführt.

Es werden die gleichen Szenarien wie für den Wohngebäudebereich gerechnet. Die Szenarien sind durch folgende Merkmale gekennzeichnet:

- Ohne-Maßnahmen-Szenario**:** Es werden keine aktiven Modernisierungsmaßnahmen zugelassen, sondern nur Bestandsveränderungen.

- Mit-Maßnahmen-Szenario: Die Trends werden fortgeschrieben und für die Potenzialausnutzung werden 32 % zugrunde gelegt.
- Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario: Dies umfasst eine Verdopplung des Beitrags erneuerbarer Energien gegenüber dem Mit-Maßnahmen-Szenario, einen verstärkten Einsatz von Brennwertkesseln, eine Forcierung der Wärmedämmung mit einer Potenzialausnutzung von 65 % (zu den Ergebnissen siehe Kapitel 6.2.2).

4.2.1.2.2 Charakterisierung der Nichtwohngebäude

Im Hinblick auf die Nutzung werden die Gebäude im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen in gemischt genutzte Gebäude und reine Nichtwohngebäude eingeteilt.

Gemischt genutzte Gebäude beherbergen meist kleinere Gewerbeflächen von Geschäften, Praxen, Büros, Dienstleistungsunternehmen, Handwerkern usw. Es sind Gewerbeflächen, die dem Sektor Kleinverbraucher zugeordnet werden. Rund 98 % der Gewerbeflächen sind kleiner als 2.500 m^2. Die mittlere Größe liegt bei nur rund 450 m^2. Es handelt sich in der Regel um Geschossbauten, die oft im Basisbereich gewerbliche Bereiche einbinden, aber z.T. auch in den Geschossen selbst. Die gemischt genutzten Gebäude lassen sich mit der Typologie für Wohngebäude der Klasse der Mehrfamilienhäuser zuordnen.

Reine Nichtwohngebäude werden von Banken, Versicherungen, Verwaltungen, Kaufhäusern, Hotels usw. sowie vom verarbeitenden Gewerbe (Produktionsgebäude) genutzt. Bei 98 % der Gebäude sind die Flächen kleiner als 20.000 m^2. Im Einzelfall können allerdings einige 100.000 m^2 erreicht werden. Der Durchschnitt liegt mit 5.000 m^2 um eine Größenordnung über dem Mittelwert der Gewerbeflächen in gemischt genutzten Gebäuden.

Bei einem Wechsel des Nutzers, der oft auch mit einem Wechsel des Gewerbes verbunden ist, kommt es häufiger zu Abrissen und Neubauten als z.B. im Wohngebäudebereich (Kleemann et al. 2000). Grundsätzlich ist die Lebensdauer der gewerblich genutzten Gebäude wegen der hohen Beanspruchung oft kürzer als die Lebensdauer von Wohngebäuden. Die relativ hohe Abrissrate alter oder nicht mehr benötigter Gebäude wird nur geringfügig von der Neubaurate übertroffen. Daher ändert sich die Gewerbefläche in Zukunft relativ wenig. Sie steigt von 1,1 Mrd. m^2 in 2005 auf nur 1,18 Mrd. m^2 bis 2030 an. Dies entspricht einer Wachstumsrate von lediglich 7 % in 25 Jahren.

Die Unterscheidung nach den oben genannten Nutzungsarten ist im Hinblick auf die Energieverbräuche von Bedeutung. So sind die flächenspezifischen Jahresverbräuche in den Gebäuden mit gemischter Nutzung im Wesentlichen durch den Raumwärme- und Warmwasserbedarf bestimmt. Sie sind interessanterweise im Mittel mit 220 kWh/m^2 etwa so groß wie in reinen Wohngebäuden. In reinen Nichtwohngebäuden, die keine Produktionsgebäude sind, liegen die flächenspezifischen Verbräuche für Raumwärme und Warmwasser bei durchschnittlich 190 kWh/m^2. Insgesamt ist der Anteil der Ge-

ringverbraucher mit niedrigen Energiekennzahlen relativ hoch. Zum Teil dürfte es sich hier u.a. um gering beheizte Lagerhallen oder um zeitweisen Leerstand etc. handeln. Der gewerblich bedingte Mehrverbrauch für Prozesswärme in Produktions- und Fertigungsgebäuden liegt im Durchschnitt im Bereich von 400 bis 800 kWh/m^2.

4.2.1.2.3 Energieverbrauch bis 2030

Die folgenden Abbildungen und die Tabelle zeigen die Entwicklung des Energieverbrauchs bis 2030. Strom und Fernwärme sind der Vollständigkeit halber mit aufgeführt. Die Zahlen von 1990 bis 2005 sind aus den Daten der AG Energiebilanzen 2006b abgeleitet. Der Gesamtverbrauch sinkt im Mit-Maßnahmen-Szenario bis 2030 um 27 %. Die Erklärungen für diesen starken Abfall wurden im vorangehenden Kapitel gegeben.

Bei der Entwicklung der Energieträgerstruktur zeigt sich folgendes Bild: Gas kann im Mit-Maßnahmen-Szenario den Rückgang des Verbrauchs ab 2005 durch Neuanschlüsse nicht kompensieren. Deutlich stärker als Gas nimmt der Verbrauch von Heizöl und Fernwärme ab.

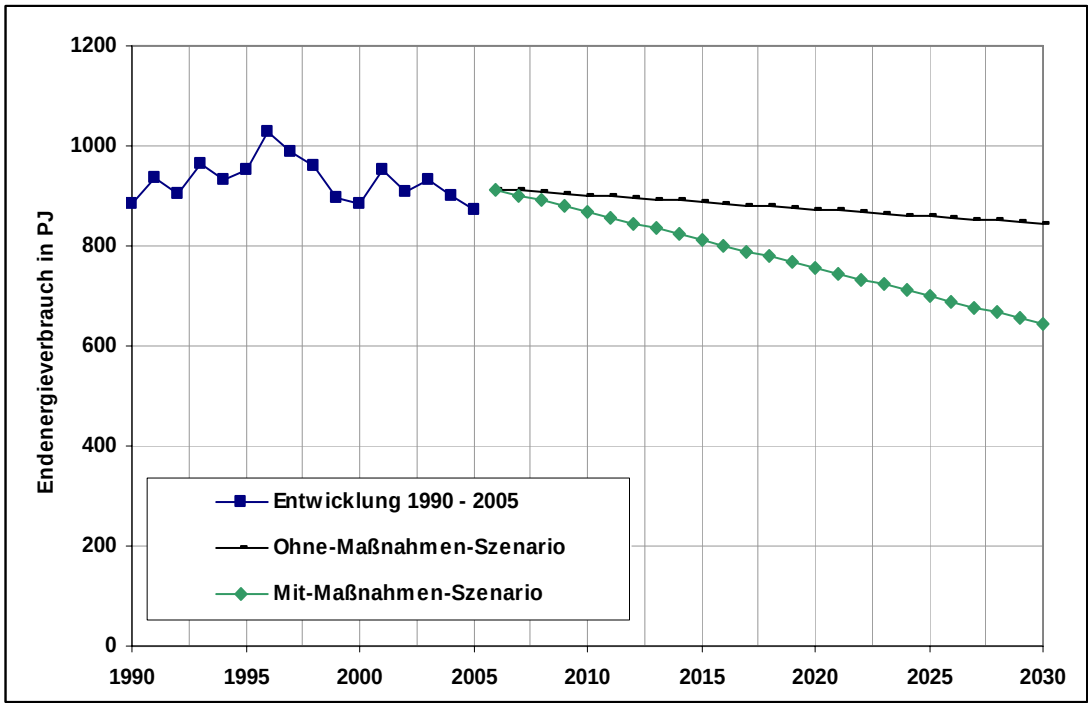
Anders verläuft die Entwicklung für den Stromverbrauch. Im Mit-Maßnahmen-Szenario wird ab 2005 durch weitere Neuanschlüsse noch eine Steigerung des Verbrauchs bis 2030 erwartet.

Der Stromverbrauch umfasst folgende Anwendungen: Warmwasserbereitung, Hilfsenergie für den Betrieb von Öl- und Gaskesseln und Strom für die Klimatisierung und Lüftung. Allerdings ist hier anzumerken, dass die Datenbasis sehr unsicher ist.

Die erneuerbaren Energien in Form von Biomasse und Sonnenenergie nehmen relativ stark zu, bewegen sich aber absolut immer noch auf niedrigem Niveau. Auch hier ist die vorhandene Datenbasis unzureichend.

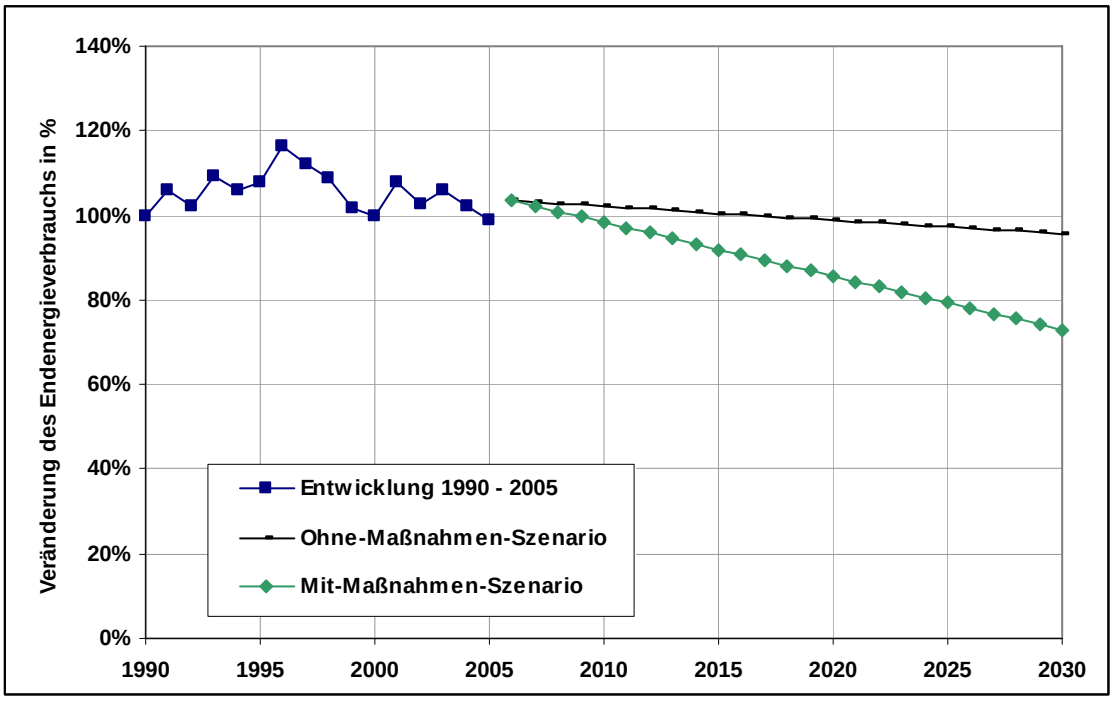
Der Verlauf im OMS ergibt sich aus den im Vergleich zum Wohngebäudesektor höheren Erneuerungsraten.

Abbildung 4-9 Gesamter Endenergieverbrauch im Bereich der Nichtwohngebäude von 1990 bis 2030 in PJ



Quellen: Berechnungen des Forschungszentrums Jülich, IEF-STE.

Abbildung 4-10 Gesamter Endenergieverbrauch im Bereich der Nichtwohngebäude von 1990 bis 2030 in Prozent



Quellen: Berechnungen des Forschungszentrums Jülich, IEF-STE.

Tabelle 4-13 Entwicklung der Energieverbrauchsstruktur für die Nichtwohngebäude, 1990 bis 2030

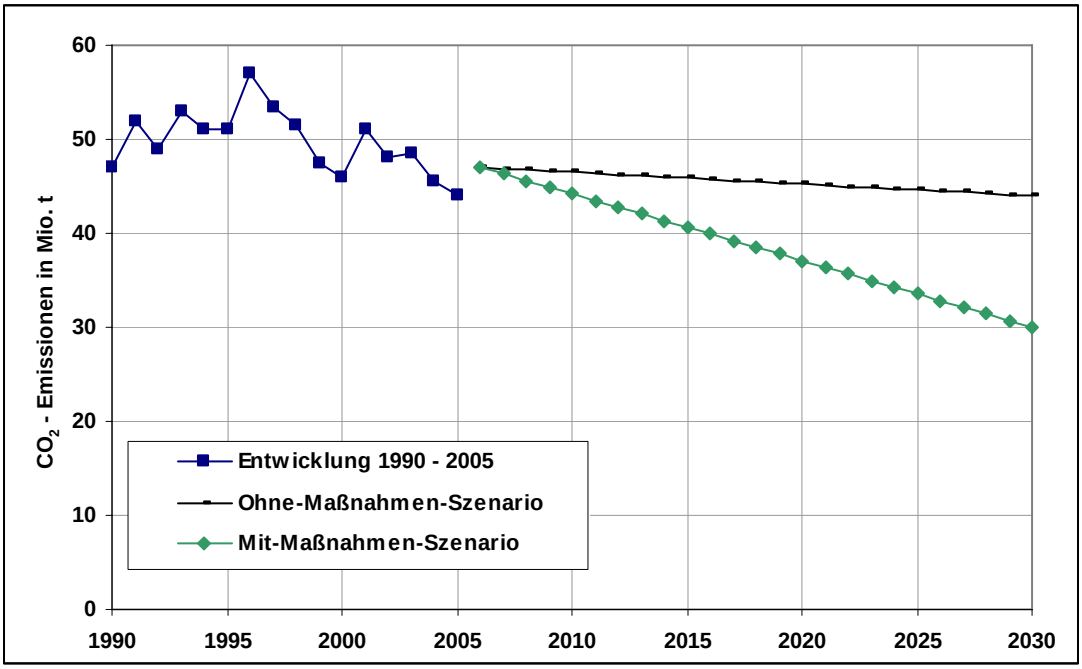
	1990	2000	2006	2010	2015	2020	2025	2030
	PJ							
Gas	298	444	479	461	440	419	397	376
Heizöl	405	279	270	246	215	184	153	122
Biomasse	0	2	3	4	5	6	7	8
Sonne	0	1	2	2	2	3	3	4
Strom	59	68	67	68	69	70	71	72
Fernwärme	121	89	92	87	80	74	68	62
Summe	883	883	913	868	812	756	700	644

Quellen: Berechnungen des Forschungszentrums Jülich, IEF-STE.

4.2.1.2.4 Entwicklung der CO_2-Emissionen bis 2030

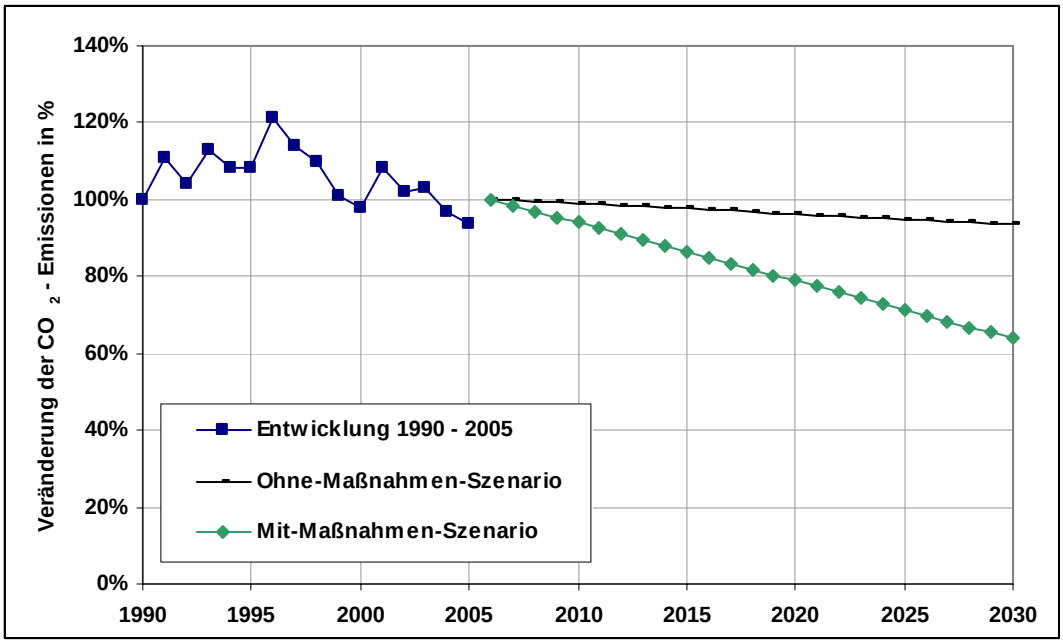
Die Entwicklung der Emission aus der Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung zeigt von 1990 bis 2005 einen unregelmäßigen Verlauf, der im Trend abfällt wie im Wohngebäudebereich. Die Emissionen im Jahr 1990 mit 47 Mt sinken bis 2005 auf 44 Mt (vgl. Abbildung 4-11). Der Mittelwert der letzten fünf Jahre von 2001 bis 2005 dient als Orientierungswert für das Anschlussniveau der prognostizierten Entwicklung ab 2005. Er beträgt rund 47 Mt und stimmt mit dem Ausgangswert von 1990 überein. Der Verlauf im OMS ergibt sich aus den im Vergleich zum Wohngebäudesektor höheren Erneuerungsraten.

Abbildung 4-11 Entwicklung der CO_2-Emissionen im Bereich der Nichtwohngebäude von 1990 bis 2030 in Mt



Quellen: Berechnungen des Forschungszentrums Jülich, IEF-STE.

Abbildung 4-12 Entwicklung der CO_2-Emissionen im Bereich der Nichtwohngebäude von 1990 bis 2030 in Prozent



Quellen: Berechnungen des Forschungszentrums Jülich, IEF-STE.

Im Mit-Maßnahmen-Szenario werden bis 2030 die Emissionen auf 30 Mt verringert, was einer Minderungsrate, bezogen auf 1990 oder auf 2006, von 36 % entspricht. Die starke Reduktion entsteht durch Kesselerneuerungen, Sanierungseffekte an der Gebäudehülle und durch den zunehmenden Einsatz von Solaranlagen und Biomassefeuerungen. Darüber hinaus wird ein erheblicher Anteil der Minderung durch den Abriss verursacht. Alte, meist schlecht gedämmte Gebäude werden eher durch neue Gebäude ersetzt. Die Erneuerungszyklen sind wesentlich kürzer als im Wohngebäudebereich.

Tabelle 4-14 Entwicklung der CO_2-Emissionen im Bereich der Nichtwohngebäude von 1990 bis 2030

	1990	2000	2006	2010	2015	2020	2025	2030
	Mio. t CO_2							
Entwicklung 1990 - 2005	47	46						
Ohne-Maßnahmen-Szenario			47	47	46	45	45	44
Mit-Maßnahmen-Szenario			47	45	41	37	34	30
				Veränderung ab 1990 in %				
Ohne-Maßnahmen-Szenario				-1	-3	-5	-6	-8
Mit-Maßnahmen-Szenario				-6	-14	-21	-29	-36
				Veränderung ab 2006 in %				
Ohne-Maßnahmen-Szenario				-1	-3	-4	-6	-8
Mit-Maßnahmen-Szenario				-6	-14	-21	-29	-36

Quellen: Berechnungen des Forschungszentrums Jülich, IEF-STE.

4.2.1.2.5 Einsparpotenzial durch Stromeinsparung bei Klimaanlagen

Aufgrund der unzureichenden Datenlage können die folgenden Analysen nur grobe Anhaltszahlen liefern.

Der gesamte Endenergieverbrauch der gewerblichen Klimaanlagen in den Sektoren Verwaltung, Handel und Dienstleistungen wird für 2005 auf gut 50 TWh (280 PJ) geschätzt. Dieser Verbrauch kann bei linearer Trendextrapolation bis 2030 um rund 50 % anwachsen. Der Stromverbrauch wird anteilig mit einem Prozentsatz ermittelt, der knapp 30 % beträgt. In der folgenden Analyse wird nur dieser Stromanteil betrachtet.

Aus den Angaben in Schiller (2004) lässt sich für den Renovierungszyklus von Klimaanlagen ein Zeitbereich von 20 bis 40 Jahren ableiten. Die ersten Anlagen werden bereits nach 20 Jahren Betriebszeit renoviert und die letzten erst nach 40 Jahren. Der Mittelwert liegt bei 30 Jahren.

Unterstellt man, dass die Renovierung im Bestand ein mehr oder weniger kontinuierlicher Prozess ist, dann beträgt die Sollsanierungsrate bei 30 Jahren im Mittel rund 3,3 % pro Jahr. Die Sollsanierungsrate gibt an, wie viel Prozent des Anlagenbestands im Mittel pro Jahr renoviert werden.

Die Einsparpotenziale bei der Sanierung alter Anlagen werden für den Bestand im Mittel mit 30 % angegeben. Werden jährlich rund 3,3 % der Anlagen saniert, dann ergibt sich eine mittlere jährliche Einsparung von rund 1 %, bezogen auf den Gesamtverbrauch.

Die erzielbaren Verbesserungen durch Betriebsoptimierungen werden auf durchschnittlich 12 % für den Bestand geschätzt. In Schiller (2004) ist unterstellt, dass die gesamten Einsparpotenziale durch Betriebsoptimierung von 2006 bis 2010 umgesetzt werden können. Dies muss als eine zu optimistische Annahme eingestuft werden. Für die Rechnung wird deshalb eine Umsetzung bis 2015 unterstellt.

Damit ergeben sich ab 2007 bis 2010 Einsparungen durch Sanierungen und Betriebsoptimierungen von knapp 0,6 Mt CO_2. Bis 2015 wachsen die Einsparungen auf rund 1,6 Mt an. Durch die zusätzlichen Emissionen der von 2007 bis 2015 voraussichtlich neu installierten Klimaanlagen wird diese Einsparung völlig kompensiert.

4.2.2 Elektrische Haushaltsgeräte

4.2.2.1 Vorbemerkungen

Für das Mit-Maßnahmen-Szenario im Bereich der Elektrogeräte in den privaten Haushalten werden die Annahmen zur Technik- und Mengenkomponente des Stromverbrauchs sowie der daraus resultierende Stromverbrauch aus dem Ölpreisszenario von EWI/Prognos (2006) übernommen (Tabelle 4-15 bis Tabelle 4-17).

Tabelle 4-15 Energieverbrauch für Elektrogeräte nach EWI/Prognos – Stromverbrauch pro Gerät (reine Technikkomponente o. Veränderung von Nutzungsintensitäten o. ä.)

	Einheit	2002	2010	2015	2020	2025	2030
Licht	kWh/ Gerät	291	247	222	196	188	179
Kühlschrank	kWh/ Gerät	255	220	205	190	177	163
Kühl-Gefrier-Gerät	kWh/ Gerät	274	238	222	205	191	177
Gefrier-Gerät	kWh/ Gerät	264	231	216	200	187	174
Waschmaschine	kWh/ Gerät	146	123	117	111	108	104
Waschtrockner	kWh/ Gerät	406	372	354	336	322	307
Wäschetrockner	kWh/ Gerät	273	252	239	226	215	203
Geschirrspüler	kWh/ Gerät	214	197	189	181	174	166
Farb-TV	kWh/ Gerät	165	182	180	178	155	131
SW-TV	kWh/ Gerät	0	0	0	0	0	0
Radio-HiFi	kWh/ Gerät	36	36	36	36	36	36
Video	kWh/ Gerät	72	72	72	72	72	71
Bügeleisen	kWh/ Gerät	25	25	25	25	25	25
Staubsauger	kWh/ Gerät	24	24	24	24	24	24
Kaffeemaschine	kWh/ Gerät	60	60	60	60	60	60
Toaster	kWh/ Gerät	25	25	25	25	25	25
Fön	kWh/ Gerät	25	25	25	25	25	25
Dunstabzugshaube	kWh/ Gerät	45	45	45	45	45	45
Mikrowelle	kWh/ Gerät	35	35	35	35	35	35
PC (incl. Nutzungskomponente)	kWh/ Gerät	232	232	231	229	228	226
Gemeinschaftsbeleuchtung u.ä.	kWh/ Gerät	87	81	78	75	74	72

Quelle: EWI/Prognos 2006.

Tabelle 4-16 Energieverbrauch für Elektrogeräte nach EWI/Prognos 2006 – Anzahl der Geräte (Mengenkomponente des Stromverbrauchs)

	Einheit	2002	2010	2015	2020	2025	2030
Licht	Mio.	38,8	39,7	39,9	40,0	39,9	39,7
Kühlschrank	Mio.	29,1	26,7	25,4	24,0	23,0	21,9
Kühl-Gefrier-Gerät	Mio.	13,1	15,1	16,1	17,1	17,7	18,3
Gefrier-Gerät	Mio.	24,2	27,8	29,6	31,4	33,3	35,1
Waschmaschine	Mio.	34,2	34,3	33,4	32,5	30,5	28,4
Waschtrockner	Mio.	2,6	4,0	5,3	6,6	8,8	10,9
Wäschetrockner	Mio.	13,9	19,0	21,0	23,0	22,3	21,5
Geschirrspüler	Mio.	21,0	26,9	28,7	30,4	31,3	32,2
Farb-TV	Mio.	58,2	61,1	62,0	62,9	63,4	63,8
SW-TV	Mio.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Radio-HiFi	Mio.	38,8	39,7	39,9	40,0	39,9	39,7
Video	Mio.	28,8	34,3	35,6	36,8	37,5	38,1
Bügeleisen	Mio.	37,7	38,8	39,2	39,5	39,4	39,2
Staubsauger	Mio.	38,3	39,3	39,5	39,6	39,5	39,3
Kaffeemaschine	Mio.	36,6	38,2	38,8	39,4	39,6	39,7
Toaster	Mio.	34,6	36,3	37,0	37,6	38,0	38,3
Fön	Mio.	30,9	32,6	33,2	33,8	34,3	34,7
Dunstabzugshaube	Mio.	21,6	24,9	25,9	26,8	27,3	27,8
Mikrowelle	Mio.	24,7	31,6	33,9	36,2	36,8	37,4
PC	Mio.	39,3	72,8	86,0	99,1	100,3	101,5

Quelle: EWI/Prognos 2006.

Tabelle 4-17 Energieverbrauch für Elektrogeräte nach EWI/Prognos 2006 – Stromverbrauch der Geräte

	Einheit	2002	2010	2015	2020	2025	2030
Licht	Mio.	38,8	39,7	39,9	40,0	39,9	39,7
Kühlschrank	Mio.	29,1	26,7	25,4	24,0	23,0	21,9
Kühl-Gefrier-Gerät	Mio.	13,1	15,1	16,1	17,1	17,7	18,3
Gefrier-Gerät	Mio.	24,2	27,8	29,6	31,4	33,3	35,1
Waschmaschine	Mio.	34,2	34,3	33,4	32,5	30,5	28,4
Waschtrockner	Mio.	2,6	4,0	5,3	6,6	8,8	10,9
Wäschetrockner	Mio.	13,9	19,0	21,0	23,0	22,3	21,5
Geschirrspüler	Mio.	21,0	26,9	28,7	30,4	31,3	32,2
Farb-TV	Mio.	58,2	61,1	62,0	62,9	63,4	63,8
SW-TV	Mio.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Radio-HiFi	Mio.	38,8	39,7	39,9	40,0	39,9	39,7
Video	Mio.	28,8	34,3	35,6	36,8	37,5	38,1
Bügeleisen	Mio.	37,7	38,8	39,2	39,5	39,4	39,2
Staubsauger	Mio.	38,3	39,3	39,5	39,6	39,5	39,3
Kaffeemaschine	Mio.	36,6	38,2	38,8	39,4	39,6	39,7
Toaster	Mio.	34,6	36,3	37,0	37,6	38,0	38,3
Fön	Mio.	30,9	32,6	33,2	33,8	34,3	34,7
Dunstabzugshaube	Mio.	21,6	24,9	25,9	26,8	27,3	27,8
Mikrowelle	Mio.	24,7	31,6	33,9	36,2	36,8	37,4
PC	Mio.	39,3	72,8	86,0	99,1	100,3	101,5

Quelle: EWI/Prognos 2006.

Diese erscheinen, auch im Vergleich zu einer fast zeitgleich erschienene Untersuchung von Fraunhofer ISI/FfE/TU Dresden (2005) zum Energieverbrauch strombetriebener Haushalts- und Bürogeräte, plausibel. Auch wenn ein direkter Vergleich beider Studien aus methodischen Gründen und aufgrund des unterschiedlichen Zeithorizonts nicht möglich ist, so ist doch festzustellen, dass die Grundannahmen zu wesentlichen Trends in beiden Studien ähnlich sind und auch die Richtung der Entwicklung ähnlich eingeschätzt wird. Dies gilt für die Einsparpotenziale bei den großen Haushaltsgeräten, den Trend zu sparsameren TFT-Bildschirmen bei gleichzeitig größeren Monitoren bzw. zu Plasmabildschirmen, die Reduktion des Stand-by-Verbrauchs sowie den Trend zu einem höheren Stromverbrauch aufgrund des Mengenwachstums bei IuK-Anwendungen (Router, Set-top-Boxen u.ä.).

Die vor allem im Bereich der Elektrogroßgeräte in der Vergangenheit beobachtete kontinuierliche Verbesserung der Energieeffizienz wird im EWI/Prognos-Szenario auch für die Zukunft fortgeschrieben, ohne dass mit gravierenden technologischen Veränderungen gerechnet wird. Als wesentliche Treiber für diese Entwicklung werden von EWI/Prognos die Energieverbrauchskennzeichnungsverordnung (EnVKV) sowie die Energieverbrauchshöchstwerteverordnung (EnVKH) angesehen. Die rechtliche Grundlage für beide Maßnahmen bildet das Energieverbrauchskennzeichnungsgesetz (EnVKG). Weitere Maßnahmen werden nicht explizit genannt.

Da EWI/Prognos auch die Technikentwicklung von Geräten der Unterhaltungselektronik und PCs prognostizieren, dürfte dort implizit – wie in der Untersuchung von Fraunhofer ISI/FfE/TU Dresden - auch der Einfluss der für diese Gerätegruppen auf EU-Ebene vereinbarten freiwilligen Selbstverpflichtungen mit den Geräteherstellern sowie der freiwilligen Kennzeichnungen des Energieverbrauchs berücksichtigt worden sein. Dies sind:

- Freiwillige Kennzeichnungen wie Energy Star, GEEA-Label, Blauer Engel, EU-Umweltkennzeichen, Energy+.
- Die Anforderungen aktueller Hersteller-Selbstverpflichtungen zur Reduktion des Stromverbrauchs elektrischer Geräte, die sich vor allem auf den Bereich der Unterhaltungselektronik konzentrieren:
  - Vereinbarung (negotiated agreement) zwischen EU-Kommission und EACEM über Standby-Verluste von Audio-Geräten aus dem Jahr 2000.
  - Code of Conduct über die Energieeffizienz externer Netzteile (external power supplies) aus dem Jahr 2000.
  - Code of Conduct über die Energieeffizienz digitaler TV-Systeme (Version 2) aus dem Jahr 2003.
  - Selbstverpflichtung der Industrie zur Verbesserung der Energieeffizienz von Geräten der Unterhaltungselektronik (Industry Self-Commitment to Improve the Energy performance of Household Consumer Electronic Products sold in the EU) aus dem Jahr 2003.

Eine Quantifizierung des Einfluss dieser Maßnahmen auf die Entwicklung der Energieeffizienz der Geräte ist allerdings kaum möglich und wird auch hier nicht vorgenommen.

Eine weitere Maßnahme, die den Energieverbrauch von Elektrogeräten im Referenzszenario beeinflusst haben könnte, ist die im Oktober 2003 gestartete "Initiative EnergieEffizienz" der Deutschen Energie-Agentur (dena) in Kooperation mit Unternehmen aus der Energiewirtschaft. Auch hier wird es schwierig sein, dieser informativen Maßnahme konkrete Einsparwirkungen quantitativ zuzuordnen.

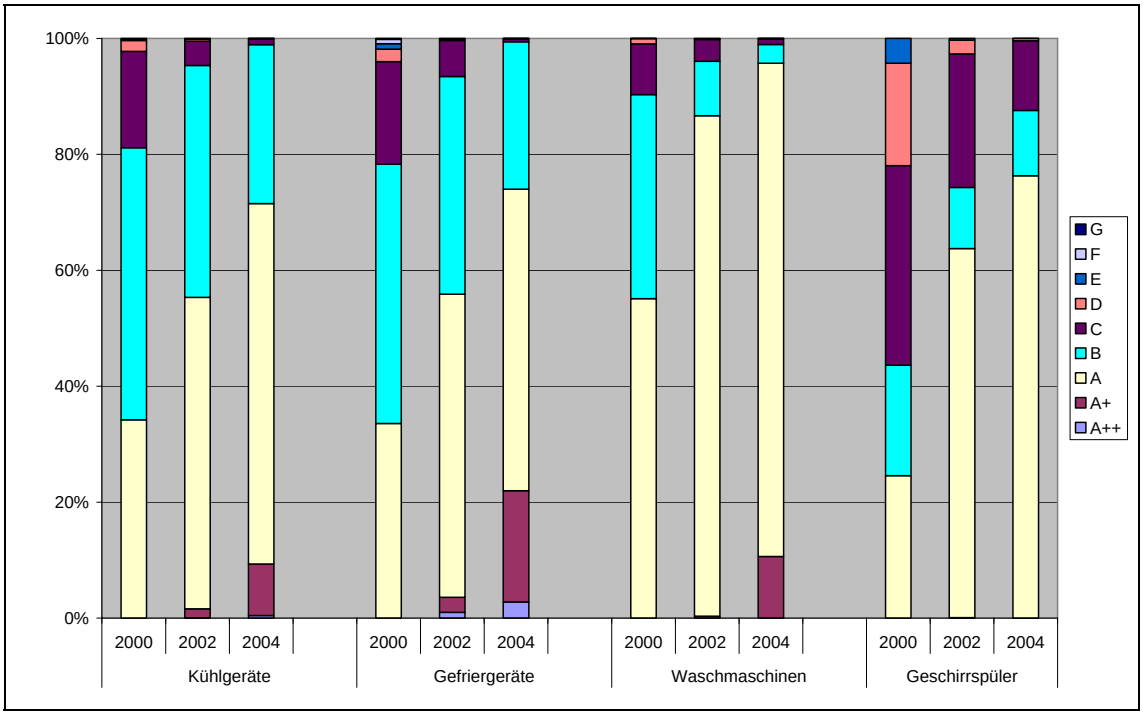
4.2.2.2 Energieverbrauchskennzeichnungsverordnung (EnVKV) und Energieverbrauchshöchstwerteverordnung (EnVHV)

Das revidierte Energieverbrauchskennzeichnungsgesetz (EnVKG) vom 30. Januar 2002 (BGBl. I 2002, 570) bildet die rechtliche Grundlage sowohl für die Energieverbrauchskennzeichnungsverordnung (EnVKV) als auch für die Energieverbrauchshöchstwerteverordnung (EnVHV). Die EnVKV regelt die verpflichtende Kennzeichnung des Energieverbrauchs und anderer wichtiger Ressourcen von Geräten, wobei derzeit folgende Geräte erfasst sind: Haushaltskühl- und Gefriergeräte, Waschmaschine, Wasch-/Wäschetrockner, Geschirrspüler, bestimmte Haushaltslampen und Haushaltsleuchtstofflampen, elektrische Backöfen und Raumklimageräte. Nach der EnVHV können zulässige Höchstwerte für den Energieverbrauch festgelegt werden, derzeit gilt dies nur für Kühl- und Gefriergeräte und einen Teil der Haushaltslampen.

Eine erste Evaluierung der Energieverbrauchskennzeichnungsverordnung wurde von Fraunhofer ISI/GfK (2001) durchgeführt. Der Schwerpunkt dieser Evaluierung lag allerdings nicht bei der Ermittlung der mittels der EnVKV erzielten Energieeinsparungen

und CO_2-Minderungen, sondern auf der Überprüfung des Umsetzungsgrades der aus der Verordnung resultierenden Verpflichtungen zur Gerätekennzeichnung im Handel. Es hat sich gezeigt, dass die Kennzeichnungspflicht je nach beobachtetem Vertriebsweg und Gerätetyp sehr unterschiedlich befolgt wurde. Die durch die Kennzeichnung bewirkten Stromeinsparungen und CO_2-Minderungen wurden auf Basis der bis 2000 beobachteten und bis 2010 erwarteten Verschiebungen der Geräteverkäufe zugunsten besserer Effizienzklassen abgeschätzt. Obwohl der Befolgungsgrad der EnVKV im Handel eher unbefriedigend war – nur 36 % der in den Verkaufsräumen ausgestellten Geräte waren vollständig gekennzeichnet, 44 % der Geräte waren überhaupt nicht etikettiert – zeigte die Verbrauchskennzeichnung in dieser Hinsicht eine deutliche Wirkung. Denn schon im Jahr 2000 war der Anteil der Geräte mit der Effizienzklasse A in Deutschland relativ hoch und hat seither noch deutlich zugenommen hat (Abbildung 4-13). Nach Schätzungen des Fraunhofer ISI beliefen sich die durch die eingetretene Verschiebung der Labelklassen erzielten Stromeinsparungen bis einschließlich 1999 auf rund 0,5 TWh[15] und ab dem Jahr 2000 bis 2004 auf rund 2,2 TWh (Tabelle 4-18).

Abbildung 4-13 Verkauf von Haushalts-Elektrogeräten nach Energieeffizienzklassen in Deutschland



Quelle: Gfk Handelspanel.

Die so berechnete Bruttoeinsparung zeigt die gesamte Vermeidung der CO_2-Emissionen durch die Verschiebung der Geräteverkäufe in den verschiedenen Effizienzklassen (Tabelle 4-18). Diese ist zwar zum größeren Teil durch die EnVKV und die EnVHV

[15] Dieser Wert ist bereits im Ohne-Maßnahmen-Szenario (OMS) enthalten.

bedingt, weitere Einflussfaktoren sind jedoch der autonome energietechnische Fortschritt sowie informative Maßnahmen über die Energieetikettierung. Eine Herausrechnung dieser Einflussfaktoren aus der in Tabelle 4-18 abgeschätzten Gesamteinsparung ist jedoch methodisch problematisch und wird deshalb hier nicht vorgenommen[16]. Um Doppelzählungen zu vermeiden, wird der Einfluss informativer Maßnahmen, wie insbesondere die "Initiative EnergieEffizienz" der dena, nicht separat quantifiziert (siehe unten).

Tabelle 4-18 Abschätzung der Einsparung durch die Energieverbrauchskennzeichnungsverordnung(EnVKV) und die Energieverbrauchshöchstwerteverordnung (EnVHV) im Mit-Maßnahmen-Szenario

	1999	2004	2010	2015	2016 (2020)	2030
Einsparung [TWh]	(0,5) 1)	2,2	5,7	8,8	9,4	9,4

1) Im Ohne-Maßnahmen-Szenario berücksichtigt.

Quellen: Fraunhofer ISI/GfK 2001; Eichhammer et al. 2006; Schätzungen Fraunhofer ISI.

Für die kommenden Jahre wird angenommen, dass bei Fortbestehen der EnVKV und der EnVHV in ihrer derzeitigen Form durch eine weitere Erhöhung der Anteile von A-Geräten (und zunehmend A+ und A++-Geräten) Einsparungen in ähnlicher Größenordnung wie im Zeitraum 2000-2004 erzielt werden können. Dies erscheint auch deshalb plausibel, als sich das Wissen über die Energieeffizienzklassen von Haushaltsgeräten in den Haushalten in den letzten Jahren deutlich erhöht hat. Während bei einer im Dezember 2002 durchgeführten Befragung (Fraunhofer ISI et al. 2004) nur zwischen 23 % (Waschmaschinen) und 16 % (Kühlschränke) der Haushalte die Effizienzklasse ihrer Geräte kannten, hatte sich dieser Anteil bei einer im November 2006 durchgeführten ähnlichen Befragung (Fraunhofer ISI/GfK 2007) nahezu verdoppelt und lag zwischen 35 % (Kühl- und Gefriergeräte) und 45 % (Waschmaschinen, Spülmaschinen, Trockner). Außerdem gaben hier 95 % der Haushalte an, beim Kauf eines neuen Haushaltsgerätes auf das Energielabel zu achten. Bei einer Fortschreibung der im Zeitraum 2000-2004 erzielten Einsparungen bis zum Jahr 2010 ergibt sich eine Stromeinsparung in Höhe von 5,7 TWh, die sich bis zum Jahr 2016[17] auf rund 9,4 TWh erhöht. Für die Jah-

[16] In IER/Prognos (2004) wird versucht, die Stromeinsparung und CO_2-Vermeidung abzuschätzen, die direkt der EnVKV zuzurechnen ist. Bei dieser Wirkungsschätzung wurde auf die Verringerung des Geräteverbrauchs abgestellt, der sich durch die EnVKV gegenüber einer – hypothetischen – Trendentwicklung ergibt. Danach würde durch die bis 2003 in Gebrauch genommen Geräte, deren Stromverbrauch durch die EnVKV gegenüber dem Trend vermindert ist, im Jahr 2003 nur knapp 0,5 TWh Strom eingespart, d. h. diese Einsparung wäre deutlich geringer als die durch die Verschiebung der Labelklassen berechnete Bruttoeinsparung.

[17] Das Jahr 2016 ist insofern interessant, als es das Ende des Wirkungszeitraumes der am 17. Mai 2006 in Kraft getretenen Richtlinie 2006/32/EG über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen darstellt. Denn für das im Wirkungszeitraum der EDL-Richtlinie, 2008-2016, zu erreichende nationale Einsparziel von 9 % des Endenergieverbrauchs (ohne dem Emissionshandel unterliegende Unternehmen) können auch die Wirkungen früherer Maßnahmen zur Energieeinsparung (bis 1995) berücksichtigt werden (Anrechnung von "Early Actions"). Würden die in diesem Zeitraum noch durch die EnVKV und

re nach 2016 wird dann jedoch angenommen, dass von der Energieverbrauchskennzeichnungsverordnung in ihrer derzeitigen Form keine nennenswerte Wirkung mehr ausgeht, sondern diese durch weitergehende Maßnahmen ersetzt wird, die im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario berücksichtigt werden. Für den gesamten Untersuchungszeitraum 2000-2030 ergibt sich damit eine im Wesentlichen der EnVKV und EnVHV zuzurechnende Brutto-Stromeinsparung in Höhe von 9,4 TWh.

4.2.2.3 Initiative EnergieEffizienz

Die "Initiative EnergieEffizienz" wurde im Oktober 2002 von der Deutschen Energie-Agentur (dena) in Kooperation mit Unternehmen aus der Energiewirtschaft (EnBW, E.ON, RWE, Vattenfall Europe) gestartet (www.initiative-energieeffizienz.de). Ziel der breit angelegten Energieeffizienzkampagne ist die Erhöhung der Stromeffizienz in Deutschland. Bis Ende 2004 konzentrierte sich die Initiative dabei auf die privaten Haushalte[18], und zwar auf folgende Bereiche:

- Reduzierung der Standby-Verluste durch Geräte der Unterhaltungselektronik und Bürogeräte,
- Förderung einer effizienten Beleuchtung,
- Erhöhung der Energieeffizienz der großen elektrischen Haushaltsgeräte.

Ziel der Kampagne ist die Information der privaten Haushalte über Möglichkeiten der Stromeinsparung, wobei Gerätehändler und regionale Informationskanäle auf Länderebene einbezogen werden. Eine Quantifizierung von Einsparwirkungen, die direkt der Initiative EnergieEffizienz zuzuordnen sind, ist jedoch kaum möglich. Im Hinblick auf die elektrischen Haushaltsgeräte dürfte der Effekt außerdem weitgehend schon in der Wirkungsabschätzung der EnVKV enthalten sein, da die Kampagne ja in erster Linie auf die Erhöhung des Geräteverkaufs in hohen Energieeffizienzklassen abzielt. Inwieweit die Marktdurchdringung hoch effizienter Haushaltsgeräte ohne die Initiative möglicherweise geringer ausgefallen wäre, lässt sich jedoch nicht zuverlässig abschätzen. Auch für die anderen beiden Bereiche (Beleuchtung, Standby-Verluste) ist eine Wirkungsabschätzung methodisch schwierig.

Leichter zu evaluieren ist die Wirkung der Kampagne in Bezug auf allgemeine Wahrnehmung des Themas "Energieeffizienz" in der Bevölkerung und die konkrete Bekanntheit der Kampagne bei den Verbrauchern. Eine solche Evaluierung wurde für den ersten Teil der Kampagne bis Ende 2004, der sich nur auf die privaten Haushalte bezog, projektbegleitend von forsa (2005) im Auftrag der dena durchgeführt. Die Evaluierung erfolgte getrennt für die Handlungsfelder "Standby", "Beleuchtung" und "Weiße Ware". Insgesamt zeigte die Evaluierung, dass sowohl die allgemeine Bekanntheit des Themas

die EnVHV erzielten Stromeinsparungen angerechnet, könnte dies nach Berechnungen des Fraunhofer ISI (Eichhammer et al. 2006) eine Einsparung von bis zu 5,6 TWh bedeuten.

[18] Seit 2005 werden auch die Sektoren Industrie und GHD einbezogen.

"Energieeffizienz" als auch die konkrete Kampagnenbekanntheit im Erhebungszeitraum (Mai 2003 bis Ende 2004) langsam, aber kontinuierlich und signifikant zugenommen haben (letztere von 6 % auf 10 %). Die stärkste und schnellste Wirkung war bei der "Weißen Ware" zu beobachten, vor allem im Hinblick auf Wertschätzung und Bekanntheit des EU-Labels. Im Handlungsfeld "Standby" ließen sich erst gegen Ende des Erhebungszeitraumes signifikante Veränderungen der Wahrnehmung nachweisen, bei Beleuchtung wurde das Thema "Stromverbrauch" ebenfalls stärker wahrgenommen, was sich jedoch noch nicht in signifikanten Veränderungen des Kaufverhaltens niederschlug. Generell ist außerdem festzustellen, dass sich nicht alle im Rahmen der Evaluierung festgestellten Veränderungen der Wahrnehmung bezüglich der Energieeffizienz allein der "Initiative Energieffizienz" zuzurechnen sein müssen.

Insgesamt dürfte damit nach diesen Ergebnissen die größte Wirkung der Kampagne im Bereich der "Weißen Ware" erzielt worden sein, wobei dieser Effekt, wie oben dargestellt, bereits überwiegend mit der Wirkung der EnVKV abgedeckt sein dürfte. Für die beiden übrigen Handlungsfelder waren die Wirkungen geringer, so dass insgesamt nur mit einer geringen zusätzlichen CO_2-Einsparung gerechnet wird, die unter 0,1 Mt liegen dürfte. Dies deckt sich mit der bereits in den Politikszenarien III (Markewitz und Ziesing (Hg.) (2004)) zitierten Einschätzung von Mordziol (2003).

4.2.2.4 Zusammenfassung

Tabelle 4-19 gibt einen zusammenfassenden Überblick über die Auswirkungen der im Mit-Maßnahmen-Szenario für die elektrischen Geräte berücksichtigten Maßnahmen auf den Stromverbrauch. Ein geringer Teil der der EnVKV und der EnVHV zuzurechnenden Einsparungen (0,5 TWh) wurden bereits im Ohne-Maßnahmen-Szenario berücksichtigt.

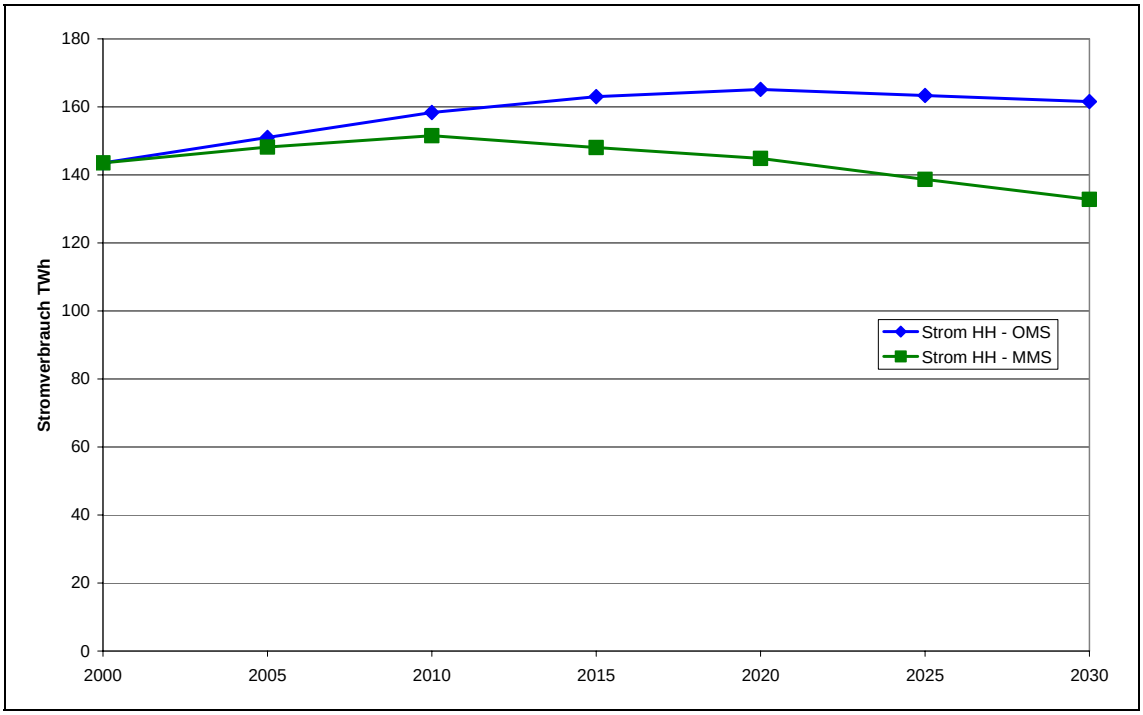
Tabelle 4-19 Minderungseffekte für den Stromverbrauch der elektrischen Geräte im Mit- Maßnahmen-Szenario nach Maßnahmen

Maßnahme/ Umsetzung/ Institution	Typ	Beschreibung/Ziele (Wirkungsbereich)	Umsetzungs-stand (Wirkungs-beginn)	Effekt für Stromaufkommen				
				2010	2015	2020	2025	2030
				TWh				
Energieverbrauchskenn-zeichnungsverordnung (EnVKV) / Energieverbrauchshöchstwertevero rdnung (EnVHV) / Bundesregierung	I	Verpflichtende Kennzeichnung des Energieverbrauchs und anderer Ressourcen von elektrischen Haushalts-geräten (seit 1.1.1998: Kühl-/Gefriergeräte, Wasch-maschinen, Trockner; seit 1.3.1999: Spülmaschinen; seit 1.7.1999: Haushaltslampen; seit 1.1.2003: Raumklimageräte, Elektrobacköfen). Verpflichtende Höchstwerte für Energieverbrauch nach EnVHV derzeit nur für Kühl- und Gefriergeräte und Teil der Haushaltslampen	laufend seit 1.1.1998 (faktische Wirkung schon ab 1995/96 - bereits im OMS enthalten)	-6	-9	-9	-9	-9
Initiative EnergieEffizienz / Bundesregierung, dena, Wirtschaft	I	Information der privaten Haushalte über Möglichkeiten der Energieeinsparung. Konzentration auf drei Bereiche: Reduzierung von Standby-Verlusten, effiziente Beleuchtung, Erhöhung der Effizienz großer elektrischer Haushaltsgeräte	laufend seit Oktober 2002	gering und überwiegend in EnVKV enthalten				
Ungewichtete Summe der Wirkungen der Einzelmaßnahmen				-6	-9	-9	-9	-9
Gewichtete Summe der Wirkungen der Einzelmaßnahmen (ohne Überlagerungseffekte)				-6	-9	-9	-9	-9

Quellen: Schätzungen Fraunhofer ISI.

Abbildung 4-14 zeigt die Entwicklung des gesamten Stromverbrauchs privater Haushalte im Ohne-Maßnahmen-Szenario und im Mit-Maßnahmen-Szenario. Auf den hier maßnahmenseitig betrachteten Stromverbrauch elektrischer Geräte entfällt davon knapp 60 %, der Rest entfällt auf den Energieverbrauch für das Kochen sowie auf die bei den Wohngebäuden betrachteten Stromanwendungen für Warmwasserbereitung, Hilfsenergie für den Betrieb von Öl- und Gaskesseln und für die Klimatisierung und Lüftung. Bis 2010 ist in beiden Szenarien noch mit einem leichten Anstieg des Stromverbrauchs privater Haushalte zu rechnen, der sich im Ohne-Maßnahmen-Szenario noch bis 2020 fortsetzt. Im Mit-Maßnahmen-Szenario ist zwischen 2010 und 2030 mit einem Rückgang des Stromverbrauchs privater Haushalte um rund 18,8 TWh zu rechnen, wovon etwa die Hälfte auf die Maßnahmen im Bereich elektrischer Haushaltsgeräte zurückzuführen ist.

Abbildung 4-14 Entwicklung des Stromverbrauchs privater Haushalte im Ohne-Maßnahmen-Szenario (OMS) und im Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS) 2000-2030



Quellen: Berechnungen Fraunhofer ISI und Öko-Institut.

4.2.3 Verkehrssektor

4.2.3.1 Vorbemerkungen

Der Verkehrsbereich ist mit einem Anteil von knapp 30 % am Endenergieverbrauch und dem prognostizierten Wachstum der Verkehrsleistungen einer der zentralen Sektoren für eine CO_2-Minderungsstrategie. Hinzu kommt, dass seine Abhängigkeit von fossilen Kraftstoffen zu rund 95 % im Angesicht der steigenden Rohölpreise und des stagnierenden Angebotes zu einem Wandel zu anderen Kraftstoffen und neuen Technologien drängen. Als Treiber für die Veränderungen im Verkehrsbereich in den untersuchten Szenarien, insbesondere EWI/Prognos 2005, werden hauptsächlich demographische (z.B. Alterung, Bevölkerungsrückgang), technologische (z.B. Effizienzsteigerung der Antriebe), raumstrukturelle (z.B. EU-Osterweiterung) und organisatorische (z.B. Just-in-time Produktion) Einflüsse genannt. Gezielte mobilitätsbeeinflussende Maßnahmen seitens der Politik werden nicht erwartet. Allenfalls die politikgetriebene Liberalisierung im Schienenverkehr wird als mobilitätsnachfragesteuernde Maßnahme angeführt. Damit bieten die EWI/Prognos-Szenarien kaum Anhaltspunkte für die Gestaltung des Mit-Maßnahmen-Szenarios im Projekt Politikszenarien IV.

Neben den genannten Entwicklungen im demographischen, raumstrukturellen und organisatorischen Bereich sowie den sich autonom vollziehenden technologischen Entwicklungen lassen sich aber doch eine Reihe von politischen Maßnahmen der letzten fünf Jahre identifizieren, die direkt oder indirekt eine mobilitätssteuernde Wirkung bzw. eine CO_2-Emissionen senkende Wirkung zur Folge hatten. Im Einzelnen fallen folgende Maßnahmen darunter und wurden dementsprechend in Politikszenarien IV analysiert:

- Maßnahme M1: Beschränkung der Entfernungspauschale (30 ct/km) auf Arbeitswegeanteile, die über 20 km Entfernung hinausgehen, zum 1.1.2007;
- Maßnahme M2: freiwillige Selbstverpflichtung der Autoindustrie zur Verbrauchsreduzierung bei Neuwagen auf 140 g CO_2/km im Neuwagendurchschnitt bis 2008[19] (ACEA-Selbstverpflichtung);
- Maßnahme M3: Ökologische Steuerreform für den Zeitraum 1999 bis 2003;
- Maßnahme M4: Einführung der LKW-Maut auf Bundesautobahnen für LKW über 12 t zulässigem Gesamtgewicht (zGG) ab Januar 2005;
- Maßnahme M5: Beimischungspflicht von Biokraftstoffen zu Benzin (Ethanol) und Diesel (RME, BTL) und graduelle Besteuerung von Biokraftstoffen mit Zielwert 8 % im Jahr 2015 (Biokraftstoffquotengesetz).

Die folgenden Abschnitte beschreiben die Wirkungen der fünf relevanten Maßnahmen für den Verkehrssektor im Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS). Dabei wird so vorgegangen, dass zuerst die Wirkung der Maßnahme anhand vorhandener Studien dargestellt und dann eine Quantifizierung der Wirkung durch das ASTRA-Modell vorgenommen wird. Die Wirkungen werden ermittelt gegenüber einem fiktiven Szenario ohne diese Maßnahmen (OMS). Abschließend werden die in ASTRA ermittelten Wirkungen anhand der relativen Veränderungen auf das TREMOD-Referenzszenario (siehe Kapitel 3.4) übertragen, um die absoluten Zahlen (d.h. PJ und CO_2-Emissionen) für die Maßnahmenwirkungen im konsistenten Rahmen von Politikszenarien IV zu generieren. Die Analyse beginnt mit einer kurzen Darstellung des ASTRA-Modells und der Interaktion zwischen TREMOD und ASTRA, gefolgt von der Beschreibung der einzelnen Maßnahmen und deren quantifizierten Wirkungen.

4.2.3.2 Beschreibung des ASTRA-Modells und typischer Reaktionen

Das ASTRA-Modell[20] wurde ursprünglich im Rahmen des EU-Projektes ASTRA im 4. Forschungsrahmenprogramm der europäischen Kommission entwickelt, mit dem Ziel ein Werkzeug zur strategischen Bewertung der europäischen Verkehrspolitik aufzubau-

[19] Hierbei sei jedoch darauf hingewiesen, dass die gesetzten Ziele der Vereinbarung absehbar nicht erreicht werden und dass in den verwendeten TREMOD-Szenarien des Umweltbundesamtes der deutsche Durchschnittswert um 10g CO_2/km höher liegt als im EU-Durchschnitt, welcher der ACEA-Selbstverpflichtung zugrunde liegt.

[20] ASTRA = Assessment of Transport Strategies

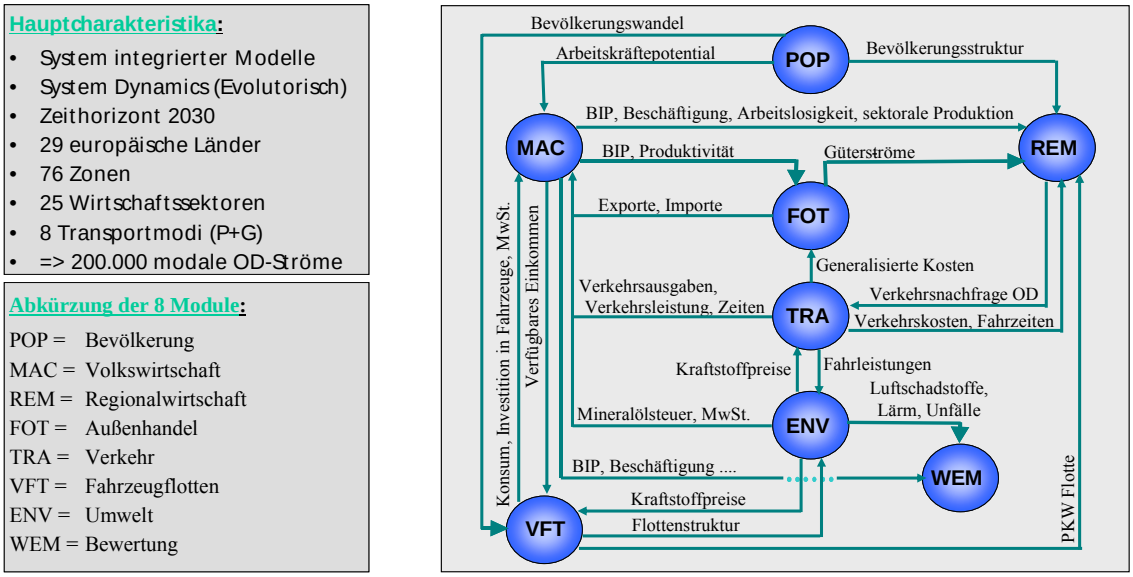
en. "Strategisch" bedeutete zum einen eine *längerfristige Perspektive* (30 Jahre Zeithorizont) zu wählen und zum anderen eine *integrierte Analyse* der Wirkungen sowohl im Verkehrssystem als auch im Wirtschaftssystem und im Umweltbereich durchzuführen. Da zwischen den einzelnen Systemen eine Vielzahl von Rückkopplungen beobachtet werden kann, wurde System Dynamics als Modellierungsansatz gewählt, dessen Stärken genau in der Abbildung solcher Rückkopplungsschleifen liegen.

Der Zusammenhang zwischen den einzelnen Systemen sowie übergeordnete Rückkopplungen in ASTRA lassen sich der Abbildung 4-15 entnehmen.

Im Laufe des 5. und 6. EU-Forschungsrahmenprogramms sowie tagesaktueller politischer Fragestellungen wurde das ASTRA-Modell kontinuierlich weiterentwickelt und angewendet z.B. bei der Entwicklung der Lissabon-Strategie, zur Abschätzung der Beschäftigungswirkung von Technologiepolitiken und von Politiken zur Förderung erneuerbarer Energien, zur Bewertung der Transeuropäischen Verkehrsnetze, von Verkehrsbepreisungspolitiken und von Szenarien zur Einführung neuer Technologien und Kraftstoffe im Verkehrssystem.

Die Version von ASTRA, die in Politikszenarien IV genutzt wurde, umfasst 29 europäische Länder, deren Ökonomien jeweils in 25 Sektoren unterteilt sind und die untereinander verknüpft sind sowohl über den innereuropäischen Außenhandel als auch über die Verkehrsströme zwischen den einzelnen Ländern. Relevant für die Auswertung in Politikszenarien IV sind die Ergebnisse für Deutschland, welches für einige maßnahmespezifische Aspekte detaillierter implementiert wurde als die übrigen Länder.

Abbildung 4-15 Struktur und Interaktionen des ASTRA-Modells



Quelle: Fraunhofer ISI.

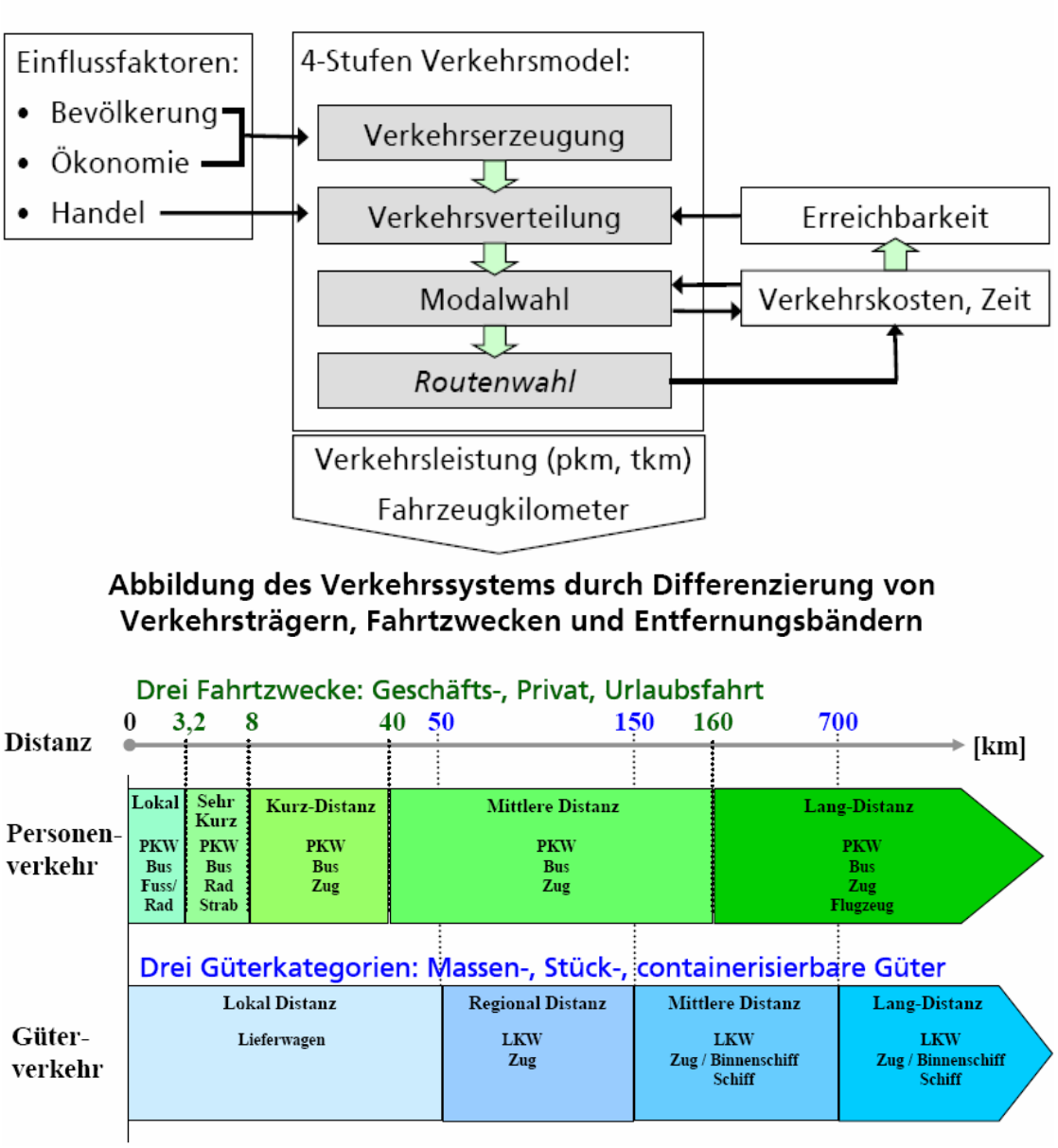
ASTRA nutzt ein 1-Jahres-Kohortenmodell zur Abbildung der Bevölkerungsstruktur in den einzelnen Ländern. Dieses liefert relevante Rahmenbedingungen an andere Module, wie das Arbeitskräftepotential für das makroökonomische Modul oder die verkehrsver-

haltensrelevanten Altersgruppen für das Verkehrsmodul. Im makroökonomischen Modul werden die Angebots- (d.h. Produktionsfaktoren und Technologie) und Nachfrageseite (d.h. Elemente der Endnachfrage) der Volkswirtschaften, die sektoralen Verflechtungen mittels Input-Output-Tabellen, die sektorale Beschäftigung und der Staatshaushalt abgebildet. Dabei lässt sich ASTRA nicht einer einzelnen ökonomischen Theorie zuordnen, sondern es kommen Elemente aus verschiedenen Theoriegebäuden zum Einsatz wie keynesianisch konsumgetriebenes Investitionsverhalten ergänzt durch investitionsfördernde Exporteinflüsse, neoklassische Produktionsfunktionen und endogenisierter technischer Fortschritt aus der endogenen Wachstumstheorie. Über Mikro-Makro-Brücken werden ökonomische Impulse, die sich aus der detaillierten Modellierung (bottom-up) des Verkehrs- oder Energiesystems ergeben, in das makroökonomische Modul eingespeist.

Direkte wechselseitige Interaktionen bestehen zwischen dem makroökonomischen Modul und dem Außenhandelsmodul, wo das Wachstum der einzelnen Volkswirtschaften die Importe ankurbelt, welche wiederum auf der Exportseite der anderen Volkswirtschaften wachstumsfördernd wirken, usw. Gleichzeitig liefern die sektoralen Exportströme neben den Produktionswerten einen wichtigen Treiber für das Güterverkehrsmodell, während das Personenverkehrsmodell durch die Bevölkerungs- und Einkommensentwicklung sowie die Fahrzeugflotten getriggert wird.

Das Verkehrssystem ist mit einem modifizierten und voll integrierten 4-Stufen Verkehrsmodell implementiert (siehe Abbildung 4-16). Die vier Stufen (Verkehrserzeugung, -verteilung, Modal- und Routenwahl) des Personen- und Güterverkehrsmodells sind im regionalökonomischen Modul (REM) und im Verkehrsmodul (TRA) abgebildet. In diesen beiden Modulen setzen die meisten verkehrspolitischen Maßnahmen an, da hier die regional- und modalspezifischen Zeit- und Kostenkomponenten hinterlegt sind, die dann in die Entscheidungsfunktionen (Logit-Funktionen) der Verkehrsnutzer Eingang finden. Reaktionen der Verkehrsnutzer können auf allen Entscheidungsstufen gemessen werden, d.h. unterschiedliche Modalwahl, veränderte Zielwahl und damit auch veränderte Distanzen. Damit einhergehende Veränderungen der Verkehrsausgaben werden in das makroökonomische Modul eingespeist und verändern dort z.B. die Konsumausgaben für Nicht-Verkehrssektoren oder die Ein- und Ausgaben des Staatshaushaltes, aber auch die Investitionsneigung der Verkehrssektoren.

Abbildung 4-16 Struktur des 4-Stufen Verkehrsmodells



Quelle: *Fraunhofer ISI.*

Die Fahrzeugflotten der Straßenverkehrsmodi sind im Flottenmodul durch technologiedifferenzierte Kohortenmodelle abgebildet. Die Kohortenmodelle ermöglichen eine detaillierte Abbildung der Diffusion neuer Technologien in die Fahrzeugflotten. Die Technologiedifferenzierung erlaubt die Verknüpfung der Flotten mit dem Umweltmodul zur Berechnung der Emissionen und des Kraftstoffverbrauchs durch den Verkehr.

ASTRA ermöglicht eine flexible Gestaltung von Politiken hinsichtlich ihrer Intensität, ihrer zeitlichen Staffelung oder ihrer Zusammenfassung zu Politikpaketen. Letzteres ist bedeutsam zur Analyse von Synergien zwischen verschiedenen Politiken. Außerdem wird dadurch die Analyse der Verbesserung von Maßnahmen durch flankierende Maß-

nahmen ermöglicht, z.B. um negative ökonomische Wirkungen einer Maßnahme zu kompensieren. Integrierte Funktionen zur Durchführung von Sensitivitätsanalysen runden das Spektrum der Analysemöglichkeiten von ASTRA ab.

4.2.3.3 Zusammenspiel von ASTRA, TREMOD und IKARUS

Die Abschätzungen der Maßnahmewirkungen im Verkehr basiert auf einer komplexen Interaktion von

- TREMOD: Vorgabe der Absolutwerte im Mit-Maßnahmen-Szenario für Verkehrsleistung, Energieverbrauch und CO_2-Emissionen im Verkehr bis 2030.
- ASTRA: Berechnung der detaillierten Endenergienachfragematrix im Verkehrssektor und Abschätzung der Maßnahmewirkungen hinsichtlich Energie- und CO_2-Einsparungen mit einem integrierten Modell. Die Abschätzung konnte für 10 von 15 Maßnahmen direkt in ASTRA durchgeführt werden.
- Partialmodelle: Wirkungen von Maßnahmen, die nicht in ASTRA abgeschätzt werden konnten, wurden durch separate Partialmodelle bestimmt. Die Partialmodelle setzen auf dem Mit-Maßnahmen Szenario auf.
- IKARUS: Zusammenbringung der sektoralen Endenergienachfrage des Verkehrs und anderer Sektoren in einem konsistenten und integrierten Energiemodell zur Vermeidung von Doppelzählungen etc.

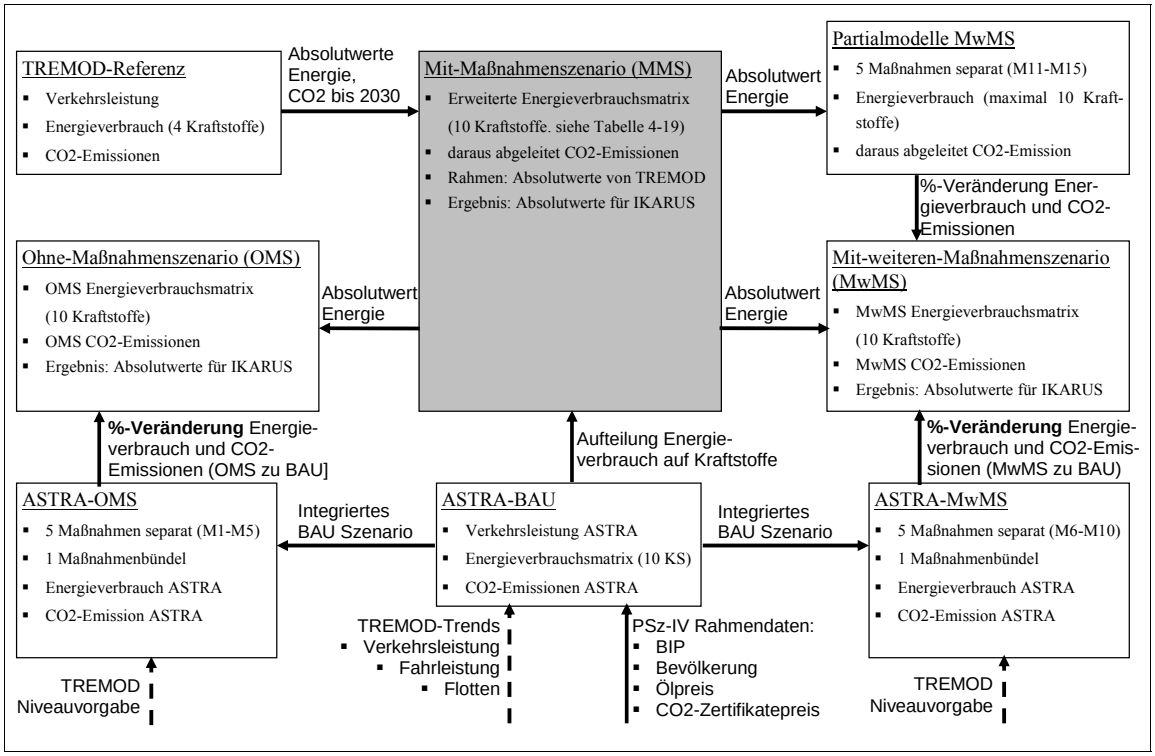
Ausgangspunkt für die Analyse bildet das TREMOD-Referenzszenario und die Rahmendaten von Politikszenarien IV bzgl. BIP, Bevölkerung und Ölpreis. ASTRA wurde so angepasst, dass das ASTRA-BAU (Business-as-usual) diese Rahmendaten zufriedenstellend wiedergibt. Schwieriger dagegen war die Anpassung an die von TREMOD vorgegebenen Daten bzgl. Verkehrsleistung, Energieverbrauch und CO_2-Emissionen. Hier konnte keine exakte Übereinstimmung erzielt werden, da der Aufwand der Anpassung von ASTRA für dieses Projekt zu umfangreich gewesen wäre, da diese die Neu-Kalibration tiefsegmentierter Modellelemente bedeutet hätte. Dadurch unterscheidet sich das ASTRA-BAU von der TREMOD-Referenz, z.B. liegt der gesamte Energieverbrauch im Verkehr in ASTRA im Mittel von 2005 bis 2030 rund 17 % über den TREMOD-Werten. Dies konnte als TREMOD-Niveauvorgabe bei den Berechnungen der Maßnahmewirkungen berücksichtigt werden und führte zu keinen nennenswerten Verzerrungen beim Übergang von ASTRA-Szenarien (z.B. ASTRA-OMS, siehe Abbildung 4-17) zur Synthese der Maßnahmewirkungen im TREMOD-Rahmen und der Aufbereitung für die IKARUS-Berechnungen.

Schwieriger zu handhaben sind strukturelle Unterschiede zwischen TREMOD und ASTRA insbesondere bei den Absolutwerten des Energieverbrauchs einzelner Kraftstoffe, welcher die gemeinsame Rechenbasis für die meisten Abschätzungen darstellt. Solche Unterschiede ergeben sich z.B. für den Endenergieverbrauch der fossilen Kraftstoffe, die teilweise um dreistellige PJ-Beträge in den späteren Dekaden differieren. Dies führt dazu, dass die Absolutwerte in den ASTRA-Maßnahmeabschätzungen und

die auf MMS, OMS und MWMS umgeschlüsselten Synthesewerte mit Bezug zur TREMOD-Endenergieverbrauchsstruktur nicht identisch sind, was auch an den abweichenden Summenwerten deutlich wird. Dies gilt auch für die IKARUS-Ergebnisse, die mit den TREMOD-bezogenen Synthesewerten konsistent sein sollten, deren Summenwerte aber auch unter der Summe der ASTRA-Einzelbetrachtungen der Maßnahmen liegt.

Das Zusammenspiel der Modelle und die Darstellung der jeweiligen Ergebnisse ist in Abbildung 4-17 beschriebenen.

Abbildung 4-17 Aufbau der Maßnahmenrechnungen für den Verkehrsbereich in der Interaktion PSz-IV-Rahmendaten + TREMOD + ASTRA



Quelle: Fraunhofer ISI.

Aufbauend auf dieser Struktur kann die Entwicklung des Endenergieverbrauches nach Energieträgern im Verkehr abgeleitet werden (siehe Tabelle 4-20). Diese entsteht durch die Verknüpfung der TREMOD-Energienachfrage für Benzin, Diesel, Kerosin und Strom mit der ASTRA-Nachfragestruktur, die auch die übrigen sechs Energieträger berücksichtigt. Die dargestellten Trends im MMS bilden die Ausgangsgrößen für alle weiteren kombinierten ASTRA-TREMOD-Syntheserechnungen sowie für die Berechnungen mit den Partialmodellen im MWMS. In Abbildung 4-17 ist die Nutzung dieser Trends für weitere Berechnungen durch die Pfeilbeziehung Absolutwert Energie, die vom MMS ausgeht, kenntlich gemacht.

Tabelle 4-20 Synthese der Struktur des Endenergieverbrauches im Verkehr in MMS

Energieträger	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Benzin	1237	1008	694	562	506	457	417
Diesel	1146	1030	1150	1263	1297	1270	1220
LPG	0	1	3	6	8	9	9
CNG	0	1	6	27	48	73	79
(Bio-) Ethanol	0	0	82	84	85	85	84
FAME	8	115	148	151	154	154	151
Pflanzenöl	0	7	8	8	9	9	9
Wasserstoff	0	0	0	1	2	7	13
Strom	137	133	130	130	129	131	132
Kerosin	297	345	412	488	573	667	723
Total	2825	2640	2633	2720	2811	2862	2836

Quellen: ASTRA-Berechnungen basierend auf TREMOD-Niveauvorgaben

4.2.3.4 Beschränkung der Entfernungspauschale

4.2.3.4.1 Abschätzung der Wirkung der Kappung der Entfernungspauschale in der Literatur

Mit der Zustimmung des Bundesrats am 7.7.2006 zum Steueränderungsgesetz 2007 gilt eine neue einkommenssteuerliche Regelung der Werbungskosten für Fahrten zwischen Wohnung und Arbeitsstätte. So können ab 1. Januar 2007 nur noch Aufwendungen für Wege mit mehr als 20 Entfernungskilometern in Höhe von 0,30 Euro pro Entfernungskilometer abgezogen werden, wobei der Abzug auf 4.500 Euro begrenzt ist.

Laut dem Mikrozensus 2004 des Statistischen Bundesamts (2005) waren im Jahr 2004 52 % der Arbeitswege kürzer als 10 km, 17 % länger als 20 km und 5 % länger als 50 km. Tendenziell steigen die Anteile längerer Strecken. Etwa 64 % des Berufsverkehrs wurde 2002 mit dem eigenen Auto zurückgelegt, 13 % mit dem ÖPV und 18 % mit dem Fahrrad oder zu Fuß. Betrachtet man mittlere oder weite Entfernungen beträgt der Anteil des PKW aber mehr als 80 %. Die Tendenz kennzeichnet einen Anstieg im PKW-Anteil und entsprechend Sinken der anderen Anteile.

Es muss jedoch berücksichtigt werden, dass die derzeitige Regelung nicht von allen Pendlern angewandt werden kann. So profitieren laut einer Studie des DIW (Kloas, Kuhfeld 2003) derzeit vor allem gut Verdienende, wohingegen von gering Verdienenden auch Arbeitswege über 20 km oft nicht geltend gemacht werden können. Auch die Erhebungen des Statistischen Bundesamtes (2005) zeigen, dass Berufstätige mit höherem Einkommen im Schnitt längere Arbeitswege haben und ihren Arbeitsweg öfter mit dem Auto zurücklegen.

Das Wuppertal Institut (Luhmann 2006) geht von Begünstigungen im Jahr 2005 in Höhe von 4 Mrd. Euro aus (nach Schätzungen des DIW liegt die Begünstigung sogar zwischen 5,6 und 6 Mrd. Euro). Durch die Änderung reduziert sich dieser Wert auf 1,5 Mrd. Euro, wobei der größte Teil (1,2 Mrd. Euro) auf die Pendler unter 100 km entfällt. Pendler mit Arbeitswegen unter 20 km verlieren demnach Begünstigungen von

insgesamt 1,07 Mrd. Euro, Pendler mit Arbeitswegen zwischen 20 und 100 km etwa 1,22 Mrd. Euro und Pendler mit Arbeitswegen über 100 km etwa 0,27 Mrd. Euro.

Leider gibt es derzeit noch keine detaillierte Studie zum Effekt der Beschränkung der Entfernungspauschale auf Arbeitswegeanteile, die über 20 km hinausgehen; bisher wurde nur der komplette Wegfall der Entfernungspauschale untersucht (vgl. Abschnitt 5.1.4.2). Es sind jedoch Elastizitäten aus dem Bereich des Pendelverkehrs bekannt, wobei diese stark streuen. Mit Hilfe dieser Elastizitäten und Kenntnis des Effekts der neuen Regelung auf Einkommen der Berufstätigen abhängig von deren Pendelverhalten, kann man eine Reduzierung der zurückgelegten Personenkilometer abschätzen. Die gefühlte Erhöhung der Fahrtkosten hat verschiedene Effekte zur Folge. Zum einen gibt es eine direkte Auswirkung auf das Fahrverhalten. Es ist ein Rückgang der gefahrenen Kilometer zu erwarten. Goodwin et al. (2004) erwarten als Reaktion auf Einkommensverringerungen eine kurzfristige Elastizität der Fahrzeug-km von -0,3 und eine langfristige Elastizität von -0,73. In einer Studie der GWS (2004) wird zur Abschätzung der Wirkung des Wegfalls der Entfernungspauschale eine Elastizität von -0,31 verwendet.

Weiterhin wird Kraftstoff sparend gefahren, ältere Autos weniger oft, und in geringem Umfang werden verbrauchsarme (Zweit-)Autos gekauft. Somit reduziert sich die Fahrleistung pro PKW. Ein langfristiger Effekt wäre eine Reduzierung der berufsbedingten Fahrten durch Verlagerung von Wohn- und Arbeitsort. Für diesen Fall würde die höhere Elastizität der Goodwin-Studie zutreffen. Eine Quantifizierung bleibt aber schwierig, da andere Motive bei der Wohnortswahl oftmals eine größere Rolle spielen als die Fahrtkosten.

Das DIW (Bach 2003) berechnet aus Daten des Sozioökonomischen Panels, dass zwischen 1995 und 2001 54 % der Berufstätigen ihren Arbeits- oder Wohnort wechselten (davon 25 % nur den Wohnort, 14 % nur den Arbeitsort und 15 % beides). Für 50 % der Erwerbstätigen verlängerte sich durch den Wechsel der Weg zur Arbeit von durchschnittlich 10 auf 30 km. Für 32 % verkürzte sich der Arbeitsweg von durchschnittlich 25 auf 11 km. Damit verbunden war ein durchschnittlicher Anstieg der Entfernung zum Arbeitsplatz aller an der Studie beteiligten Berufstätigen von 13,9 km auf 17,1 km. Aus diesen Zahlen lassen sich nur sehr ungenaue Schätzwerte für den Rückgang der berufsbedingten Fahrten durch die Reduzierung der Entfernungspauschale ableiten. Sie zeigen aber auf, dass in relativ kurzen Zeiträumen bei einem hohen Anteil der Erwerbstätigen ein Wechsel von Wohn- oder Arbeitsort stattfindet und somit das Einsparpotential recht groß sein könnte, wenn die Anreize entsprechend gesetzt sind. Weiterhin ist anzunehmen, dass sich durch die Reduzierung der Entfernungspauschale der Anteil der längeren Fahrten zugunsten der kürzeren Fahrten nach dem Wechsel verringert.

4.2.3.4.2 Modellgestützte Abschätzung der Wirkung der Entfernungspauschale

Die Abschätzung der Wirkung der Kürzung der Entfernungspauschale konzentriert sich auf den Umzug von Personen näher zu Ihrem Arbeitsort, da durch diesen Umzug der

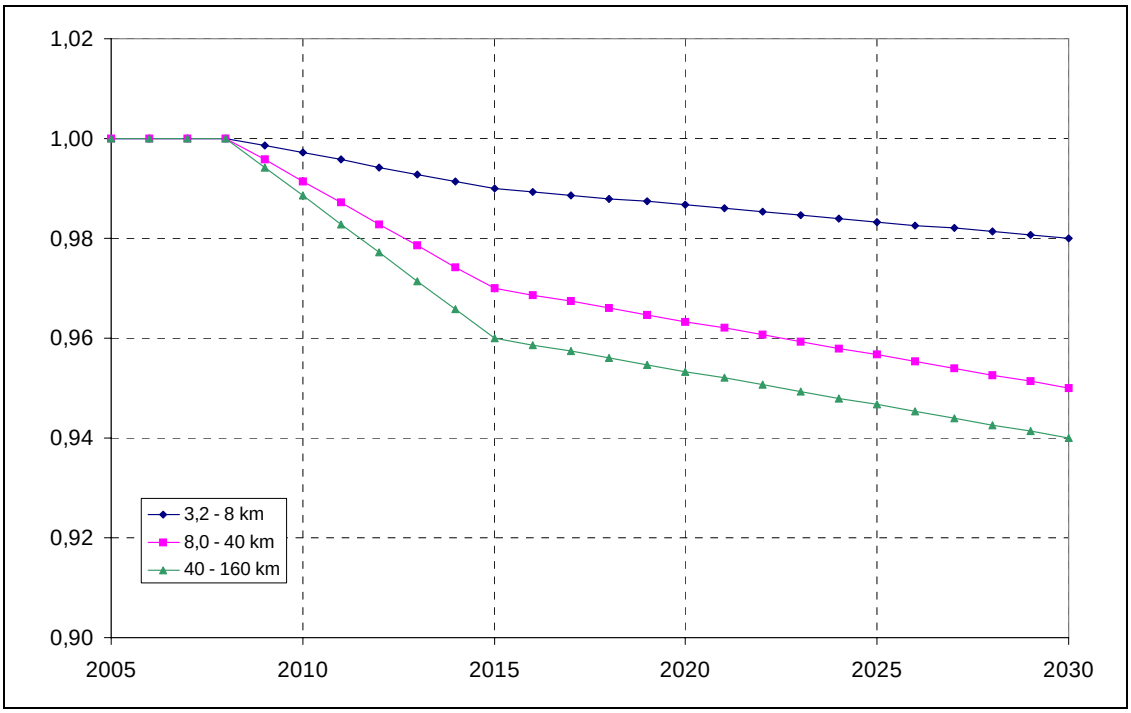
größte Effekt erwartet wird, der sich dann nicht nur im Bereich der Pendelfahrten niederschlägt, sondern auch den Bereich der übrigen Fahrten erfassen kann, da Arbeitsplätze sich eher in Ballungszentren konzentrieren genauso wie Einkaufs-, Freizeit- oder Bildungseinrichtungen, so dass sich auch diese Fahrten verkürzen. Demgegenüber wird der Einfluss der Kostenerhöhung als eher gering angesehen, da für viele heutige PKW-Pendler die Möglichkeit des Umsteigens auf andere, und damit energieeffizientere Verkehrsträger ohne einen Umzug gar nicht besteht.

Wie der Analyse des sozioökonomischen Panels zu entnehmen ist (Bach 2003) wechseln innerhalb von 6 Jahren rund 40 % der Berufstätigen ihren Wohnort oder gleichzeitig Wohn- und Arbeitsort. Mit anderen Worten und unter Vernachlässigung von mehrfachen Umzügen derselben Personen zieht jeder Berufstätige innerhalb von 15 Jahren einmal um, oder bezogen auf den Prognosezeitraum bis 2030 sogar fast zweimal.

Dies bedeutet, selbst wenn nur ein kleiner Anteil der Berufstätigen seine Entscheidung für die neue Wohnortwahl auch von der Entfernung zum Arbeitsplatz und den damit verbundenen Kosten abhängig macht, kann durch die große Zahl an Umzügen (rund 60 Millionen in 25 Jahren bzw. knapp 2,5 Millionen Umzüge pro Jahr) ein signifikanter Effekt entstehen.

In ASTRA wurde dieser Effekt in eine Verringerung der durchschnittlichen Fahrweiten in den Entfernungsklassen 3.2-8 km, 8-40km und 40-160 km umgesetzt. Dabei fällt die Reaktion am stärksten in den beiden größten Entfernungsklassen aus, da dort das Potential zur Verkürzung der Arbeitswege am größten ist. Die Umsetzung im Modell erfolgt durch steigende Reduktionsfaktoren der Fahrtweiten, da über die Zeit eine immer größere Anzahl an umziehenden Berufstätigen bei der Wohnortwahl eine Verkürzung der Pendelfahrten, und wie oben erklärt auch der übrigen Fahrten, realisiert. Abbildung 4-18 stellt die Reduktionsfaktoren dar. Trotz Kappung der Entfernungspauschale im Jahr 2006 werden messbare Reduktionen erst mit einer Verzögerung von drei Jahren im Jahr 2010 erwartet, da Umzugsentscheidungen längerfristige Prozesse darstellen.

Abbildung 4-18 Reduktionsfaktoren der Fahrtweiten durch Kappung der Entfernungspauschale für Fahrtstrecken unter 20 km



Quelle: Fraunhofer ISI.

Neben der Reduktion der Fahrtweiten treten in ASTRA noch weitere Effekte auf, wie verändertes Verhalten bei der Modalwahl, das sich auch auf den Güterverkehr erstreckt, da z.B. der Straßengüterverkehr von der geringeren Nutzung des Straßennetzes durch PKW profitiert. Allerdings bleiben diese Änderungen in einem vernachlässigbaren Rahmen, so dass sich in der gesamten Energie- und Emissionsbilanz dieser Maßnahme eine Reduktion des Energieverbrauchs um jährlich bis zu 31 PJ und bis zu 2.3 Mt CO_2 ergibt (siehe auch Tabelle 4-21).

Tabelle 4-21 Reduktionswirkung der Maßnahme M1: Kappung der Entfernungspauschale

	pro Jahr in:	2010	2015	2020	2025	2030
Energieverbrauch	PJ	-7,9	-24,8	-28,1	-30,0	-31,2
CO_2-Emission	Mio. t CO2-Äqu.	-0,6	-1,8	-2,1	-2,2	-2,3

Quellen: Berechnungen des Fraunhofer-ISI mit ASTRA.

4.2.3.5 ACEA-Selbstverpflichtung zur Verbrauchsreduktion bei Neuwagen

4.2.3.5.1 Vorbemerkungen

1998 verpflichtete sich die Europäische Autoindustrie (repräsentiert durch die Vereinigung Europäischer Automobilhersteller ACEA) freiwillig gegenüber der Europäischen Kommission, die CO_2-Emissionen von in der EU verkauften Neuwagen bis 2008 auf durchschnittlich 140 g/km zu senken. Als Indikator für den Fortschritt wurde ein Zwischenziel von durchschnittlich 165-170 g/km im Jahr 2003 vereinbart. Weiterhin sagte die Autoindustrie zu, bis zum Jahr 2000 Automodelle, die 120 g/km oder weniger CO_2 emittieren, auf den Markt zu bringen.

Die ACEA gab an, dass die Erreichbarkeit der Ziele (unter anderem) von "ungehinderter Ausbreitung CO_2-effizienter Technologien" abhängig wäre. Hiervon betroffen wären insbesondere Verschärfungen der Besteuerung und der Emissions-Grenzwerte für Diesel. In Bezug auf diese Einwände kam die EU der Industrie entgegen.

Der Ausgangspunkt für die Abschätzung der Maßnahme in Politikszenarien IV war die Unterstellung, dass das Ziel der Selbstverpflichtung erreicht wird. Wie der folgende Abschnitt zeigt, entspricht dies einer sehr optimistischen Annahme, da nach den vorliegenden Daten die Emissionswerte für Deutschland bis 2006 rund 15 % oberhalb der Zielentwicklung liegen (siehe Abbildung 4-20).

4.2.3.5.2 Abschätzung der Wirkung der ACEA-Selbstverpflichtung in der Literatur

Die Selbstverpflichtung hat lediglich den Status einer Empfehlung der Kommission. Einhaltung wird nicht belohnt, Nicht-Einhaltung nicht bestraft. Für den zweiten Fall behielt sich die Kommission aber vor, rechtliche Maßnahmen zu ergreifen, um das Reduktionsziel zu erreichen. Anfang 2007 wurde deutlich, dass die Autoindustrie ihre selbstgesetzten Ziele nicht einhalten wird. Innerhalb der Industrie kamen zudem Konflikte auf, da verschiedene Unternehmen unterschiedlich starke Fortschritte machten. Die Diskussion ist noch aktuell, derzeit besteht Einigung für einen neuen Wert von 130 g CO_2/km bis 2012. Ursprünglich war eine Fortentwicklung der Selbstverpflichtung zur CO_2-Reduzierung auf durchschnittlich 120 g/km bis zum Jahr 2012 geplant.

Unter der Annahme eines Anstiegs der gefahrenen Kilometer von jährlich 2 % wären laut Europäischer Kommission (EC/ACEA 1998) bei Einhaltung der ursprünglichen Ziele im Jahre 2008 25 % weniger CO_2 von PKWs emittiert worden als bei einem angenommenen, auf dem Stand von 1998 gleichbleibenden Emissionsniveau von Neuwagen.

Es ist allerdings fraglich, ob man das Emissionsniveau von 1998 als Referenz-Szenario bis 2008 heranziehen kann. Wahrscheinlicher ist, dass, falls es nicht zur Selbstverpflichtung gekommen wäre, neben einer autonomen Reduzierung des Verbrauches und der Emissionen politische Maßnahmen (Standards, Besteuerung, handelbare Zertifikate etc.) zu Reduzierungen getroffen worden wären. Somit wären die Einsparungen, die auf

der Selbstverpflichtung beruhen, weniger hoch ausgefallen, als von der Europäischen Kommission angenommen.

Es ist auch zu berücksichtigen, dass 140 g CO_2/km einen Durchschnittswert der gesamten Autoindustrie darstellt. Je nach Autohersteller wurden sehr unterschiedliche Werte erreicht. Die Europäische Kommission hatte zugesagt, die erreichten Ziele nicht nach einzelnen Herstellern offen zu legen. Eine Studie der European Federation on Transport and Environment (T&E 2005) zeigt, dass es enorme Unterschiede zwischen den europäischen Herstellern gibt. Zwar wurde das durchschnittliche Zwischenziel von 165-170 g/km im Jahr 2003 erreicht. Im Jahr 2005 erzielten aber nur einige wenige Hersteller Zwischenwerte, die das Erreichen des Ziels für 2008 realistisch scheinen ließen. Der größte Teil (etwa 75 %) der Hersteller hatte im Jahr 2005 dagegen Emissionswerte, die dies sehr unwahrscheinlich machen.

Eine Studie im Auftrag des Wirtschaftsmagazins Capital (Capital zitiert Ferdinand Dudenhöffer von der Fachhochschule Gelsenkirchen 2007) zeigt auf, dass insbesondere die in Deutschland ansässigen Hersteller Schuld am Verfehlen der Selbstverpflichtung tragen (vgl. Tabelle 4-22). Verbesserungen in der Motorentechnologie wurden durch ansteigendes Gewicht und höhere PS-Zahlen wieder wettgemacht.

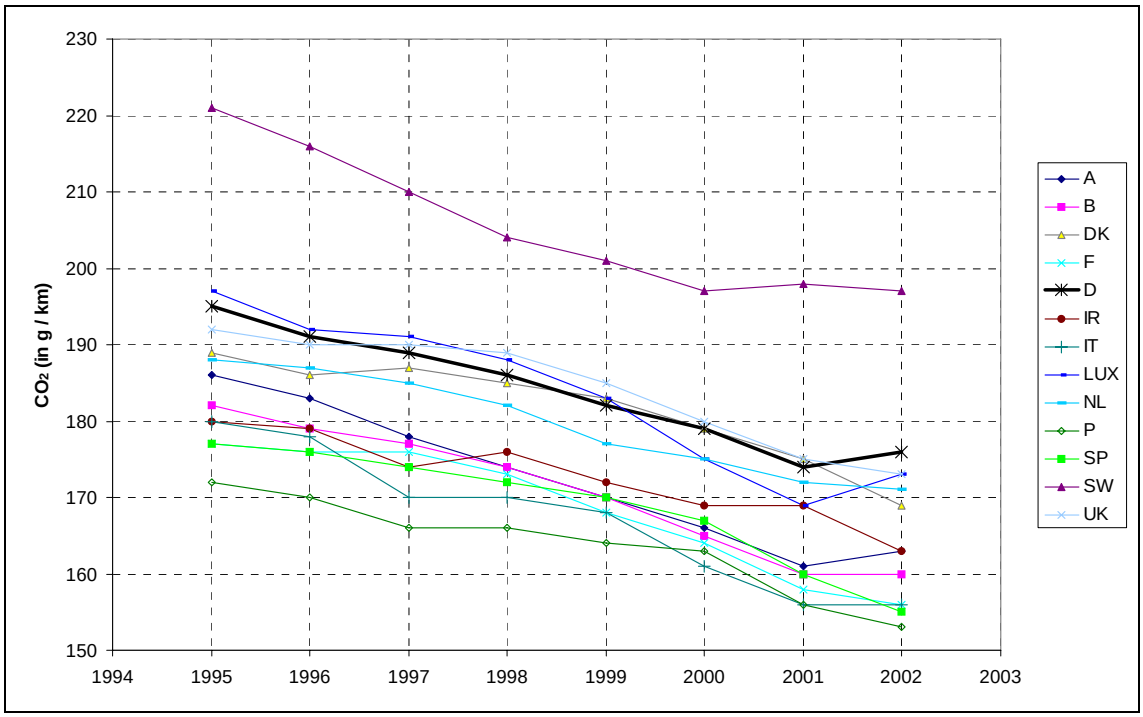
Tabelle 4-22 Durchschnittliche CO_2-Emissionen der Neuwagen verschiedener Hersteller und Marken in Europa in 2006

Gruppe	**CO_2-Emissionen (in g/km)**	**Marke**	**CO_2-Emissionen (in g/km)**
Fiat-Group	146,4	Fiat	140
		Alfa-Romeo	184
		Lancia	148
PSA Group	149,9	Citroen	145
		Peugeot	154
Renault-Dacia	152,0	Renault	149
GM Group	158,3	Opel / Vauxhall	157
		Chevrolet	150
		Saab	193
VW Group	162,5	VW	161
		Audi	179
		Seat	152
		Skoda	153
Ford Group = Ford Europe-PAG	165,1	Ford	153
		Volvo	192
		Landrover	253
		Jaguar	208
Daimler-Chrysler Group	183,6	Mercedes-Benz	186
		Smart	116
		Chrysler	241
BMW Group	190,1	BMW	192
		Mini	179
Porsche	297,0	Porsche	297
Europäischer Durchschnitt	**161,4**		

Quelle: Fachhochschule Gelsenkirchen, Stand: Dezember 2006.

Nicht nur die in Deutschland hergestellten bzw. von deutschen Firmen hergestellten PKW, auch die hier neu zugelassenen PKW weisen höhere Emissionswerte auf als die meisten der anderen EU-15 Mitgliedstaaten (vgl. Abbildung 4-19). Nach Schweden gehört Deutschland zur Gruppe mit den höchsten CO_2-Emissionswerten. Diese dürften um rund 10 g CO_2/km höher liegen als der Durchschnitt der europäischen Neuwagen.

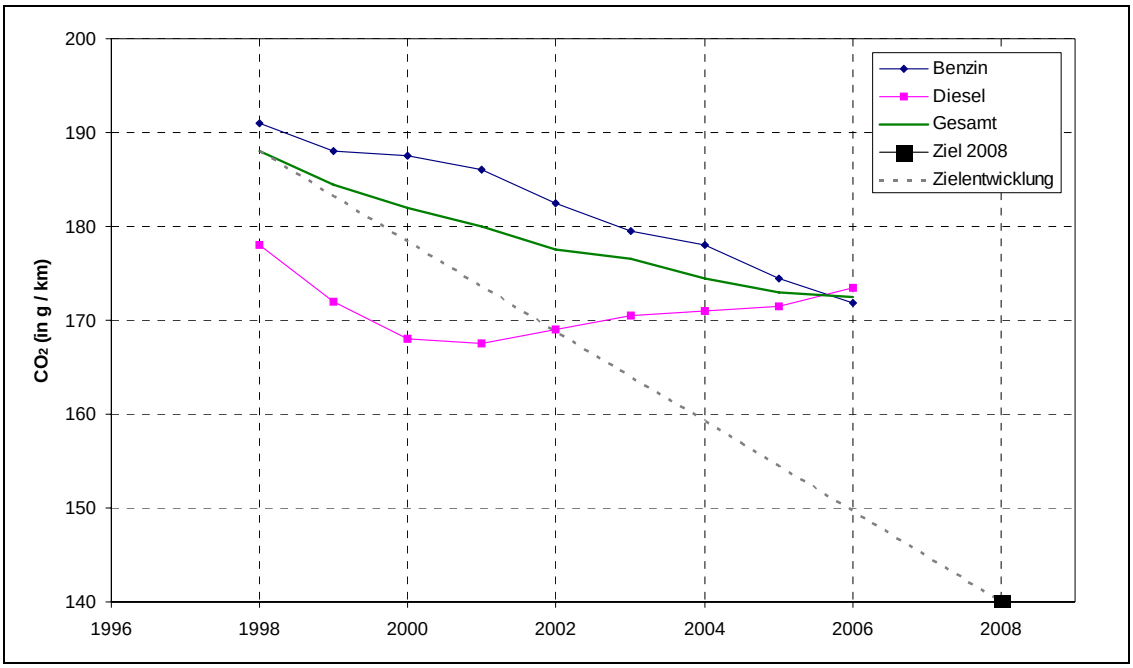
Abbildung 4-19 Entwicklung der spezifischen CO_2-Emission von Neuwagen in EU-15



Quelle: T&E 2005.

Auch die Daten des Kraftfahrtbundesamtes weisen aus, das die spezifischen CO_2-Emissionen (g CO_2 pro km) von neu zugelassenen PKW in Deutschland kontinuierlich abnehmen. Der Trend ist jedoch bei weitem nicht stark genug, um das für 2008 gesetzte Ziel der ACEA-Selbstverpflichtung zu erreichen. Interessant ist hier auch die unterschiedliche Entwicklung bei diesel- und benzinbetriebenen PKW. Während für Benziner eine kontinuierliche aber hinter der Zielentwicklung zurückbleibende Abnahme beobachtet wird, lagen die Diesel-PKW in den ersten Jahren der Selbstverpflichtung im Rahmen der geforderten Zielentwicklung und zeigten dann ab 2001 sogar wieder einen Anstieg der spezifischen Emissionen bis 2005. Hier scheint der Trend, zunehmend Oberklasse-PKW mit Dieselmotoren auszustatten, der Abnahme entgegengewirkt zu haben.

Abbildung 4-20 CO_2-Emission von Neuwagen in Deutschland nach Antriebsart verglichen mit der Zielentwicklung nach ACEA-Selbstverpflichtung[21]



Quellen: Eigene Darstellung, Emissionsdaten nach KBA (2006).

Die Studie *Incentives for environmental self-regulation and implications for environmental performance* (Anton et al. 2003) stellt heraus, dass der Erfolg und die Ambitioniertheit der Zielsetzungen von Selbstverpflichtungen insbesondere vom Druck der Konsumenten abhängt. Dieser scheint nicht ausreichend gewesen zu sein und wurde laut Bund für Umwelt und Naturschutz (BUND 2006) auch zu wenig durch entsprechende Werbung unterstützt bzw. sogar eher vermindert. So liegt der Verbrauch der in Deutschland am häufigsten beworbenen PKW bei durchschnittlich 9 Liter pro 100 km. Dies entspricht einem Ausstoß von 215 g CO_2/km und somit 50 % über dem Zielwert für 2008.

4.2.3.5.3 Modellgestützte Abschätzung der Wirkung der ACEA-Selbstverpflichtung

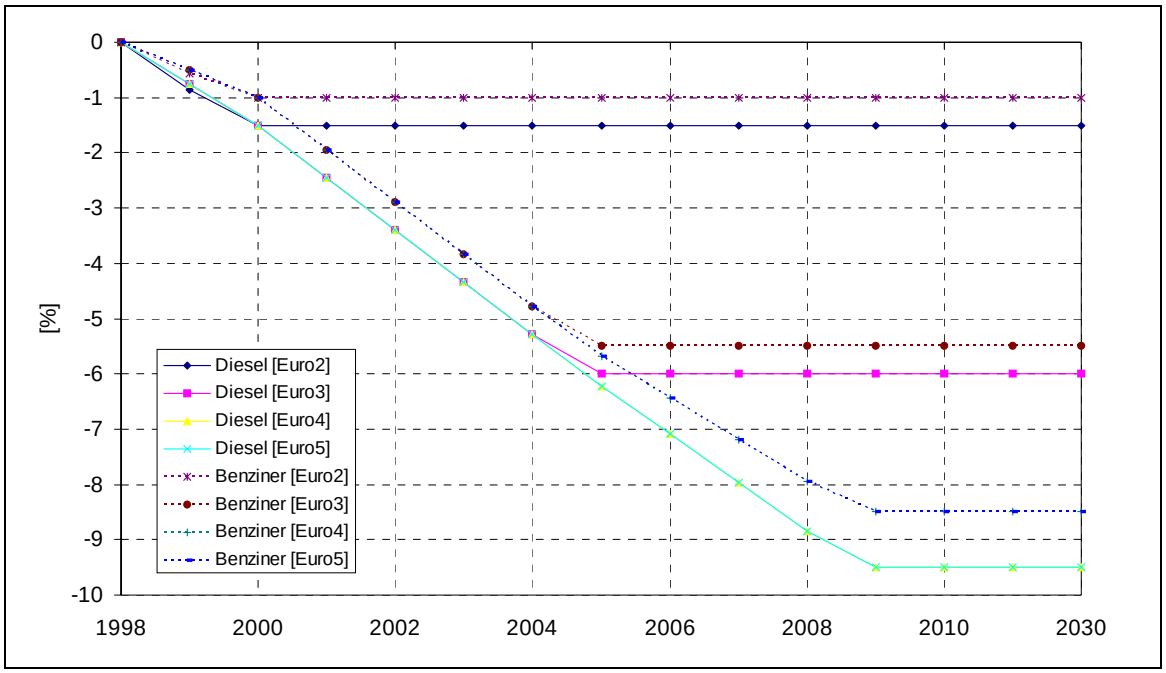
Zur Abschätzung der Wirkung der Selbstverpflichtung werden die technologie- und alterskohortenbasierten PKW-Flottenmodelle von ASTRA genutzt. Über die Fortentwicklung der Alterskohorten diffundieren neue Technologien, d.h. Fahrzeuge mit neueren Emissionsstandards in die Flotten, und alte Technologien verlassen die Flotte durch Verschrottung. Im PKW-Bereich werden folgende Emissionsstandards unterschieden: Vor-EURO-Norm (ece-1503, ece-1504), Euro-1 bis Euro-5. Für jede Norm und jeden

[21] Hierbei ist zu berücksichtigen, dass sich die ACEA-Selbstverpflichtung auf die EU-15 bezieht.

PKW-Typ (Benziner mit Hubraumklassen <1,4 l, 1,4-2,0 l, >2,0 l und Diesel mit Hubraumklassen <2,0 l, >2,0 l) sind spezifische Verbrauchs- und Emissionsfaktoren hinterlegt, die dem Handbuch für Emissionsfaktoren (BUWAL/UBA/infras 1999) entnommen sind und regelmäßig aktualisiert werden. Zur Abbildung der Wirkung der ACEA-Selbstverpflichtung in ASTRA werden die hinterlegten Emissionsfaktoren der Emissionsstandards verändert, die nach der Vereinbarung mit ACEA im Jahr 1998 gültig sind, d.h. Euro-2 (gültig bis 1999) und alle späteren Emissions-Normen. Dabei wird der Effekt umso größer, je später die Norm in Kraft tritt.

Die Abschätzungen zur Implementierung der Wirkung der ACEA-Selbstverpflichtung sind anhand des durchschnittlichen Flottenverbrauchs aufgebaut, da eine Referenzentwicklung ohne ACEA-Selbstverpflichtung benötigt wird. Diese muss vor 1998 liegen, um eine Wirkung der Selbstverpflichtung auszuschließen. Für diesen Zeitraum liegen aber nur die Durchschnittsverbräuche der Flotte und nicht der Neuwagen in Statistiken vor. Verkehr in Zahlen (DIW 2004) weist über den Umschlagszeitraum der Flotte von rund 12 Jahren (1985 bis 1997) eine Verbesserung des Durchschnittsverbrauchs von 12 % für Benziner und 10 % für Diesel aus. Dieser Wert wird als autonomer technischer Fortschritt angenommen. Die ACEA-Selbstverpflichtung fordert nun über nahezu den gleichen Zeitraum (10 Jahre) eine Verbesserung von 25 % beim Verbrauch von Neuwagen, der sich aber nach Umschlag der kompletten Flotte (d.h. rund 12 Jahre später) auch beim Flottendurchschnitt in einer 25 %-igen Reduktion niederschlagen würde. Diese 25 % entsprechen ungefähr einer Verdopplung gegenüber dem autonomen technischen Fortschritt (s.o. bei Benzinern 12 %), so dass die Wirkung der Selbstverpflichtung eine zusätzliche Einsparung in der Flotte von 13 % leisten müsste, um über den Zeitraum 1998 bis 2008, also fast einem kompletten Umschlag der Flotte, auf eine Reduktion von 25 % zu kommen. Tatsächlich muss in der Periode 1998 bis 2008 durch den starken Ölpreisanstieg noch ein weiterer autonomer Treiber der technischen Entwicklung einbezogen werden, so dass die zusätzliche Reduktion durch die ACEA-Selbstverpflichtung nur mit maximal 9,5 % für Diesel und 8,5 % für Benziner angesetzt wurde. Diese maximale Reduktion wird aber nur für Fahrzeuge der Euro-4 und Euro-5 Norm erreicht, da nur diese zum Ende der Verpflichtungsperiode in den Markt kommen und erst 2008 die volle Reduktion durch die Selbstverpflichtung erzielt wird. Für Euro-2 PKW wird ein maximaler Effekt von 1,5 für Diesel bzw. 1,0 % für Benziner unterstellt und für Euro-3 von 6,0 bzw. 5,5 %. Damit ergeben sich die Reduktionskurven für die Verbrauchsfaktoren der einzelnen Technologien wie in Abbildung 4-21 dargestellt.

Abbildung 4-21 Reduktionsfaktoren für den Verbrauch zur Implementierung der ACEA-Selbstverpflichtung in ASTRA



Quellen: Fraunhofer ISI Abschätzung und Umsetzung in ASTRA.

Unter Verwendung dieser Reduktionsfaktoren kann der Effekt der ACEA-Selbstverpflichtung durch einen Vergleich von zwei ASTRA-Simulationen mit bzw. ohne Berücksichtigung der Reduktionsfaktoren bestimmt werden. Die Differenz in Energieverbrauch bzw. CO_2-Emissionen ergibt den Effekt der Selbstverpflichtung. Dieser ist dargestellt in Tabelle 4-23.

Tabelle 4-23 Reduktionswirkung der Maßnahme M2: ACEA-Selbstverpflichtung

	pro Jahr in:	2010	2015	2020	2025	2030
Energieverbrauch	PJ	-89,9	-114,0	-116,6	-110,0	-110,9
CO_2-Emission	Mio. t CO_2-Äqu.	-6,3	-8,0	-8,1	-7,7	-7,1

Quellen: Berechnungen des Fraunhofer-ISI mit ASTRA.

Wir halten die dargestellten Ergebnisse für plausibel, um die hypothetische Wirkung der ACEA-Selbstverpflichtung abzuschätzen (hypothetisch heißt unter der in Politikszenarien IV getroffenen Annahme, der Zielwert von 140 g/km würde erreicht im Jahr 2008). Sicher wäre eine Berechnung mit 25 % Reduktion zu hoch, da wie beschrieben auch ohne die Selbstverpflichtung ein autonomer Fortschritt beobachtet werden konnte. Eine Berechnung des tatsächlichen Effektes würde wahrscheinlich zu einem deutlich niedrigeren Wert führen, da die bis 2006 messbare Verbrauchsreduktion von etwas über -8 % nur geringfügig über dem autonomen technischen Fortschritt liegen dürfte.

4.2.3.6 Mineralölsteuererhöhung von 1999 bis 2003

4.2.3.6.1 Wirkung der Ökologischen Steuerreform in der Literatur

Mit dem "Gesetz zum Einstieg in die ökologische Steuerreform", das zum 1. April 1999 in Kraft trat, wurde eine Besteuerung von Energie beschlossen, die den Energieverbrauch und die daraus resultierenden Emissionen vermindern soll. Die Einnahmen durch die Ökologische Steuerreform fließen zum größten Teil in die Senkung der Sozialversicherungsbeiträge, ein weiterer Teil wird zur Förderung der Erneuerbaren Energien genutzt. Als Teil der ökologischen Steuerreform wurde die Mineralölsteuer von 1999 bis 2003 um jeweils 3,07 Cent pro Liter Benzin bzw. Diesel erhöht. Für Benzin bedeutet dies einen Anstieg der Mineralölsteuer von 50 Cent auf 65 Cent, für Diesel von 32 Cent auf 47 Cent.

Preisanstiege für Kraftstoff führen zu reduziertem Verbrauch und reduzierten Fahrleistungen. Je nach Zweck der Fahrt sind die Elastizitäten aber sehr unterschiedlich. Fahrten zur Arbeitsstelle oder zur Ausbildungsstätte haben höhere Priorität als Fahrten zu Freizeitzwecken. Goodwin et al. (2004) führen für die Fahrzeugkilometer für kurzfristige Reaktionen auf Kraftstoffpreiserhöhungen eine Elastizität von -0,1 an und für langfristige Reaktionen von -0,3.

Mithilfe einer repräsentativen Umfrage wurde von Ecologic (2005) die durch die Ökologische Steuerreform hervorgerufenen Änderungen des Verhaltens untersucht, die Auswirkungen auf den Energieverbrauch in Privathaushalten haben. Hierbei wurde der Bereich Mobilität gesondert betrachtet. 73 % der Befragten gaben an, im betrachteten Zeitraum ihr Fahrverhalten fast immer oder überwiegend geändert zu haben, um Benzin zu sparen. 20 % ließen ihr Fahrzeug fast immer oder überwiegend stehen und benutzten ein anderes Verkehrsmittel um Benzin zu sparen. Als Motive für das Benzin sparende Verhalten nannte der größte Teil (73 %) der Befragten "Kosten senken". Umweltschutzgründe waren für 63 % wichtig und die durch die Ökologische Steuerreform gestiegene Mineralölsteuer wurde von 53 % der Befragten als Grund genannt.

Eine empirische Analyse zu den Belastungs- und Lenkungswirkungen der ökologischen Steuerreform in den ersten beiden Jahren (Liebig 2002) zeigt, dass die erhöhten Kraftstoffpreise im Güterverkehr kaum eine Rolle spielen. Weder die steigende Fahrleistung der Lastkraftfahrzeuge noch der steigende Bestand an Zugmaschinen konnten eingedämmt werden. Auch die gewünschte Verlagerung von der Straße auf die Schiene fand nicht statt. Im Personenverkehr hingegen führten die erhöhten Kraftstoffpreise zu einem Rückgang der Fahrleistung. Da der PKW-Bestand aber zunahm, war nur eine geringe Wirkung wahrnehmbar (gesamte Fahrleistung und Bestand sind teilweise entkoppelt, da zunehmend Zweitwagen angeschafft werden, was dann aber zu einer geringeren jährlichen Fahrleistung/PKW führt, und damit nicht zwangsweise eine Erhöhung der gesamten Fahrleistung durch Vergrößerung der Flotte folgt). Es bleibt aber zu beachten, dass es bei dieser Art empirischer Analyse nicht möglich war, die Effekte zu differenzieren oder gar zu quantifizieren, die speziell auf die Ökologische Steuerreform zurückzuführen sind. Auch Langzeiteffekte bleiben unberücksichtig.

Eine solche Quantifizierung ist besser möglich, wenn die Situation mit der Ökologischen Steuerreform in einem Modell einem Referenzszenario ohne Ökologische Steuerreform gegenübergestellt wird.

Eine Studie der GWS (2001) benutzt das Modell Panta Rhei, um die Wirkungen der Ökologischen Steuerreform auf Wirtschaft und Umwelt in Deutschland zu simulieren. Außer der erhöhten Mineralölsteuer sind in dem Modell auch die weiteren wesentlichen Instrumente der Ökologischen Steuerreform implementiert. Insgesamt ergibt sich eine Reduktion der CO_2-Emissionen im Vergleich zum Referenzszenario bis zum Jahr 2003 um 2,3 Prozent. Bis 2010 geht die Reduktion des CO_2 im Vergleich zum Referenzszenario wieder zurück, da die Energiepreise insgesamt steigen, und bei konstanten Steuersätzen somit die relative Energiesteuerbelastung sinkt. Absolut betrachtet sinken die CO_2-Emissionen nur bis zum Jahr 2003 und steigen danach wieder an.

Zu Ergebnissen in einem ähnlichen Größenbereich kommt eine aktuellere Studie des DIW (2005) im Auftrag des Umweltbundesamtes. Zusätzlich zum Modell Panta Rhei wurde LEAN2000 benutzt. Weiterhin wurden aktuellere Daten und einige Sonderregelungen der Ökologischen Steuerreform berücksichtigt. Es ergab sich eine Reduktion der CO_2-Emissionen im Vergleich zum Referenzszenario (ohne Ökologische Steuerreform) um 2,39 % im Jahr 2003. Anders als von der GWS (2001) berechnet, nehmen in der Studie des DIW (2005) die Minderungen in den folgenden Jahren jedoch weiter zu bis auf -3,1 % im Jahr 2010.

Im Wirtschaftsbereich Verkehr, der die gewerblichen Dienstleistungen im Straßen-, Schienen-, Schifffahrts- und Luftverkehr enthält, ist laut DIW (2005) der relative Energiekostenanstieg im Vergleich zum Referenzszenario mit 16,23 % am größten. Dies wirkt sich auch auf die CO_2-Minderungen in diesem Bereich aus: im Jahr 2003 betragen sie im Vergleich zum Referenzszenario 7,54 % und steigen bis auf 8,44 % im Jahr 2010 an. Da sich die Ergebnisse nur auf Verkehr als Dienstleistung beziehen ist der motorisierte Individualverkehr hierbei nicht erfasst, so dass keine Daten zum gesamten Bereich Verkehr vorliegen.

Auch in der Studie der GWS (2001) werden keine direkten Aussagen über die Emissionsminderungen im Bereich Verkehr gemacht, sie enthält aber Daten zum Anstieg der Preise von Benzin und Diesel. Die gleiche absolute Erhöhung der Mineralölsteuer um 3 Cent pro Liter führt bei Diesel zu einem höheren relativen Preisanstieg als bei Benzin. Haushalte und Unternehmen reagieren wie beobachtet (Liebig 2002) unterschiedlich auf diese Preisänderungen. In Haushalten, wo der PKW die wichtigste Rolle spielt, kann substituiert werden. So wird der Trend zum Diesel-PKW im Vergleich zum Basisszenario abgeschwächt.

Eine Studie des UBA (2003) zu CO_2-Minderungen im Verkehr bestätigt, dass die durch die Einführung der Ökologischen Steuerreform gestiegenen Preise für Benzin und Diesel zu Kraftstoff sparendem Fahren anregen. Auch wird verstärkt Kraftstoff sparendes Zubehör eingesetzt, Fahrzeuge mit geringem Verbrauch stärker nachgefragt und Fahrzeuge mit hohem Verbrauch schneller ersetzt. Als weiterer Effekt wurde eine erhöhte Nachfrage für andere Verkehrsmittel genannt. Im Verkehrsbereich werden dadurch mit-

telfristig (2010) 9,44 Mt CO_2 pro Jahr weniger emittiert, wie mit Hilfe des Modells Panta Rhei berechnet wurde.

Eine ähnlich positive Bilanz zieht das BMU (2004a) und zitiert das DIW. Durch die Lenkungswirkung der Ökologischen Steuerreform werden im Verkehrssektor 2010 im Vergleich zum Referenzjahr 1998 3,84 Prozent CO_2 weniger emittiert. In den Jahren 2000 bis 2003 sei der Kraftstoffverbrauch laut Statistischem Bundesamt kontinuierlich zurückgegangen, während er in den Jahren zuvor eher gestiegen war. Hier war der Rückgang beim Absatz von Benzin (-4,5 % im Jahr 2000, -3,0 Prozent im Jahr 2001, -3,3 % im Jahr 2002 und -4,27 % im Jahr 2003) wesentlich deutlicher als bei Diesel (-0,7 % im Jahr 2000, +1,4 % im Jahr 2001, -1,2 % im Jahr 2002 und -1,59 % im Jahr 2003). Im Güterverkehr wirkt sich der Preiseffekt vor allem auf die Organisation aus. Zwar fand nicht die erhoffte Verlagerung auf die Schiene statt. Die Tonnage ist aber laut statistischen Bundesamt gesunken (-2,9 % im Jahr 2001, -4,3 % im Jahr 2002 und -1,5 % im Jahr 2003). Der Anteil der Leerfahrten ist weiter gesunken, während der Anteil der Lastkilometer laut Bundesamt für Güterverkehr gestiegen ist. Er betrug 71,4 % in 1995, 73,4 % in 1998, 74,1 % in 1999 und 75,4 % in 2000. Als weiterer positiver Effekt wurde der kontinuierliche Anstieg der Fahrgastzahlen im öffentlichen Personenverkehr von 1999 bis 2003 genannt.

4.2.3.6.2 Modellgestützte Abschätzung der Wirkung der Ökologischen Steuerreform

Die Einführung der Ökologischen Steuerreform in den Jahren 1999 bis 2003 wird in ASTRA direkt als zusätzlicher Steuerbetrag auf Diesel und Benzin implementiert, der den Gesamtkraftstoffpreis bestehend aus Rohstoffpreis nach Raffinierung und gesamter Steuerbelastung (Mineralölsteuer, Mehrwertsteuer) entsprechend erhöht. Im Modell werden dann die absoluten Beträge in EURO/pkm bzw. EURO/tkm verändert und beeinflussen die Ziel- und Modalwahl sowie die PKW-Kaufentscheidungen. Die relativen Kostensteigerungen belaufen sich für Diesel auf knapp +16 % und bei Benzin auf rund +13 % mit fallender Tendenz aufgrund zukünftig steigender Rohölpreise.

Allerdings beträgt der Anteil der Kraftstoffkosten an den in ASTRA hinterlegten für die Verkehrsentscheidungen relevanten Kosten nur rund 20 % für den Güter- und Geschäftsreiseverkehr auf der Straße und rund 75 % für den privaten motorisierten Individualverkehr (MIV). Für letzteren spricht man von den wahrgenommenen Kosten, die sich aus Kraftstoffpreis und einer kleineren Komponente für Wartung und Abnutzung (Reifen, Bremsen etc.) zusammensetzen und die dazu führen, dass im privaten MIV nicht die volle Kostenbelastung bei Verkehrsmittelwahlentscheidungen berücksichtigt wird. Damit ergibt sich für die Erhöhung der Gesamtkosten im Güter- und Geschäftsreiseverkehr auf der Straße ein Anstieg von rund +4 % und für den MIV rund +12 %. Für den Bus-, Bahn-, Flug- und Schiffsverkehr bleiben die Kosten unverändert, da entweder der Effekt vernachlässigbar klein ist, oder nicht an die Kunden weitergegeben wird oder der Verkehrsträger nicht von der Ökologischen Steuerreform betroffen ist.

Durch die Ökologische Steuerreform reduzierte sich im Personenverkehr der Modalwahl-Anteil des MIV berechnet auf der Basis von pkm um knapp -1 %, während er für den Busverkehr um +4 % und für den Bahnverkehr um +1,5 % zulegte. Auch der nichtmotorisierte Verkehr gewinnt leicht. Im Güterverkehr sinkt der Anteil der Straße um mehr als -2 % und die Schiene gewinnt +5 %. In allen Fällen treten die größten Effekte 2004 auf und die Veränderungen verringern sich bis zum Jahr 2030 kontinuierlich, da der Anteil der Ökologischen Steuerreform an den Verkehrskosten durch die steigenden Rohölpreise und Fahrzeugkosten kontinuierlich zurückgeht.

Aufgrund des höheren Anstieges des Dieselpreises sinken bei den Neuwagenzulassungen die Verkäufe der Diesel-PKW um -10 % und es werden 6 % mehr Benziner mit Hubraum größer als 2,0l bzw. +2 % Benziner mit Hubraum zwischen 1,4 und 2,0l verkauft. Die verringerte Nachfrage nach LKW-Transportleistungen führt zu einem Rückgang der LKW-Verkäufe um rund -1,5 %. Bei den Kraftstoffen werden vor allem die Veränderungen des Absatzes von Diesel (knapp -3 %), Benzin (rund -0,5 %) und Strom (+1,5 %) sichtbar.

Neben den verkehrlichen Reaktionen ist auch die Einnahme- und Verwendungsseite der Ökologischen Steuerreform berücksichtigt. Hier ergibt sich, dass im ASTRA-Modell ab 2003 rund 12 Mrd. Euro zur Verfügung gestellt werden, um die Rentenbeiträge zu senken und so das verfügbare Einkommen der Haushalte zu erhöhen.

Die vorgenannten Veränderungen führen zu einer Verringerung des Energieverbrauchs im Verkehr in 2030 um -32,7 PJ und der CO_2-Emissionen um -2,3 Mt.

Tabelle 4-24 Reduktionswirkung der Maßnahme M3: Einführung der Ökologischen Steuerreform zwischen 1999 und 2003

	pro Jahr in:	2010	2015	2020	2025	2030
Energieverbrauch	PJ	-35,1	-35,4	-34,7	-33,6	-32,7
CO_2-Emission	Mio. t CO_2-Äqu.	-2,4	-2,5	-2,5	-2,4	-2,3

Quellen: Berechnungen des Fraunhofer-ISI mit ASTRA.

Die Einsparungen liegen unter den in der Literatur zu findenden Werten (s.o.). Leitet man aus der Gesamtwirkung in ASTRA eine Elastizität ab, liegt diese etwas über der von Goodwin et al. (2004) angegebenen kurzfristigen Elastizität für die Reaktion der Fahrleistungen auf Erhöhungen der Kraftstoffpreise von -0,1 und deutlich unter der langfristigen Elastizität von -0,3 und damit in einem plausiblen Rahmen. Die Nähe zur kurzfristigen Elastizität könnte darauf hindeuten, dass Strukturänderungen vor allem im Personenverkehr (der Güterverkehr reagiert stärker) in ASTRA unterschätzt sind. Z.B. finden Verlagerungen von Fahrten in kürzere Entfernungsbänder in ASTRA statt, aber die durchschnittlichen Fahrtweiten in den einzelnen Entfernungsbändern werden nicht beeinflusst.

Zum anderen könnten bei einer langfristig festgelegten und damit erwarteten Steigerung die Effekte stärker ausfallen, da die Verkehrsteilnehmer diese Kostensteigerung tatsächlich als Konstante in ihr Kalkül einbauen und nicht nur als temporären Kostenpeak

wahrnehmen. Diese dürfte in den untersuchten Studien zu einer höheren Wirkungsschätzung für die Ökologische Steuerreform geführt haben.

4.2.3.7 Einführung der LKW-Maut auf Bundesautobahnen in 2005

Seit 1.1.2005 wird in Deutschland für LKW mit einem zulässigem Gesamtgewicht (zGG) von mehr als 12 t auf Autobahnen eine Maut von 12,4 ct/Fzg-km erhoben. Die Einnahmen aus der Maut finanzieren zum einen das Mautsystem und dienen zum anderen der Investition in Verkehrsinfrastrukturen. Damit ist in Deutschland der Einstieg weg von einer Steuerfinanzierung des Straßenverkehrssystems hin zu einer Nutzerfinanzierung vollzogen.

Die Wirkung der LKW-Maut wird im nächsten Abschnitt durch die Zusammenfassung und Weiterentwicklung von Ergebnissen verschiedener bereits vorliegender Studien abgeschätzt. Im darauffolgenden Abschnitt wird die Reduktionswirkung der Maßnahme dann mit Hilfe des Modells ASTRA berechnet, wobei diese Ergebnisse (Tabelle 4-28) die für Politikszenarien IV relevanten sind.

4.2.3.7.1 Abschätzung der Wirkung der LKW-Maut in der Literatur

Die Studie *Anforderungen an eine umweltorientierte Schwerverkehrsabgabe* (IWW 2001) im Auftrag des Umweltbundesamtes untersucht den Einfluss verschiedener Szenarien einer Maut für schwere Nutzfahrzeuge auf Transportkosten, Fahrleistungen und Umweltwirkung. Berücksichtigt werden innerbetriebliche Anpassungsstrategien der Fuhrunternehmen wie Ausweichfahrten, Umlaufoptimierung und betriebswirtschaftlich-organisatorische Anpassungsstrategien sowie Nachfrageänderungen der verladenden Wirtschaft auf Grund steigender Transportkosten. Die Studie untersucht vier Szenarien und deren Auswirkungen bis 2010:

- I: Autobahnmaut für Fahrzeuge ab 12 t zulässigem Gesamtgewicht (zGG) von 12,5 € pro 100 Fahrzeugkilometer (Fzkm)
- IIa: Maut auf Autobahnen und autobahnähnlichen Bundesstraßen von 20 € / 100 Fzkm.
- IIb: Wie IIa, jedoch mit verbessertem betrieblichen Angebot der Bahnen.
- III „Schweizer Szenario“: ca. 40 € / 100 Fzkm für Fahrzeuge ab 3,5 t zGG auf dem gesamten Netz.

Von den untersuchten Anpassungsreaktionen spielt Ausweichverkehr eine untergeordnete Rolle, was durch eine aktuelle Studie des Deutschen Bundestages (Bundestag 2005) sowie des BMVBS (BVU et al. 2001) auf der Grundlage von Verkehrszählungen bestätigt wird. Wesentlich zur CO_2-Einsparung trägt jedoch die Optimierung der Auslastungsraten der Fahrzeuge bei, etwa durch Firmenkooperationen oder den Einsatz moderner IT-Lösungen zur Tourenplanung.

Die Studie hält fest, dass die Preiselastizitäten der Verkehrsnachfrage sowie der Verlagerung auf die Schiene nicht konstant sind, sondern stark von der Höhe der Kostensteigerung bestimmt wird. Über alle Effekte ergeben sich folgende Nachfrageelastizitäten:

Tabelle 4-25 Kostenentwicklung und Elastizitäten in LKW-Maut-Szenarien

Szenario	I	Iia	Iib	III
Relative Kostenentwicklung Straße	1	1,07	1,07	1,23
Direkte Preiselastizität der Nachfrage im Straßengüterverkehr	-0,09	-0,12	-0,12	-0,26
Kreuzpreiselastizität der Transportleistung Bahn bzgl. der Transportkosten Straße	0,2	0,31	0,62	0,64

Quelle: IWW 2001.

Die Studie weist die externen Kosten lediglich als Summenwert verschiedener monetarisierter Größen wie Luftverschmutzung, Klimawirkungen, Unfälle und Lärm aus. Entsprechend ist eine direkte Ableitung des Einflusses von Mautszenarien auf den CO_2-Ausstoß des Verkehrs nicht möglich.

Das EU-Forschungsprojekt DESIRE (Design of Inter-Urban Road Pricing Schemes for Europe, Viegas 2005) untersucht Gestaltungsoptionen und Auswirkungen verschiedener Mautvarianten für Europa. Auf der Grundlage der Verkehrsmodelle VACLAV und ASTRA werden sowohl netzbezogene verkehrliche Wirkungen als auch volkswirtschaftliche Effekte ermittelt. Bezüglich der CO_2-Minderung kommt die Studie zu eher verhaltenen Reduktionsraten bezogen auf die gesamtwirtschaftlichen CO_2-Emissionen zwischen -0,08 % im Fall einer niedrigen Lkw-Autobahnmaut nach deutschen Modell und 1,35 % für netzweite Mauten nach dem Schweizer Vorbild. Die Reduktionsraten wachsen im zeitlichen Verlauf und deuten damit eine langfristige Wirkung von Road Pricing Strategien an.

Das EU-finanzierte Forschungsprojekt REVENUE (The Use of Transport Pricing Revenues) untersucht die ökonomische Effizienz verschiedener Arten der Ausgestaltung der Maut und der Verwendung der Einnahmen. Eine Fallstudie beschäftigt sich explizit mit der deutschen Lkw-Maut (Doll 2005). Die Analysen basieren auf der Anwendung des ASTRA-Modells sowie eines partiellen Gleichgewichtsmodells für den Verkehrssektor. Als Ergebnis der beiden Modelle kann festgehalten werden, dass die Art der Mittelverwendung einen wesentlich größeren Einfluss auf die ermittelten Wohlfahrtsergebnisse hat als die Ausgestaltung des Preissystems selbst. So empfiehlt die Studie die Mittel für investive Zwecke zu verwenden und nicht zur Senkung von Steuern und Abgaben, was insbesondere kurzfristige Wohlfahrtsgewinne erzielen würde. Im Fall einer Reinvestition in die Verkehrswege ermittelt ASTRA positive Impulse für die Gesamtwirtschaft, da der Verkehr als intermediärer Sektor für nahezu alle übrigen Wirtschaftsbereiche kostenwirksam ist.

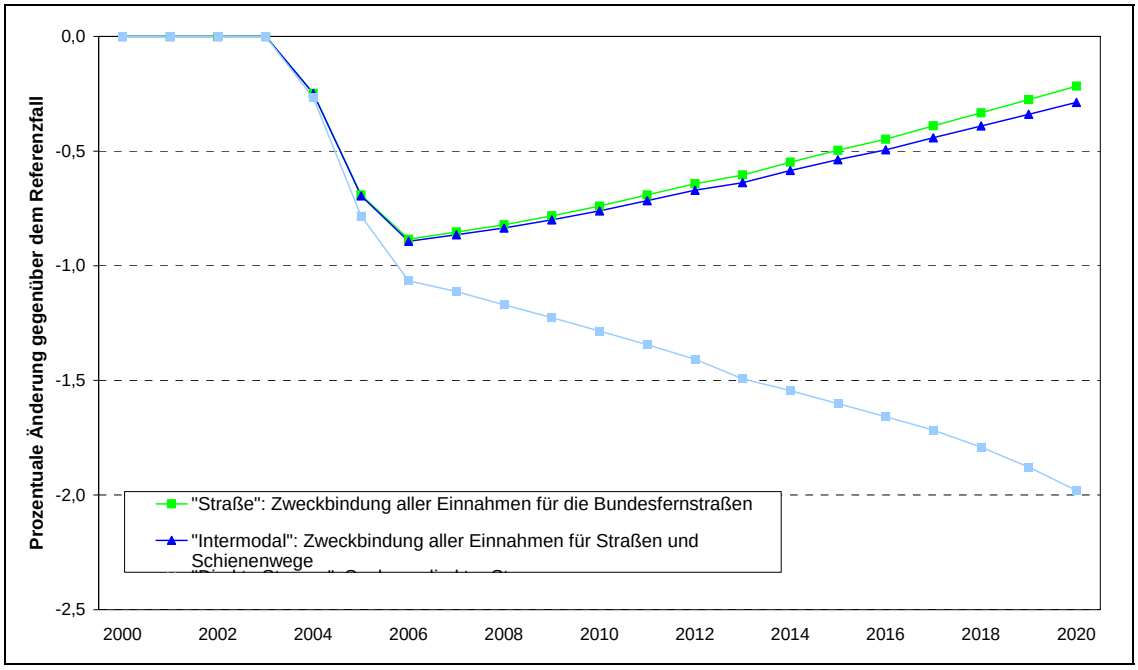
Im Sinne der CO_2-Minderung sehen die Empfehlungen allerdings anders aus. Das Modell stellt keine Entkopplung von Wirtschafts- und Verkehrswachstum fest. Dementsprechend stellen sich die wirtschaftlich ungünstigen Folgen einer unspezifischen Verwendung der Mauteinnahmen durch die ausbleibende Stimulation des Verkehrsbereichs

hinsichtlich reduzierter CO_2-Emissionen positiv dar. Die folgenden Abbildung 4-22 und Abbildung 4-23 illustrieren die bis 2020 prognostizierten Entwicklungen der drei Schlüsselszenarien

- „Straße“: Reinvestition der Mauteinnahmen in das Straßennetz
- „Intermodal“: Intermodale Reinvestition in Straßen und Schienenwege
- „Direkte Steuern“: Senkung der direkten Steuern

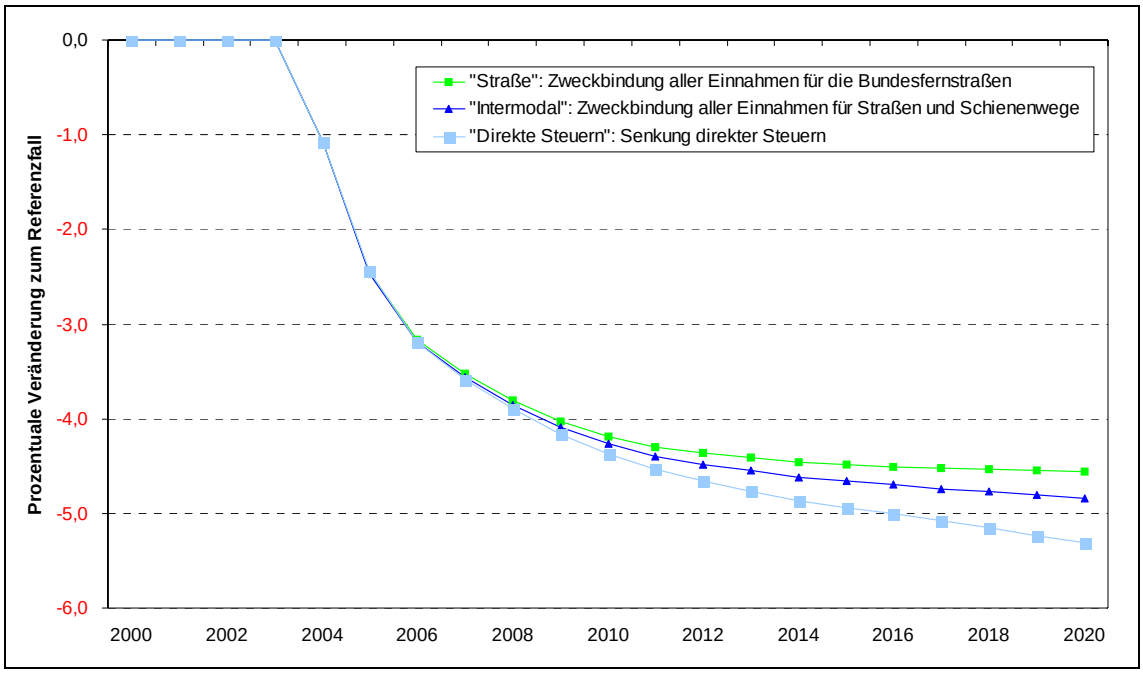
in Bezug auf das Bruttoinlandsprodukt (BIP) sowie auf die CO_2-Emissionen.

Abbildung 4-22 Ergebnisse für verschiedene Maut-Szenarien im Projekt REVENUE: Bruttoinlandsprodukt



Quelle: Doll (2005).

Abbildung 4-23 Ergebnisse für verschiedene Maut-Szenarien im Projekt REVENUE: CO_2-Emissionen



Quelle: Doll (2005).

Mantzos und Capros (2006) nehmen eine sinkende Energieintensität des Verkehrsbereichs bis 2030 an. Tabelle 4-26 gibt die Entwicklung des spezifischen Energieverbrauchs (in toe / Mill. Tkm) für den Straßengüterverkehr und den Bahngüterverkehr für Deutschland an. Danach beträgt der Effizienzgewinn der Straße 15 %, wohingegen die Bahn einen weitaus größeren Effizienzgewinn von 42 % realisieren kann. Diese Annahmen basieren im Wesentlichen auf der Erwartung höherer Verkehrsanteile und somit einer günstigeren Behängung und Umlaufplanung der Züge.

Tabelle 4-26 Entwicklung des spezifischen Energieverbrauchs im Güterverkehr bis 2030

	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	Energieintensität (toe / Mill. Tkm)					
Lkw	64,01	63,86	62,82	60,28	57,77	54,4
Bahn	22,59	19,17	16,28	14,62	13,61	13,02
Binnenschiff	114,24	113,78	107,5	103,23	95,75	94,46

Quelle: Mantzos und Capros (2006).

Mittels der aus der Literatur entnommenen Preiselastizitäten der Nachfrage sowie energie- und emissionsspezifischen Kennziffern der Verkehrsträger kann die Wirkung verschiedener Mautvarianten auf den Ausstoß von CO_2 im Güterverkehr abgeschätzt werden. Es wird von folgenden Annahmen ausgegangen:

- Die Emission von Klimagasen wird durch die Entwicklung der Fahrleistung sowie des Durchschnittsverbrauchs nach Lkw-Klassen bestimmt. Die Verkehrs-

menge nach TREMOD in Zeitraum 2005 bis 2030 wird nach den Fahrleistungsanteilen in Prognos/IWW auf Lkw- und Straßenklassen aufgeteilt.

- Die Pkw-Fahrleistung ist von der Lkw-Fahrleistung unabhängig. Betrachtet wird lediglich der CO_2-Ausstoß der Lkw-Flotte.
- Die Lkw-Fahrleistung wird durch die mautbedingte Dämpfung der Transportnachfrage einerseits sowie durch die veränderte durchschnittliche Fahrtweite je Transport auf Grund mautbedingter Verlagerungen beeinflusst. Diese Einflussfaktoren werden nicht separat modelliert, sonder mittels gesamtsystemischer Nachfrageelastizitäten abgebildet. Die Elastizitäten werden nach IWW (2001) als progressiv zur Kostensteigerung angenommen.
- Der durchschnittliche Flottenverbrauch wird von drei Faktoren beeinflusst:
  - Der Entwicklung der Motor- und Antriebstechnologien,
  - der Entwicklung der Verkehrsverhältnisse auf BAB und Bundesstraßen sowie
  - den auf die Bundesstraßen verlagerten Verkehrsanteilen.

  Entsprechend werden die aus Mantzos und Capros (2006) entnommenen spezifischen Verbrauchswerte der Verkehrsbereiche durch szenariospezifische Annahmen ergänzt.
- Der Verlauf der CO_2-Emissionen im Straßen- sowie im Schienenverkehr wird als parallel zur Entwicklung des Energieverbrauchs angenommen. Die entsprechenden Äquivalenzziffern stammen aus der TREMOD-Datenbank.

Betrachtet wird in der folgenden Abhandlung die Maßnahme 4 (M4), d.h. die aktuelle Maut (12,4ct. / km auf BAB für Lkw > 12 t zGG). Die Mautsätze bleiben bis 2030 nominal konstant, was mit der gegenläufigen Entwicklung der real steigenden Kapital- und Betriebskosten des Streckennetzes und der wachsenden Verkehrsmenge zu erklären ist.

Auf Grund der TREMOD-Verkehrszahlen für den Straßen- und Schienengüterverkehr, der mittels obiger Studien ermittelten Preiselastizitäten der Nachfrage sowie spezifischer CO_2-Emissionen ergibt sich eine Grobabschätzung der potenziell erreichbaren CO_2-Reduktionen durch M4 gegenüber dem hypothetischen Referenzfall ohne LKW-Maut. Eine wesentliche Rolle hierbei spielt die technische Entwicklung, welche sich in unterschiedlichen durchschnittlichen CO_2-Emissionen pro Tonnenkilometer der Verkehrsträger Straße und Schiene äußert. Die Ergebnisse stellen sich wie folgt dar:

Tabelle 4-27 CO_2-Ausstoß der Verkehrsbereiche in Maßnahme M4 (1000 t)

Ergebnisgrößen	2005	2010	2015	2020	2025	2030
CO2-Ausstoß Straße						
Referenzfall	35.864	39.825	43.886	47.306	50.041	51.947
M04: Maut BAB >12t	35.864	39.776	43.524	46.309	48.955	50.339
CO2-Ausstoß Bahn						
Referenzfall	2.552	2.340	2.449	2.728	2.988	3.233
M04: Maut BAB >12t	2.552	2.339	2.446	2.724	2.981	3.225
CO2-Ausstoß gesamt						
Referenzfall	38.416	42.165	46.335	50.034	53.029	55.180
M04: Maut BAB >12t	38.416	42.115	45.970	49.032	51.937	53.564
Ausstoß geg. Referenzfall						
M04: Maut BAB >12t	0	-50	-364	-1.001	-1.092	-1.616

Quellen:Abschätzungen des Fraunhofer ISI.

Bis zum Prognosehorizont 2030 steigt die Gesamtemission des Straßen- und Schienengüterverkehrs um knapp 50 % von 38,4 Mt auf 55,1 Mt an. Dieser Ausstoß lässt sich durch eine Autobahnmaut von 12,4 €/100 km für Lkw über 12 t zGG, welche bis 2030 nominal konstant bleibt, kaum vermindern (-1,6 Mt 2030).

Mit Blick auf die verhaltenen Ergebnisse der aktuellen Lkw-Maut bleibt jedoch festzuhalten, dass eine nominale Konstanz der Mautsätze zwar volkswirtschaftlich durchaus realistisch ist, jedoch aus politischen Erwägungen wenig wahrscheinlich scheint und damit eher mit steigenden realen Kosten gerechnet werden sollte, die dann auch zu höheren CO_2-Einsparungen beitragen.

4.2.3.7.2 Modellgestützte Abschätzung der Wirkung der LKW-Maut

Die Transportkosten im Güterverkehr mit LKW sind in ASTRA mit drei Komponenten abgebildet: Kraftstoffkosten inklusive aller kraftstoffbezogenen Steuern, Straßennutzungsgebühren und sonstige fixe und variable Kosten. Alle Kosten werden im Modell in Kosten pro tkm umgerechnet. Zu den Straßennutzungsgebühren zählt z.B. die Euro-Vignette, die seit 1995 bis zur geplanten Einführung der LKW-Maut in 2003 auf deutschen BAB von LKW erhoben wurde, sowie ab Januar 2005 die LKW-Maut selbst. Damit lässt sich die Einführung der LKW-Maut in ASTRA sehr einfach implementieren durch Einbeziehung in die Komponente Straßennutzungsgebühren. Hierbei entfällt dann der Kostenbeitrag der Euro-Vignette ab 2005 und wird ersetzt durch die durchschnittlichen 12,4 ct/Fzg-km[22]. Die durchschnittlichen Transportkosten im Güterverkehr (Gesamtausgaben/Gesamt-tkm) erhöhen sich dabei um rund +2 % pro tkm, wobei für den LKW eine Steigerung der durchschnittlichen Kosten um knapp +7 %, für die Küstenschifffahrt um +2,5 % (durch Nachfrage auch auf teureren Routen als im Ohne-

[22] Die Panne bei der Einführung der LKW-Maut, die dazu führte, dass die Abschaffung der Vignette in 2003 rund zwei Jahre vor Einführung der Maut in 2005 erfolgte, wurde im Modell nicht berücksichtigt.

Maßnahmen-Szenario (OMS)) und für die Bahn eine Abnahme um -1 % beobachtet wird.

Die Bepreisung im Verkehr erzielt zusätzliche Einnahmen, die zu über 80 % für investive Zwecke im Verkehrssektor eingesetzt werden. In ASTRA steigen diese zusätzlichen Einnahmen und Investitionen von 2,6 Mrd. Euro im Jahr 2006 auf knapp 6 Mrd. Euro im Jahr 2030.

Die dominierende Wirkung der Maßnahme ist eine Verlagerung von Güterverkehr von LKW auf Schiene und Binnenschiff sowie zu einem geringen Umfang auch auf die Küstenschifffahrt, da in ASTRA auch grenzüberschreitende Verkehre modelliert werden, kann z.B. durch die LKW-Maut ein LKW-Transport aus Norddeutschland nach Nordspanien oder Südwestfrankreich dann, anstatt über die Autobahn in Deutschland und Frankreich zu laufen, auch über die Hamburger oder Bremer Häfen und die Küstenschifffahrt abgewickelt werden.

Es ergibt sich ein Rückgang der LKW-Verkehrsleistung (in tkm) um knapp -5 %, während Schiene und Binnenschiff zusammen um +6 % zulegen und auch die Küstenschifffahrt ihre Tonnage (in t) um rund +1,5 % steigern kann. Dadurch ergeben sich die in Tabelle 4-28 dargestellten Einsparungen von -39,8 PJ und -2,8 Mt CO_2 für 2030.

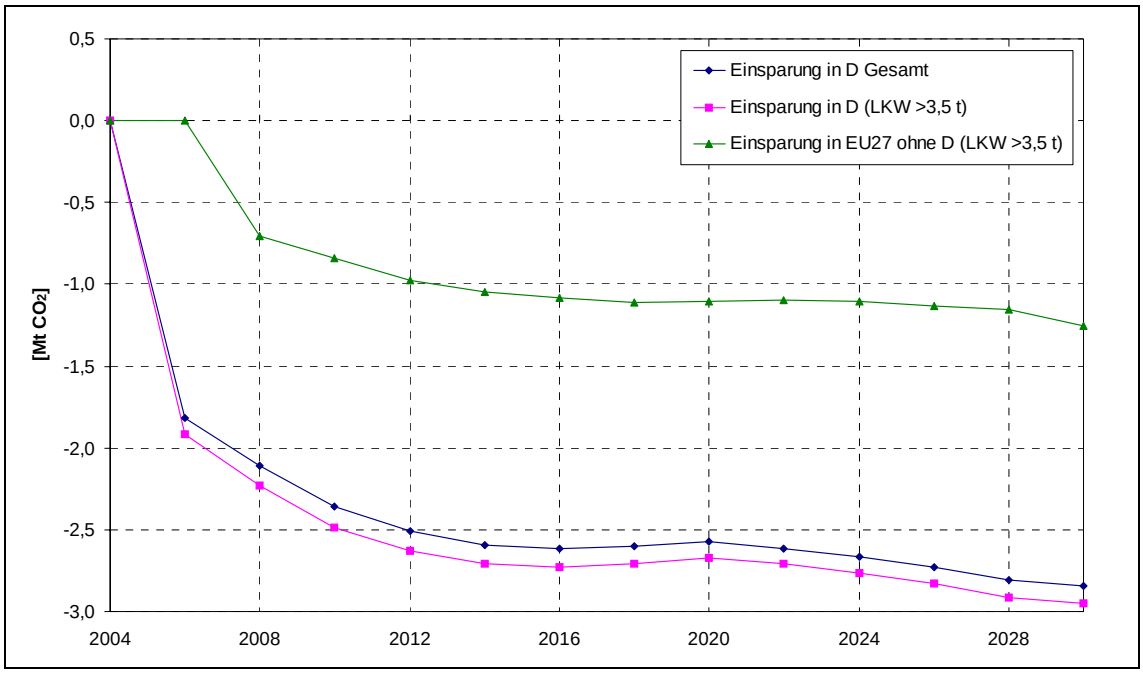
Tabelle 4-28 Reduktionswirkung der Maßnahme M4: Einführung der LKW-Maut auf BAB in 2005

	pro Jahr in:	2010	2015	2020	2025	2030
Energieverbrauch	PJ	-33,3	-36,5	-36,1	-37,8	-39,8
CO_2-Emission	Mio. t CO_2-Äqu.	-2,4	-2,6	-2,6	-2,7	-2,8

Quellen: Berechnungen des Fraunhofer-ISI mit ASTRA.

Wie bereits oben erwähnt, hat die LKW-Maut in Deutschland auch Auswirkungen auf grenzüberschreitenden Verkehr von und nach Deutschland sowie auf Transitverkehre durch Deutschland. Auch bei diesen kann die LKW-Maut zu Verlagerungen auf andere Verkehrsträger oder Optimierungen der Organisation (z.B. Beladungsfaktor, Leerfahrten) und damit CO_2-Einsparungen führen. Diese lassen sich mit ASTRA auch quantifizieren, da grenzüberschreitende Verkehre über die Verknüpfung von EU-Handelsmodell und Langstreckenverkehrsmodell abgebildet sind. Es ergibt sich, dass in den EU-27 Ländern ohne Deutschland noch weitere -1,2 Mt CO_2 durch Einführung der deutschen LKW-Maut eingespart werden (siehe Abbildung 4-24).

Abbildung 4-24 Einsparungen an CO_2 in Deutschland und in den übrigen EU-27 Ländern durch die Einführung der LKW-Maut in Deutschland



Quellen: Berechnungen des Fraunhofer-ISI mit ASTRA.

4.2.3.8 Beimischungspflicht von Biokraftstoffen

4.2.3.8.1 Vorbemerkung

Die Beimischungspflicht von Biokraftstoffen wird durch das Biokraftstoffquotengesetz (BioKraftQuG 2006) ab 1. Januar 2007 festgeschrieben. Allerdings wurden Biokraftstoffe bereits vorher dem fossilen Diesel beigemischt und als reine Kraftstoffe (Biodiesel, Pflanzenöl) im Verkehr eingesetzt, so dass bereits im Jahr 2005 rund 600.000 t Biodiesel beigemischt und weitere 1,2 Mt als reiner Biodiesel im Verkehr genutzt wurden (UFOP 2006). Dagegen war die Beimischung von Biokraftstoffen bei Benzin bzw. die Nutzung von Bioethanol (E85) in Deutschland bisher kaum marktrelevant und wird erst durch das Biokraftstoffquotengesetz einen nennenswerten Marktanteil erreichen.

4.2.3.8.2 Abschätzung der Wirkung der Beimischungspflicht von Biokraftstoffen aus der Literatur

Das Biokraftstoffquotengesetz legt insgesamt drei Quoten fest:

1. Eine Mindestquote zur Beimischung von Biokraftstoffen zu fossilem Diesel.
2. Eine Mindestquote zur Beimischung von Biokraftstoffen zu fossilem Benzin.

3. Eine Gesamtquote von Biokraftstoffen an fossilen Kraftstoffen.

Die Quoten sind auf Unternehmensebene zu erfüllen und beziehen sich auf den energetischen Anteil der Kraftstoffe an den entsprechenden Märkten, da die beigemischten Biokraftstoffe einen geringeren Energiegehalt pro Volumeneinheit als ihre fossilen Pendants aufweisen. Die auf dieser Basis festgelegten Quoten sind in Tabelle 4-29 beschrieben.

Tabelle 4-29 Quoten des Biokraftstoffquotengesetzes

Biokraftstoffquote als Anteil an	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
					%				
Diesel	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4
Benzin	1,2	2,0	2,8	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
Gesamt Diesel + Benzin	-	-	6,25	6,75	7,0	7,25	7,5	7,75	8,0

Quelle: UFOP 2006.

Gleichzeitig wurde die volle Besteuerung des beigemischten Biokraftstoffes sowie eine graduell ansteigende Besteuerung für reinen Biodiesel bzw. Pflanzenöl beschlossen. Die EU hat mit der Biofuels-Directive (2003/30/EC) eine Vorgabe von 5,75 % Biokraftstoffen am Absatz von Diesel und Benzin für 2010 beschlossen, sowie im Grünbuch *Towards a European strategy for the security of energy supply* einen Anteil von 20 % nicht-konventioneller Energieträger am Kraftstoffmarkt als Ziel vorgeschlagen.

Im Kontext von Politikszenarien IV sind vor allem zwei technische Parameter der Biokraftstoffe von Interesse: der Energiegehalt der Kraftstoffe und die CO_2-Emissionen. Bei letzteren ist die sogenannte Well-to-Wheel-Analyse, d.h. die Aggregation aller Emissionen vom Anbau über die Umwandlung zum Kraftstoff bis zur Verbrennung im Fahrzeug inklusive aller Zwischenstufen, ausschlaggebend. Der volumetrische Energiegehalt der Biokraftstoffe ist im Allgemeinen geringer als bei ihren fossilen Pendants (Tabelle 4-30).

Tabelle 4-30 Vergleich des volumetrischen Energiegehaltes ausgewählter Kraftstoffe

	Fossiler Diesel	Biodiesel	Pflanzenöl	Fossiles Benzin	Bioethanol
			[MJ/l]		
Energiegehalt	35,87	32,65	34,59	32,48	21,06

Quelle: UFOP 2006.

Abschätzungen der Well-to-Wheel-CO_2-Emissionen von Biokraftstoffen liefern eine Spannweite von Werten, die zum einen aus der selektiven Berücksichtigung von Einflussfaktoren und zum anderen aus der hohen Vielfalt an Ausgangsbiomasse und Herstellungspfaden resultieren. Dabei ergibt sich für die Well-to-Tank-Analyse (d.h. ohne den Verbrennungsvorgang) ein Ranking Biodiesel (40,6 – 50,1 g CO_2/kWh), Bioethanol (28,7 – 42,9 g CO_2/kWh) und Biomass-to-liquid (BTL) unter Einbeziehung der Erzeugung von By-Products (-5,31 bis -28,4 g CO_2/kWh) (Toro et al. 2006). Die europäische Concawe-Studie kommt für die gesamte Well-to-Wheel-Nutzung für 2010 zu ähnlichen

Ergebnissen (siehe Tabelle 4-31). Die Angaben berücksichtigen unterschiedliche Prozesse und Ausgangsbiomasse bei der Kraftstofferzeugung sowie unterschiedliche Motortechnologien.

Tabelle 4-31 Spannweiten der Well-to-Wheel-CO_2-Emissionen von Kraftstoffen im Jahr 2010

Kraftstoff	Min.	Max.
	[g CO_2eq / km]	
Benzin	140	164
Diesel	125	152
CNG	92	149
Biodiesel	38	92
Bioethanol	16	114

Quellen: Eigene Darstellung nach Concawe/EUCar/EC-JRC 2007. Ohne fossil basierte Pfad für Bioethanol.

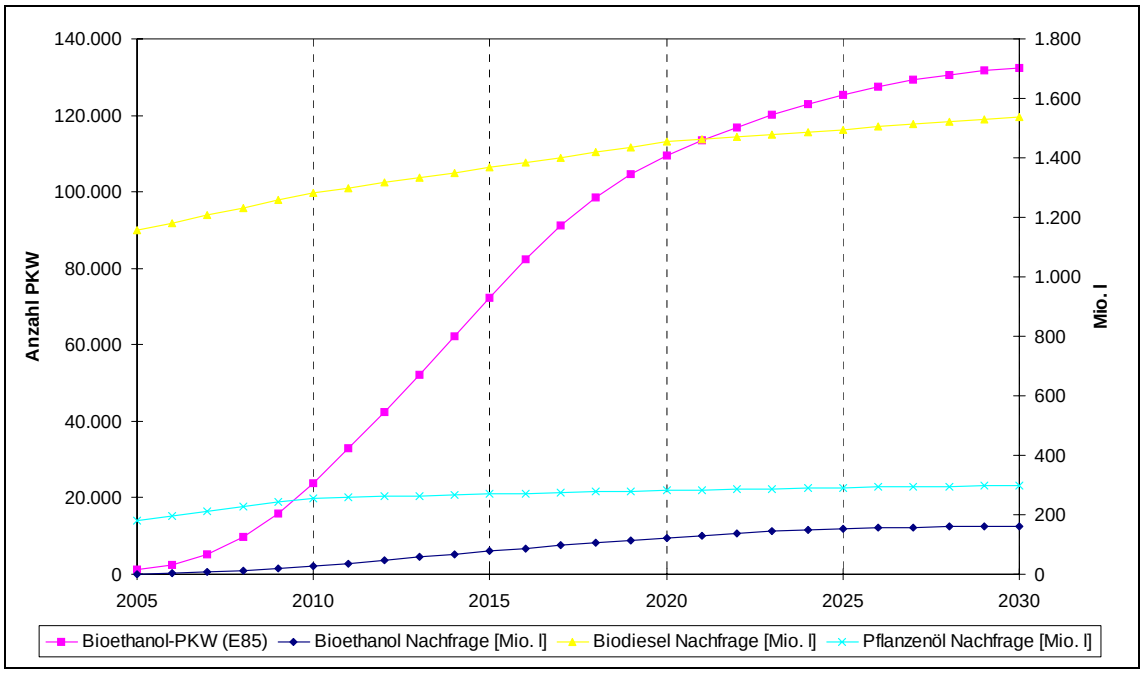
In einer Zusammenfassung für politische Entscheidungsträger kommen die Autoren der gemeinsamen Forschungsstelle der Europäischen Kommission zu dem Schluss, dass durch die Verwendung von Biokraftstoffen im Verkehr gegenüber fossilen Kraftstoffen ungefähr 50 % der CO_2-Emissionen eingespart werden können (79,5 g CO_2/km gegenüber 141 – 217 g CO_2/km für fossile Kraftstoffe) (Tzimas et al. 2004).

4.2.3.8.3 Modellgestützte Abschätzung der Wirkung der Beimischungspflicht von Biokraftstoffen

Die Modellierung der Einführung von Biokraftstoffen in den Kraftstoffmarkt in ASTRA setzt sich aus drei Elementen zusammen. Das erste Element ist die Abbildung der Quoten, wie sie im Biokraftstoffquotengesetz vorgeschrieben wurden. Die separaten Quoten für Beimischung von Biodiesel und Bioethanol wurden wie in Tabelle 4-29 beschrieben direkt in ASTRA implementiert und anhand der absoluten Nachfrage nach Diesel bzw. Benzin, die sich aus dem ASTRA Verkehrsmodell und dem Fahrzeugflottenmodell ergab, in absolute Nachfragemengen nach beigemischten Biokraftstoffen umgerechnet.

Zur Erfüllung der Gesamtquote von 8 %, die für Politikszenarien IV als Anteil der Biokraftstoffe am Kraftstoffmarkt festgelegt wurde, wurde als zweites Element die Marktdurchdringung mit Bioethanol-PKW (E85) angepasst und als drittes Element die Nutzung von reinem Biodiesel bzw. Pflanzenöl mit einem starken Wachstum bis 2010 und anschließender Stabilisierung fortgeschrieben. Letztere Entwicklung nimmt den Trend der letzten Jahre auf, geht aber von einer Stabilisierung ab 2010 aus, da die Produktionspotentiale des heutigen hauptsächlich auf Raps basierenden Biodiesels begrenzt sind. Damit ergeben sich die in Abbildung 4-25 dargestellten Entwicklungen für die reinen Biokraftstoffe. Der Anteil von 8 % Biokraftstoffen am Gesamtmarkt wird bereits 2010 erreicht bzw. sogar überschritten, sinkt dann aber leicht ab durch das starke Wachstum des Kerosinverbrauchs im Flugverkehr.

Abbildung 4-25 Entwicklung der Bioethanol-PKW-Flotte und der Nachfrage nach reinen Biokraftstoffen



Quellen: ASTRA, Fraunhofer ISI.

Die obenstehenden Entwicklungen kennzeichnen das Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS). Zur Abschätzung der Wirkung der Quotenregelung für Biokraftstoffe ist es erforderlich, ein Ohne-Maßnahmen-Szenario (OMS) zu definieren und dieses mit dem MMS zu vergleichen. Vereinfachend wurde als OMS ein Szenario definiert, in welchem keine Biokraftstoffe in den Markt eintreten. Damit liegen die Ergebnisse aus dem Vergleich von MMS mit einem solchen OMS eher im optimistischen Bereich der Einsparpotentiale, da auch ohne das Biokraftstoffquotengesetz aus dem Jahre 2006 bereits Biokraftstoffe am Markt angeboten und nachgefragt wurden.

Die zweite zentrale Festlegung betrifft die Festlegung der CO_2-Emissionsfaktoren für die Biokraftstoffe, welche für eine Lebenszyklus-basierte Abschätzung des Nettoeffektes aus Verkehrssicht benötigt wird. Diese Festlegung folgt der europäischen Kommission (Tzimas et al. 2004), indem eine Einsparung von 50 % CO_2-Emissionen angenommen wurde (d.h. 1,34 kg CO_2/l für Biodiesel und Pflanzenöl und 1,15 kg CO_2/l für Bioethanol). Damit ergeben sich die in Tabelle 4-32 dargestellten Veränderungen bei Energieverbrauch und CO_2-Emissionen in der Zeile Nettoeffekt durch die Maßnahme M2. Auffallend ist hier, dass eine deutliche CO_2-Einsparung erreicht wird, aber der Energieverbrauch zunimmt, was durch die geringere Effizienz der Biokraftstoffe bei Verbrennung in heutigen Motoren begründet ist.

In Politikszenarien IV wird eine integrierte Gesamtsicht der Effekte mit dem IKARUS-Modell abgeschätzt. Dafür wird der Einsatz von Biokraftstoffen vollständig als CO_2-Einsparung im Verkehr angerechnet. Zusätzliche CO_2-Emissionen für die Herstellung der Biokraftstoffe ergeben sich dann in Nicht-Verkehrs-Sektoren, insbesondere bei den

Raffinerien. Die durch volle Anrechnung sich für den Verkehrssektor ergebende Einsparung ist in der entsprechenden Zeile in Tabelle 4-32 dargestellt.

Tabelle 4-32 Reduktionswirkung der Maßnahme M5: Biokraftstoffquotenregelung mit 8 % Anteil am Gesamtmarkt ab 2015

	pro Jahr in:	2010	2015	2020	2025	2030
Energieverbrauch	PJ	4,1	17,9	30,9	42,8	42,5
CO_2-Emission (Nettoeffekt)	Mio. t CO_2-Äqu.	-7,1	-6,7	-6,0	-5,7	-6,2
CO_2-Emission (volle Anrechnung)	Mio. t CO_2-Äqu.	-17,0	-18,2	-18,0	-18,0	-18,0

Quellen: Berechnungen des Fraunhofer-ISI mit ASTRA.

4.2.3.9 Zusammenfassung der Ergebnisse für Verkehr im Mit-Maßnahmen-Szenario

Die vorhergehenden Kapitel haben die einzelnen Maßnahmen beschrieben und ihre Wirkungen auf den Energieverbrauch und die CO_2-Emissionen erläutert und berechnet. Die folgende Tabelle 4-33 fasst diese Ergebnisse zusammen und ergänzt sie um eine Abschätzung der synergetischen Wirkung der Maßnahmen. D.h. da alle Maßnahmen in ASTRA implementiert werden konnten, lassen sich diese nicht nur einzeln testen, sondern auch gleichzeitig in einer einzigen Simulationsrechnung. In diesem Fall können sich Wirkungen von Maßnahmen kompensieren oder verstärken. Letzteres konnte für das Maßnahmenbündel des MMS festgestellt werden, da die CO_2-Einsparung der Summe der Einzelmaßnahmen sich in 2030 auf etwa 32 Mt CO_2 belief, aber die gleichzeitige Simulation zu 34 Mt CO_2 Einsparungen führte. Damit ergeben sich weitere Einsparung von etwa 2 Mt CO_2, die sich auf Synergien zwischen den Maßnahmen zurückführen lassen.

Die Ergebnisse stellen die absoluten Maßnahmewirkungen in ASTRA dar, die an das TREMOD-Niveau angepasst wurden (siehe Abbildung 4-17). Die strukturellen Unterschiede des Energieverbrauches zwischen TREMOD und ASTRA führen dazu, dass die Synthesewerte für das OMS, die an IKARUS übermittelt werden, niedriger liegen.

Gleichzeitig ist darauf hinzuweisen, dass in der Tabelle 4-33 die Minderung der Treibhausgasemissionen durch den Einsatz von Biokraftstoffen nach dem Quellsektorprinzip bewertet wurde. Der Einsatz von Biokraftstoffen wird damit in Bezug auf die CO_2-Emissionen für den Sektor Verkehr mit Null bewertet, die Emissionen aus der vorgelagerten Prozesskette werden dann im Umwandlungssektor berücksichtigt.

Tabelle 4-33 CO_2-Einsparungen im MMS für den Verkehr

Maßnahme/ Umsetzung/ Institution	Typ	Beschreibung/Ziele (Wirkungsbereich)	Umsetzungs-stand (Wirkungs-beginn)	Direkte Emissionsminderungseffekte				
				2010	2015	2020	2025	2030
				Mio. t CO_2-Äqu.				
Beschränkung der Entfernungspauschale / Bundesregierung	F	Beschränkung der Entfernungspauschale (30 ct/km) auf Arbeitswegeanteile die über 20 km Entfernung hinausgehen. Einfluß auf Wohnortwahl von Haushalten und damit Reduktion der Personenverkehrsnachfrage.	Umsetzung 2006, messbare Wirkung ab 2010	-1	-2	-2	-2	-2
ACEA Selbstverpflichtung zur Verbrauchsreduzierung bei PKW / EU-Kommission und Wirtschaft	V	Freiwillige Selbstverpflichtung der Autoindustrie durch den Verband ACEA zur Verbrauchsreduzierung bei Neuwagen bis 2008, so daß durchschnittlich noch 140 g CO2/km emittiert werden.	Wirkung auf Neuwagen ab 1999, bis 2008 ansteigend und dann konstant.	-6	-8	-8	-8	-7
Einführung der Ökosteuer auch auf Kraftstoffe / Bundesregierung	E	Schrittweise Erhebung einer Ökosteuer von 3ct pro l Kraftstoff und pro Jahr zwischen 1999 und 2003 bei gleichzeitiger Senkung der Lohnnebenkosten (Rentenbeiträge)	Wirkung auf Kraftstoff-preise ab 1999, bis 2003 anstei-gend und dann konstant.	-2	-2	-2	-2	-2
Einführung der LKW-Maut auf Autobahnen / Bundesregierung	E	Erhebung einer Straßennutzungsgebühr von 12.5 ct/Fahrzeug-km auf Autobahnen für LKW mit zul. Gesamtgewicht von über 12t. Einnahmen großteils der Finanzierung von Verkehrsinfrastruktur gewidmet.	Wirkung ab 2005. Meßbare Effekte auch auf internatio-nale Verkehre.	-2	-3	-3	-3	-3
Pflicht zur Beimischung von Biokraftstoffen zu fossilen Kraftstoffen / Bundesregierung	R	Vorschrift zur Beimischung definierter Mindestquoten von Biokraftstoffen zu Diesel und Benzin im Verkehr zur Erreichung der Ziele von 6.75% in 2010 und 8% in 2015 als Anteil der Biokraftstoffe am Gesamtkraftstoff.	Wirkung bei Diesel ab 2002, bei Benzin ab 2006, Anstieg der Quoten bis 2010.	-17	-18	-18	-18	-18
Ungewichtete Summe der Wirkungen der Einzelmaßnahmen				-29	-33	-33	-33	-32
Gewichtete Summe der Wirkungen der Einzelmaßnahmen (ohne Überlagerungseffekte)				-30	-34	-34	-34	-34

Quellen: Fraunhofer ISI-Berechnungen.

4.2.4 Energiebedarf der Endverbrauchssektoren im Mit-Maßnahmen-Szenario

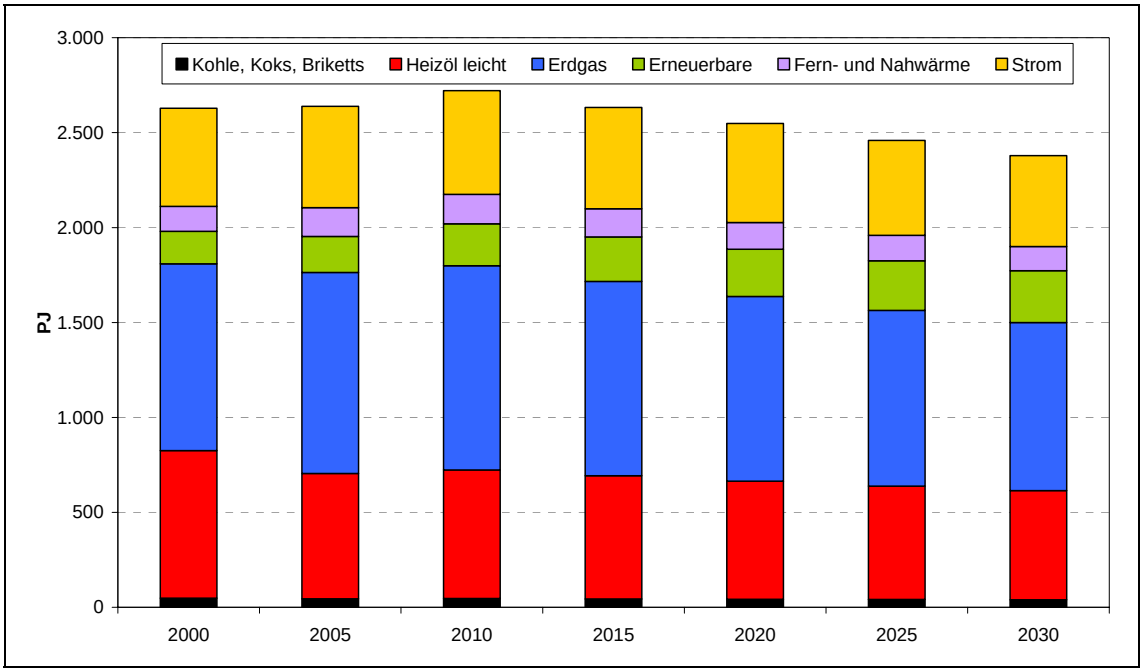
Der gesamte Brennstoff-, Fernwärme- und Stromverbrauch der *privaten Haushalte* ergibt sich aus den folgenden Quellen:

- der Endenergiebedarf für Raumwärme und Warmwasser aus den in den vorstehenden Kapiteln beschriebenen Modellrechnungen von STE;
- der Strombedarf für elektrische Geräte aus den beschriebenen Analysen des ISI – die auf das Mengengerüst von EWI/Prognos (2006) aufsetzen;

- der Endenergiebedarf für die anderen Anwendungen (Kochen) wurde direkt aus der Projektion von EWI/Prognos (2006) übernommen.

Abbildung 4-26 zeigt die Ergebnisse dieser Datenzusammenführung im Überblick.[23] Der gesamte Endenergieverbrauch sinkt – im Vergleich zum Jahr 2000 – bis zum Ende des Szenariozeitraums um etwa 10 % bzw. 250 PJ, wobei sich eine Minderung des Endenergieverbrauchs erst nach 2010 einstellt.

Abbildung 4-26 Entwicklung des Endenergieverbrauchs der privaten Haushalte im Mit-Maßnahmen-Szenario, 2000-2030



Quellen: EWI/Prognos (2006), Forschungszentrum Jülich, Fraunhofer ISI.

Dominiert wird die Energiebedarfsentwicklung der privaten Haushalte von der Entwicklung der Raumwärmenachfrage. Diese nimmt von 2000 bis 2030 um 275 PJ bzw. 12 % ab, dagegen steigt der Stromverbrauch der elektrischen Geräte (außer Kochen und Heizung) von 2000 bis 2030 um etwa 12 %, d.h. um über 9 TWh an. Die Entwicklung des Energieverbrauchs für Kochzwecke folgt dagegen in etwa den Trends im Raumwärmesektor.

An der Struktur des Endenergieverbrauchs ändert sich nur wenig. Erdgas bleibt mit nahezu unverändert 37 % der dominierende Energieträger im Haushaltsbereich. Der Anteil von Mineralöl geht von 30 auf 24 % zurück, damit repräsentiert der geringere Einsatz von Heizöl für den Zeitraum 2000 bis 2030 ca. 80 % des gesamten Minderverbrauchs an Endenergie.

[23] Die detaillierten Daten für das Mit-Maßnahmen-Szenario sind für alle Endverbrauchssektoren im Anhang 2 zusammengestellt.

Auch der Anteil von Strom und Fernwärme am gesamten Endenergieverbrauch der Haushalte ändert sich nur marginal und bleibt bei etwa 20 bzw. gut 5 Prozent. Der absolute Stromverbrauch geht gegenüber 2000 um etwa 7 % und der Fernwärmebedarf um etwa 3 % zurück. Vor dem Hintergrund der beschriebenen Entwicklungen bei Raumwärme, elektrischen Geräten und Kochanwendungen ergibt sich damit die Minderung des gesamten Stromverbrauchs im Bereich der privaten Haushalte ganz überwiegend aus der Verdrängung von Strom aus dem Raumwärmemarkt. Der Stromverbrauch in diesem Verbrauchssegment geht im Zeitraum 2000 bis 2030 von etwa 54 TWh um etwa 37 % auf 34 TWh zurück.

Der Beitrag der erneuerbaren Energien nimmt von 2000 bis 2030 um etwa 100 PJ zu und repräsentiert im Jahr 2030 einen Anteil von knapp 12 % des gesamten Endenergiebedarfs. Der Einsatz von Biomasse dominiert mit einem Anteil von über 70 % das Aufkommen erneuerbarer Energien im Jahr 2030; der Beitrag von Solarenergie (15 %) und Umweltwärme (Wärmepumpen – 21 %) steigt jedoch – bei deutlich niedrigerem Ausgangsniveau im – mit erheblichen Zuwachsraten an. Der Beitrag beider Energien wird von 2000 bis 2030 jeweils um etwa den Faktor 10 ausgeweitet, dies entspricht durchschnittlichen jährlichen Zuwachsraten (über einen Zeitraum von drei Dekaden) von etwa 8 %.

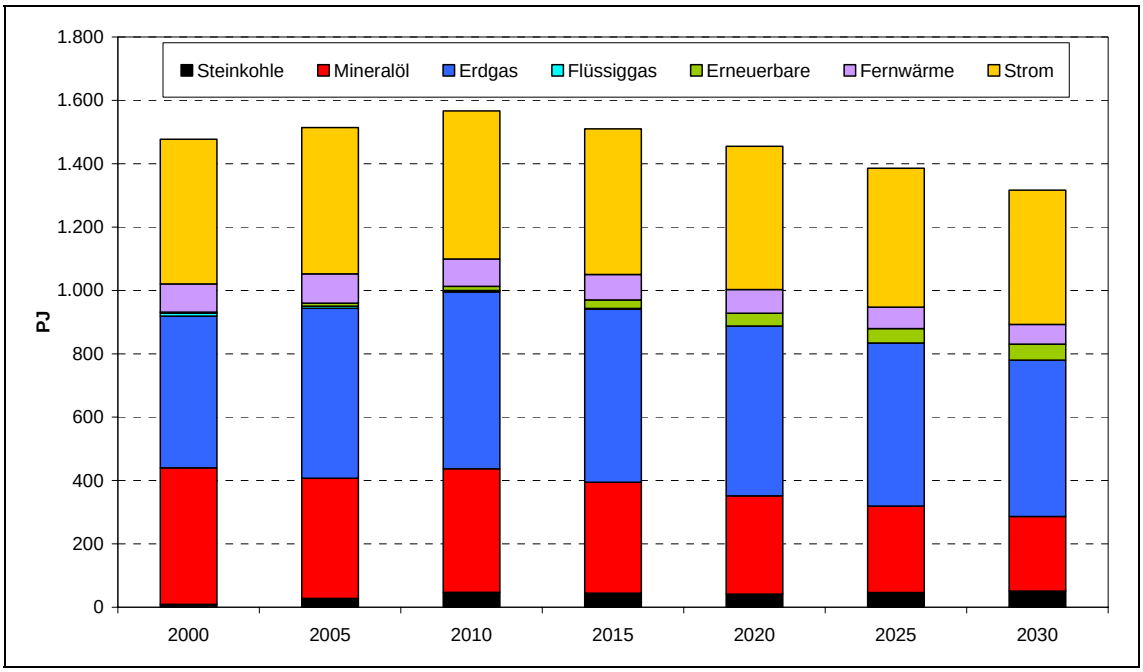
Der gesamte Endenergiebedarf des Sektors *Gewerbe/Handel/Dienstleistungen* (GHD) wurde wie folgt ermittelt:

- für die diesem Sektor zuzurechnenden Nichtwohngebäude wurde der Energiebedarf für Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung, wie beschrieben, von STE summarisch ermittelt;
- der Brennstoff- und Strombedarf für die anderen Anwendungen wurde direkt aus der Projektion von EWI/Prognos (2006) übernommen.

Abbildung 4-27 vermittelt einen Eindruck über die Entwicklung des Endenergiebedarfs hinsichtlich Niveau und Struktur nach Energieträgern.

Der gesamte Endendenergieverbrauch erreicht auch hier im Jahr 2010 seinen Höhepunkt und geht danach bis auf ein Niveau zurück, das um etwa 11 % unter dem von 2000 liegt. Dieser rückläufige Trend ist ganz wesentlich auf die Entwicklung des Endenergieverbrauchs für die Raumwärme- und Warmwassererzeugung zurückzuführen, der sich in den drei Dekaden von 2000 bis 2030 um etwa 27 % bzw. fast 240 PJ verringert.

Abbildung 4-27 Entwicklung des Endenergieverbrauchs des GHD-Sektors im Mit-Maßnahmen-Szenario, 2000-2030



Quellen: EWI/Prognos (2006), Forschungszentrum Jülich.

Auch im GHD-Sektor ergibt sich der Rückgang ganz überwiegend (zu über 80 %) aus dem rückläufigen Einsatz von Heizöl. Der Anteil von Heizöl am gesamten Endenergieverbrauch sinkt von 21 % im Jahr 2000 auf knapp 13 % im Jahr 2030. Der Erdgasanteil am Energieaufkommen steigt durchgängig und erreicht im Jahr 2030 einen Wert von fast 38 %. Absolut geht jedoch auch im GHD-Sektor der Erdgasverbrauch ab 2010 stetig zurück.

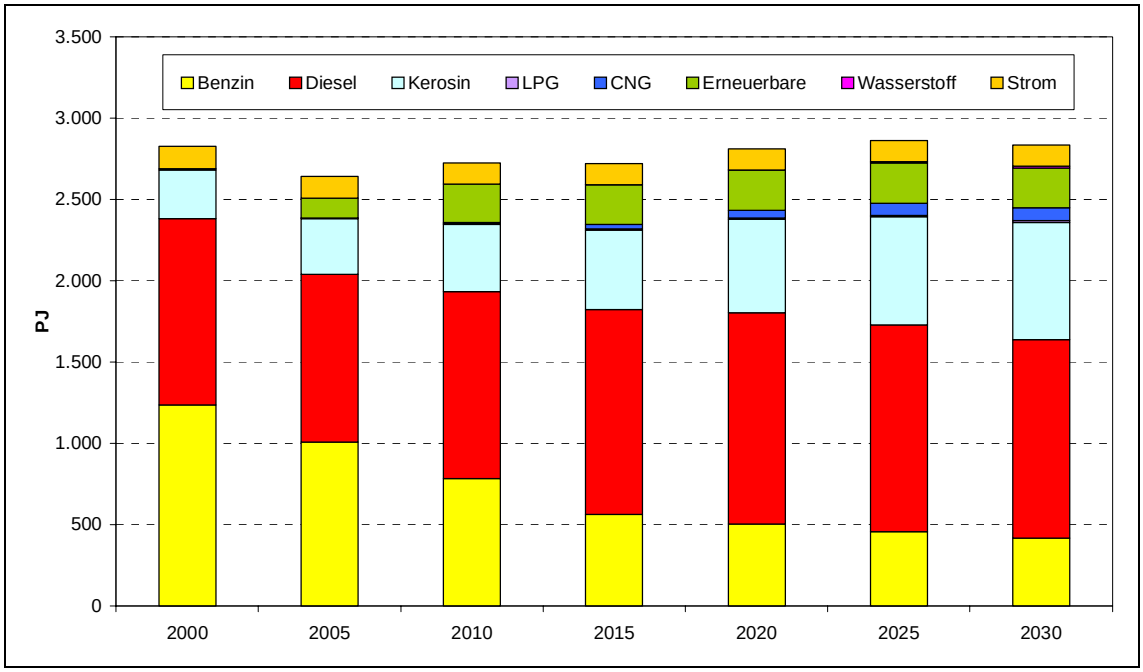
Der Stromverbrauch in diesem Sektor steigt ebenfalls bis zum Jahr 2010 noch leicht an und geht dann stetig zurück. Der Anteil am gesamten Endenergieverbrauch steigt leicht von 31 % im Jahr 2000 auf 32 % im Jahr 2030 an. Eine deutliche Minderung ergibt sich für den Fernwärmeverbrauch, der vom rückläufigen Raumwärmebedarf besonders betroffen ist. Insgesamt ergibt sich für den Zeitraum von 2000 bis 2030 ein Rückgang von ca. 30 %; der Anteil am Endenergieaufkommen sinkt von 6 % im Jahr 2000 auf 4,7 % im Jahr 2030.

Die Entwicklung der erneuerbaren Energien ist vor allem vom stark wachsenden Einsatz von Biomasse bzw. von Biokraftstoffen geprägt. Insgesamt steigt der Anteil von erneuerbaren Energie von nur 0,2 % im Jahr 2000 auf knapp 4 % im Jahr 2030; dies entspricht einem Zuwachs um etwa den Faktor 13,5. Die direkte Nutzung von Solarenergie spielt im Mit-Maßnahmen-Szenario für den GHD-Sektor über den gesamten Szenariozeitraum nahezu keine Rolle (Gesamtbeitrag im Jahr 2030 unter 5 PJ).

Der Endenergiebedarf für den Sektor *Verkehr* wurde von ISI ermittelt, wobei der Endenergiebedarf hier auch den Energieverbrauch für den Teil des Flugverkehrs erfasst, der den zu internationalen Destinationen abgehenden Flügen zuzurechnen ist.

Die Abbildung 4-28 zeigt die Ergebnisse für das Mit-Maßnahmen-Szenario noch einmal im kompakten Überblick. Insgesamt steigt der Endenergieverbrauch ab 2005 wieder leicht an und stagniert dann in den Jahren nach 2020. Für den Gesamtzeitraum 2000 bis 2030 ergibt sich ein in etwa unverändertes Verbrauchsniveau.

Abbildung 4-28 Entwicklung des Endenergieverbrauchs des Verkehrs im Mit-Maßnahmen-Szenario, 2000-2030



Quellen: Fraunhofer ISI, Forschungszentrum Jülich, Öko-Institut.

Gleichwohl ändert sich die Struktur des Endenergieaufkommens für den Verkehrssektor signifikant. Der Anteil von Ottokraftstoffen geht von etwa 44 % im Jahr 2000 auf nur noch 15 % im Jahr 2030 zurück, während der Beitrag von (fossilem) Diesel von 41 auf 43 % noch einmal leicht steigt. Es ist aber auch darauf hinzuweisen, dass der absolute Verbrauch von Dieselkraftstoff aus Mineralöl im Jahr 2020 seinen Höhepunkt erreicht und danach stetig zurückgeht. Der Anteil von Auto- und Erdgas im Verkehrssektor bleibt im Mit-Maßnahmen-Szenario gering, Erdgas trägt im Jahr 2030 mit ca. 3 % zum gesamten Energieaufkommen für den Verkehrssektor bei.

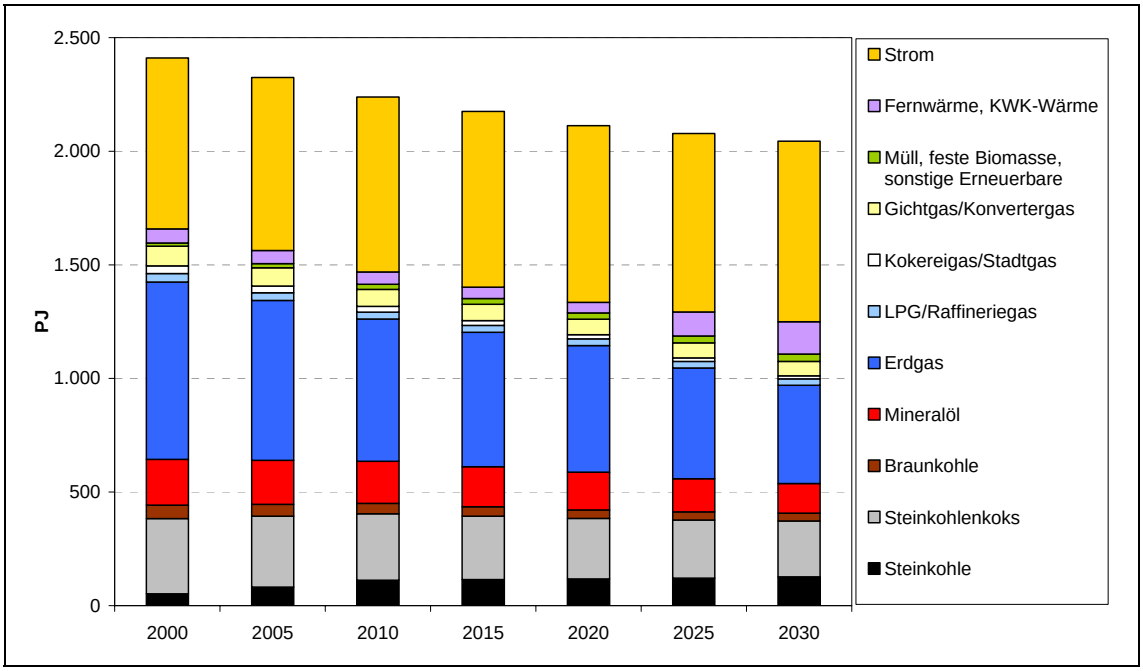
Das starke Wachstum im Flugverkehr schlägt sich in einem massiven Wachstum der Flugtreibstoffe nieder. Insgesamt nimmt der Verbrauch hier im Zeitraum 2000 bis 2030 um über 40 % zu; der Anteil der Flugtreibstoffe am gesamten Endenergieverbrauch des Verkehrs steigt von knapp 11 % im Jahr 2000 auf über 25 % im Jahr 2030.

Der Einsatz erneuerbarer Energien im Verkehrssektor steigt im Zeitraum 2000 bis 2030 mit 236 PJ um einen signifikanten Betrag, der Anteil von Biokraftstoffen erreicht im Mit-Maßnahmen-Szenario für das Jahr 2030 einen Anteil von knapp 9 %.

Der Strombedarf im Verkehrssektor ändert sich im Zeitraum 2000 bis 2030 nur wenig und repräsentiert einen Anteil von knapp 5 % des gesamten Energieverbrauchs.

Der Beitrag des *Verarbeitenden Gewerbes und des übrigen Bergbaus* (im Folgenden: Industrie) zum gesamten Endenergieverbrauch wurde im Grundsatz direkt aus der Projektion von EWI/Prognos (2006) übernommen und nur hinsichtlich der zusätzlichen KWK-Wärme aus Industriekraftwerken angepasst.[24]

Abbildung 4-29 Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Industrie im Mit-Maßnahmen-Szenario, 2000-2030



Quellen: Fraunhofer ISI, Forschungszentrum Jülich.

Die Entwicklung des gesamten Endenergiebedarfs für das Mit-Maßnahmen-Szenario zeigt danach für den gesamten Szenariozeitraum eine stark rückläufige Tendenz. Von 2000 bis 2030 geht der Endenergieverbrauch der Industrie um fast 370 PJ, d.h. um etwa 15 % zurück.

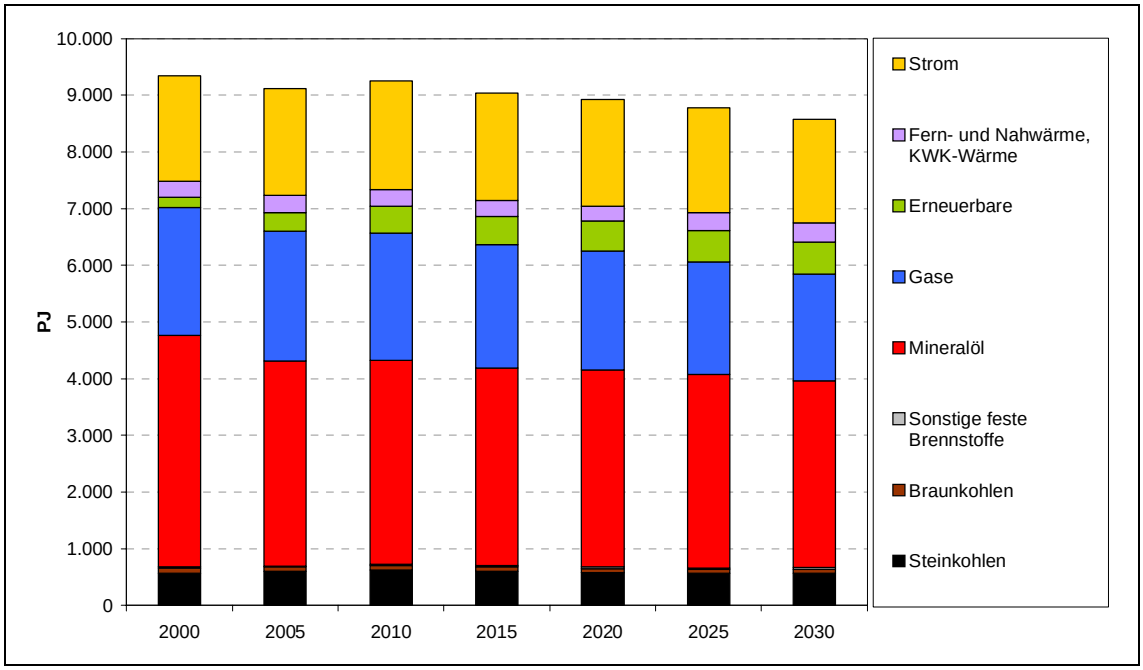
Die Struktur des Endenergieverbrauchs der Industrie ist mit zwei Ausnahmen nur geringen Änderungen unterworfen: Der Anteil von Strom steigt im Mit-Maßnahmen-Szenario angesichts des ungebrochenen Verbrauchswachstums über den gesamten Szenariozeitraum von gut 31 % im Jahr 2000 auf knapp 39 % im Jahr 2030 an. Dagegen geht der Erdgaseinsatz in der Industrie nach der Entwicklung in der Hochpreisvariante

[24] Es soll bereits an dieser Stelle auf drei Problembereiche hingewiesen werden. Erstens enthält der Endenergieverbrauch der Industrie in der hier zu Grunde gelegten Abgrenzung der deutschen Energiebilanz auch die der Wärmeerzeugung zuzurechnende Brennstoffeinsatzmenge der industriellen KWK-Anlagen (vgl. dazu Anhang 1). Zu der zweitens teilweise auch hieraus resultierenden Problematik der KWK-Wärme-Zurechnung für den Sektor Industrie und den bei der Emissionsermittlung diesbezüglich vorgenommenen Anpassungen beim industriellen Endenergieverbrauch siehe Kapitel 4.1 und 4.5.1. Drittens enthalten die in diesem Kapitel analysierten Daten auch die für die CO_2-Emissionsermittlung den prozessbedingten Emissionen zuzurechnenden Einsätze von Steinkohle, Steinkohlenkoks etc. für die Reduktion von Eisenerz bei der Oxygenstahlproduktion.

zur energiewirtschaftlichen Referenzprognose von EWI/Prognos (2006) sowie nach der Korrektur für die zusätzliche KWK-Wärmeproduktion in den Kraftwerken des Verarbeitenden Gewerbes über den gesamten Szenariozeitraum massiv zurück (347 PJ von 2000 bis 2030). Der Anteil von Erdgas am gesamten Endenergieverbrauch der Industrie sinkt damit von 32 % im Jahr 2000 auf etwa 21 % im Jahr 2030.

Der Endenergieverbrauch insgesamt ergibt sich direkt aus der Summierung der Endenergieverbräuche der außerhalb des Modells durchgeführten sektoralen Analysen, die nach Energieträgern differenzierte Entwicklung für das Mit-Maßnahmen-Szenario ist in Abbildung 4-30 dargestellt.

Abbildung 4-30 Entwicklung des gesamten Endenergieverbrauchs im Mit-Maßnahmen-Szenario, 2000-2030



Quellen: Fraunhofer ISI, Forschungszentrum Jülich, Öko-Institut.

Der gesamte Endverbrauch ist dabei leicht rückläufig. Er sinkt von gut 9.340 PJ im Jahr 2000 auf knapp 8.580 PJ im Jahr 2030, was einem Rückgang von 8 % entspricht. Wie auch beim Primärenergieverbrauch ist die Entwicklung sehr unterschiedlich bei Betrachtung einzelner Energieträgergruppen. Der Verbrauch von Kohlen, der im Wesentlichen auf den Sektor Industrie entfällt – GHD und Haushalte tragen hierzu nur in geringem Umfang bei – bleibt über den Betrachtungszeitraum in etwa konstant. Dagegen ist bei den Mineralölprodukten ein deutlicher Rückgang des Verbrauchs um 19 % über den Betrachtungszeitraum zu beobachten, was auch eine Folge des hohen Ölpreisniveaus ist. Der Rückgang verteilt sich dabei mit gut 300 PJ auf den Verkehrssektor, jeweils ca. 200 PJ auf die Sektoren GHD und Haushalte und mit ca. 80 PJ auf den Industriesektor. Bei den Gasen ist mit gut 16 % ebenfalls ein deutlicher Rückgang des Endenergieverbrauchs zwischen 2000 und 2030 zu verzeichnen. Auch hier fallen die Beiträge der einzelnen Sektoren sehr unterschiedlich aus. Während der Verbrauch in der

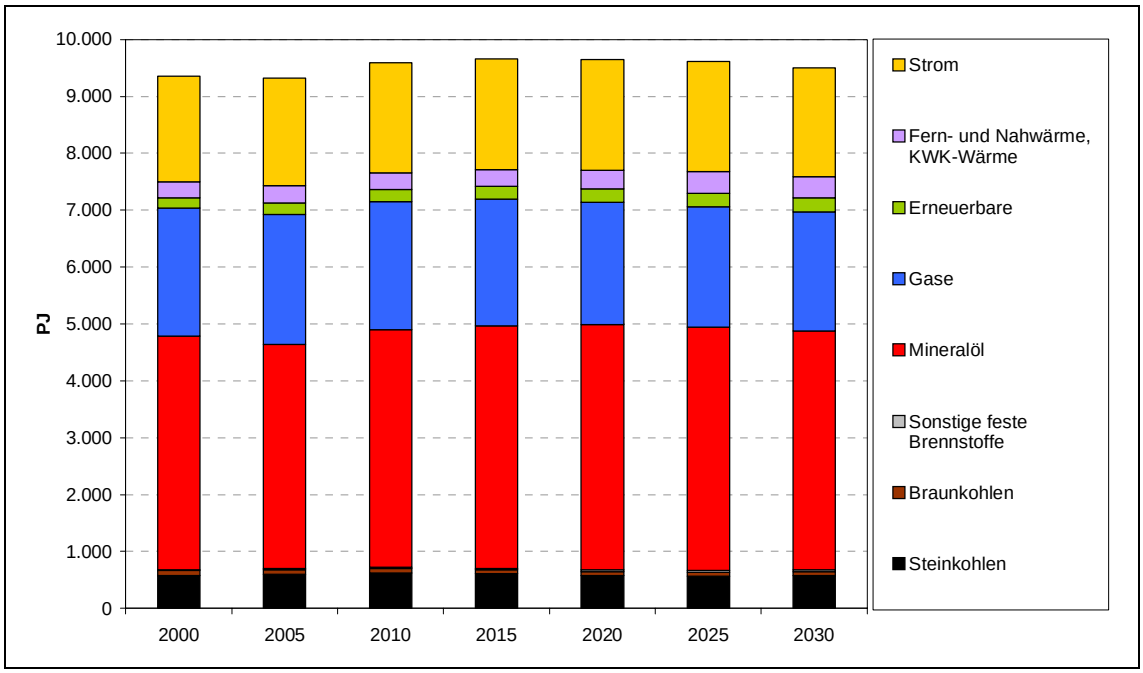
Industrie um etwa 350 PJ und im Haushaltssektor um 100 PJ zurückgeht, stagniert der Verbrauch im GHD-Sektor, wohingegen im Verkehr mit +79 PJ eine deutliche Erhöhung des Verbrauchs in Form von CNG (compressed natural gas) zu beobachten ist. Aufgrund von Wärmeschutzmaßnahmen im Gebäudebereich (Sektoren Haushalte und GHD) verringert sich die Nachfrage nach Fernwärme um ca. 14 % über den Betrachtungszeitraum, durch die zunehmende Erzeugung in industriellen Heizkraftwerken nimmt jedoch die Summe aus Fern- und Nahwärme und KWK-Wärme aus Industriekraftwerken um etwa 50 PJ zu. Der Stromverbrauch ist insgesamt rückläufig (-10 TWh in 2030 gegenüber 2000), wobei bis 2010 allerdings zunächst ein leichter Anstieg stattfindet. Entgegen den Trends bei den fossilen Energieträgern nimmt der Endenergieverbrauch erneuerbarer Energieträger stark zu. Zwischen 2000 und 2030 ist eine Verdreifachung von ca. 180 PJ auf 570 PJ festzustellen. Der Großteil dieses Zuwachses entfällt auf den Einsatz von Biokraftstoffen im Verkehrssektor, der um etwa 240 PJ wächst. Die Zuwächse in den anderen Sektoren sind im Vergleich dazu moderat (Haushalte +100 PJ, GHD +90 PJ). Neben Biomasse zu Heizzwecken sind Solarenergie und Umgebungswärme in diesen beiden Sektoren für den Zuwachs verantwortlich.

4.2.5 Endenergiebedarf im Ohne-Maßnahmen-Szenario sowie Vergleich mit dem Mit-Maßnahmen-Szenario

Die Zusammenstellung des Energiebedarfs in den Endverbrauchssektoren im Ohne-Maßnahmen-Szenario erfolgt nach dem gleichen Muster wie für das Mit-Maßnahmen-Szenario. Für diejenigen Endverbrauchssektoren bzw. für die Verbrauchsbereiche, für die die Projektionsdaten direkt von EWI/Prognos (2006) übernommen werden, unterscheidet sich das Ohne-Maßnahmen-Szenario nicht vom Mit-Maßnahmen-Szenario.

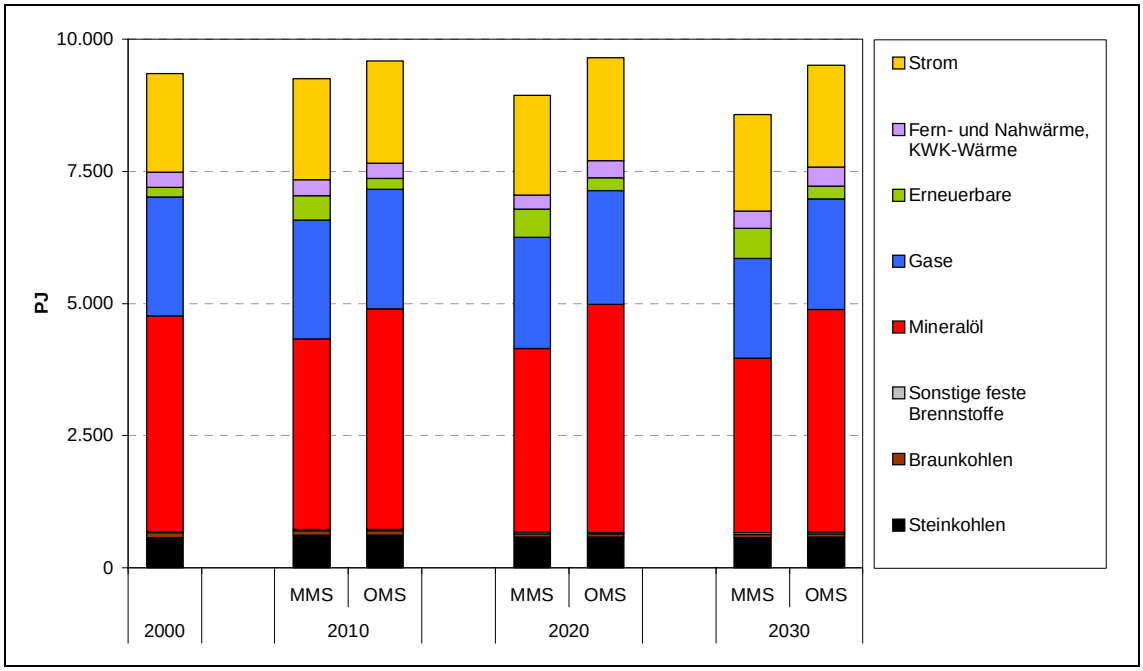
Im Ohne-Maßnahmen-Szenario steigt der Endenergiebedarf von 2000 bis 2020 um ca. 290 PJ oder etwa 3 % an (Abbildung 4-31). Danach sinkt er wieder leicht, liegt aber im Jahr 2030 noch immer 2 % höher als im Jahr 2000. Bis 2020 ist ein Anstieg des Verbrauchs an Mineralölprodukten um ca. 200 PJ zu verzeichnen. Bis 2030 geht der Bedarf dann wieder leicht zurück. Bei Erdgas ist hingegen eine stetige Abnahme im Zeitraum 2000 bis 2030 um insgesamt knapp 160 PJ festzustellen. Der Strombedarf erhöht sich bis 2020 um knapp 5 %, wobei die Zunahme im Wesentlichen im Haushaltssektor erfolgt. Nach 2020 stabilisiert sich der Stromverbrauch auf diesem Niveau. Es werden bis zum Jahr 2030 geringfügig mehr erneuerbare Energieträger eingesetzt (+75 PJ). Die Werte liegen aber weit unter denen im Mit-Maßnahmen-Szenario.

Abbildung 4-31 Entwicklung des gesamten Endenergieverbrauchs im Ohne-Maßnahmen-Szenario, 2000-2030



Quellen: Fraunhofer ISI, Forschungszentrum Jülich, Öko-Institut.

Abbildung 4-32 Vergleich des gesamten Endenergieverbrauchs im Ohne-Maßnahmen-Szenario und im Mit-Maßnahmen-Szenario nach Energieträgern, 2000-2030



Quellen: Fraunhofer ISI, Forschungszentrum Jülich, Öko-Institut.

Während der Endenergiebedarf im Ohne-Maßnahmen-Szenario im Zeitraum 2000 bis 2030 um etwa 2 % ansteigt, sinkt er im Mit-Maßnahmen-Szenario deutlich ab. Er liegt im Jahr 2030 um 930 PJ oder ca. 10 % niedriger als im Ohne-Maßnahmen-Szenario. Diese Verbrauchsreduktion ist insbesondere auf den Rückgang des Einsatzes von Mineralölprodukten zurückzuführen (Abbildung 4-32). So nimmt dieser im Mit-Maßnahmen-Szenario um 20 % gegenüber dem Ohne-Maßnahmen-Szenario ab. Auch der Bedarf an Gas und Strom liegt im Mit-Maßnahmen-Szenario niedriger als im Ohne-Maßnahmen-Szenario. Für Erdgas beträgt die Verbrauchsreduktion 10 % im Jahr 2030, für Strom immerhin noch etwa 5 %. Endenergieseitig liegt der Beitrag der Erneuerbaren am Ende des Betrachtungszeitraumes im Mit-Maßnahmen-Szenario um etwa den Faktor 2,3 höher als im Ohne-Maßnahmen-Szenario.

4.3 Sektoranalysen zur Entwicklung des Umwandlungssektors

4.3.1 Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

4.3.1.1 Bisherige Fördermaßnahmen

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wurde in Deutschland bereits in den neunziger Jahren durch zahlreiche Maßnahmen gefördert wurde (vgl. Politikszenarien III, Markewitz und Ziesing (Hg.) (2004)). Hierzu zählen u.a. das Stromeinspeisungsgesetz von 1990, Änderungen des Baurechts und der Genehmigungspraxis, verschiedene Förderprogramme für erneuerbare Energien, zuletzt das 100 000-Dächer-Solarstrom-Programm (seit Anfang 1999) und das Marktanreizprogramm (MAP, seit September 1999) sowie die Förderung von Forschung und Entwicklung. Diese Maßnahmen wirken gegenwärtig fort und sind zum Teil durch andere Maßnahmen ersetzt worden.

Die Marktentwicklung in Deutschland wird gegenwärtig maßgeblich durch die Förderung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) geprägt. Die mittel- und längerfristige Entwicklung wird darüber hinaus durch FuE-Politik, die auch Erprobung und Demonstration umfasst, beeinflusst. Diese Förderung steht im Einklang mit der Politik auf europäischer Ebene, insbesondere mit der Richtlinie 2001/77/EG, die Richtziele für den Ausbau bis 2010 enthält.[25] In der EU-25 soll der Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch bis 2010 auf 21 % steigen.[26] Dabei soll in Deutschland bis 2010 mindestens ein Anteil am Stromverbrauch von 12,5 % erreicht werden. Darüber hinaus wird

[25] Diese Förderung gehört somit zu den *common and co-ordinated policies and measures* (CCPM), vgl. European Commission: Greenhouse gas monitoring and reporting, Country profile Germany 2005. http://ec.europa.eu/environment/climat/gge_country.htm.

[26] Seit der Verabschiedung der Richtlinie im Jahr 2001 hat sich der Anteil in der EU-25 nach vorläufigen Angaben bis 2005 von 13 auf 15 % erhöht. „Es ist jedoch leider festzustellen, dass – wenn man von Deutschland und Spanien absieht - die Länder, die gute Fortschritte verzeichnen, nur einen relativ kleinen Teil des EU-Marktes insgesamt ausmachen. In einigen Mitgliedstaaten geht der Anteil der erneuerbaren Energiequellen an der Stromerzeugung sogar zurück.“ (KOM(2006) 849 endgültig vom 10.1.2007).

nach der Zielsetzung des EEG 2004 bis zum Jahr 2020 ein Anteil von mindestens 20 % angestrebt. Dieses 20 %-Ziel wurde im Koalitionsvertrag von CDU, CSU und SPD vom November 2005 bekräftigt; dazu wurde zugleich vereinbart, das EEG in seiner Grundstruktur fortzuführen und dabei gegebenenfalls künftig neue Schwerpunkte zu setzen.

Für das Mit-Maßnahmen-Szenario sind grundsätzlich die folgenden politischen Maßnahmen zu berücksichtigen, die im Zeitraum von 2000 bis Mitte 2006 ergriffen wurden:

- Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) seit April 2000,
- Biomasseverordnung seit Juni 2001,
- Erhöhung der Solarstrom-Deckelung des EEG im Jahr 2002 auf 1000 MW,
- Änderung des EEG im Jahr 2003: Ergänzung um eine Härtefallregelung zur Absicherung des Umlagesystems,
- Änderung des EEG im Jahr 2003: Vorschaltgesetz zur Kompensation des auslaufenden 100 000-Dächer-Solarstrom-Programms,
- Novelle des EEG im Jahr 2004 insbesondere mit geänderten Fördermodalitäten und einer Mindestzielsetzung für den Ausbau bis 2020,
- Erstes EEG-Änderungsgesetz zur Anpassung der Härtefallregelung und zur Verbesserung der Transparenz des Umlagesystems (Regierungsbeschluss 14.6.2006, in Kraft seit Dezember 2006),
- Förderung von Forschung und Entwicklung, vgl. 5. Energieforschungsprogramm vom Juni 2005, Koalitionsvereinbarung vom November 2005, Energiegipfel 2006.

Darüber hinaus wird die Förderpolitik ordnungsrechtlich im Zusammenhang mit Genehmigungsverfahren flankiert (vgl. Klinski 2005). Die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbarer Energien durch das EEG ist auch im novellierten Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) von 2005 ausdrücklich berücksichtigt. Im Rahmen des Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetzes vom 9. Dezember 2006 ist u.a. das EnWG um eine Regelung ergänzt worden, nach der Übertragungsnetzbetreiber für den Netzanschluss von Offshore-Anlagen zuständig sind; sie müssen die Leitungen vom Umspannwerk bis zum Verknüpfungspunktes des Netzes errichten und betreiben. Dadurch soll erreicht werden, dass die Offshore-Nutzung in Deutschland nicht weiter verzögert wird.

Nach der EEG-Überprüfung im Jahr 2007 ist eine EEG-Novellierung geplant, die ab 2008 oder 2009 wirksam werden könnte. Dabei sind bisher Schwerpunktverlagerungen angedacht, aber keine Intensivierung der gesamten Förderung gegenüber dem gegenwärtigen Stand. Für das Mit-Maßnahmen-Szenario sind insofern die gegenwärtigen Regelungen des EEG 2004 maßgeblich.

4.3.1.2 Regelungen des EEG

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wurde bis Anfang 2000 nach dem Stromeinspeisungsgesetz von 1990 (geändert 1994 und 1998) gefördert, wobei die ge-

setzlichen Mindestvergütungen vom Durchschnittserlös der EVU abhängig waren und die geförderte Gesamteinspeisung auf 5 % beschränkt war. Mit dem EEG 2000 erfolgte eine Umstellung auf feste Vergütungssätze mit einer Differenzierung nach Techniken und einer Degression nach Jahrgängen. Insbesondere wurde die beschränkende 5 %-Deckelung aufgehoben. Darüber hinaus wurde ein bundesweiter Belastungsausgleich eingeführt. Das EEG verpflichtet zunächst die Netzbetreiber, Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien an ihr Netz anzuschließen, den Strom aus diesen Anlagen vorrangig abzunehmen und mindestens die festgesetzten Vergütungssätze für eine Dauer von in der Regel 20 Jahren zu zahlen. Die Mehrkosten können auf die Stromverbraucher überwälzt werden, wobei energieintensive Unternehmen seit 2003 durch eine begrenzte abzunehmende Quote privilegiert werden.

Das EEG bietet den Investoren ein hohes Maß an Planungssicherheit und setzt wirksame finanzielle Anreize für den Ausbau erneuerbarer Energien. Durch die degressive Gestaltung der Vergütungssätze wird ein Anreiz zu Kostensenkungen gegeben, gleichzeitig aber auch ein Anreiz, Projekte frühzeitig zu realisieren. Mit den nach Energiearten und Anlagengrößen differenzierten Vergütungssätzen sowie dem Referenzertragsmodell bei der Windenergie erfolgt eine grobe Orientierung an den unterschiedlichen Erzeugungskosten und damit eine Begrenzung von Mitnahmeeffekten oder Überförderungen.

Im Vergleich zum Stromeinspeisungsgesetz ist durch das EEG vor allem die Vergütung von Solarstrom sehr stark erhöht worden, während die anderen Vergütungssätze in ähnlicher Größenordnung wie vorher lagen. Die Vergütungsregelung für Fotovoltaikanlagen war zunächst auf eine Gesamtleistung von 350 MW beschränkt; diese Beschränkung war mit dem 100 000-Dächer-Programm abgestimmt, das einen Ausbau um 300 MW vorgesehen hatte. Im Juni 2002 hat der Deutsche Bundestag eine Erhöhung der Gesamtleistung von 350 auf 1000 MW beschlossen.

Für die Verstromung von Biomasse ist die Biomasseverordnung vom Juni 2001 von Bedeutung. Sie regelt, welche technischen Verfahren zur Stromerzeugung aus Biomasse in den Anwendungsbereich des EEG fallen und welche Umweltanforderungen dabei einzuhalten sind.

Das EEG ist im Jahr 2003 zweimal geändert worden: Mit der ersten Änderung ist eine Härtefallregelung eingeführt worden, die es einzelnen besonders stromintensiven Unternehmen des produzierenden Gewerbes ermöglicht, ihre Belastung durch das EEG zu begrenzen. Mit der zweiten Änderung ist die Vergütung für Solarstromanlagen geändert worden, um insbesondere das Auslaufen des 100 000-Dächer-Programms zu kompensieren (Vorschaltgesetz vom Dezember 2003).

Durch die Novelle des EEG im Jahr 2004 sind die Förderschwerpunkte zwischen und innerhalb der verschiedenen Techniklinien weiter verschoben worden. Während bei der Windenergienutzung an Land die Vergütung insbesondere an windschwachen und an sehr guten Standorten gesenkt wurde, wurden die Voraussetzungen auf See verbessert. Bei der Wasserkraftnutzung stehen Erhöhungen bei großen Anlagen Verminderungen bei kleinen Anlagen gegenüber. Im Bereich der Biomasseverstromung wurden die Sätze

vor allem bei kleineren Anlagen zum Teil erhöht, während die Degression verschärft und die Vergütungsdauer reduziert wurde. Die Vergütung der geothermischen Stromerzeugung wurde im Bereich kleiner Anlagen erhöht.

Wie Tabelle 4-34 zeigt, unterscheiden sich die Vergütungssätze sowohl zwischen den Technologien als auch innerhalb der Technologien deutlich. Diese Unterschiede sollen insbesondere die Kostenunterschiede zwischen Technologien bzw. Einsatzbereichen widerspiegeln. Zur Differenzierung der Förderung nach der Qualität des Standortes wird Strom aus Windenergie mit zwei unterschiedlichen Sätzen vergütet. Für Windkraftanlage an Land wird zumindest für die ersten fünf Jahre eine höhere Anfangsvergütung gezahlt. Dieser Zeitraum verlängert sich bei ungünstigen Windbedingungen in Abhängigkeit vom sogenannten Referenzertrag der jeweiligen Anlage. Für Offshore-Windkraftanlagen gilt ein höherer Satz für mindestens 12 Jahre, anschließend hängt die Vergütung von der Küstenentfernung und der Wassertiefe ab. Diese Regelung gilt aber nur für Offshore-Anlagen, die vor 2010 in Betrieb genommen werden.

Die Sätze für die jährliche Degression liegen zwischen 0 bzw. 1 % bei der Wasserkraft und 5 bzw. 6,5 % bei der Fotovoltaik und sollen die erreichbaren bzw. notwendigen Kostensenkungsmöglichkeiten erfassen.

Tabelle 4-34 Vergütungssätze des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (2004) seit August 2004

	EEG-Regelung	Anlagen-bereich	Leistungsbereich von ...MW	bis ...MW	Vergütung Cent/kWh	Degression % pro Jahr	Anmerkungen
Wasserkraft	§ 6 (1)	bis 5 MW		0,5	9,67		ab 2008 bestimmte
			0,5	5	6,65		Standortbeschränkungen
	§ 6 (2)	5-150 MW		0,5	7,67	1,0	Vergütung der Leistungserhöhung
			0,5	10	6,65		bei Erneuerung
			10	20	6,10		
			20	50	4,56		
			50	150	3,70		
Deponie-, Klär-, Grubengas	§ 7(1)			0,5	7,67	1,5	
			0,5	5	6,65		
			5		6,65		nur Grubengas
	§ 7 (2)			0,5	9,67	1,5*	bei Einsatz innovativer Technologien
			0,5	5	8,65		(+ 2 Cent)
			5		8,65		nur Grubengas
Biomasse	§ 8 (1), S. 1	bis 20 MW		0,15	11,50	1,5	
			0,15	0,5	9,90		
			0,5	5	8,90		
			5	20	8,40		
	§ 8 (1), S. 2	bis 20 MW		20	3,90	1,5	Altholzkat. A III, A IV ab 7/2006
	§ 8 (2), S. 1	bis 20 MW		0,15	17,50	1,5*	nachwachsende Rohstoffe
			0,15	0,5	15,90		(+ 6 bzw. + 4 Cent)
			0,5	5	12,90		
	§ 8 (2), S. 2	bis 20 MW		0,15	17,50	1,5*	nachwachsende Rohstoffe (Holz)
			0,15	0,5	15,90		(+ 6 bzw. + 2,5 Cent)
			0,5	5	11,40		
	§ 8 (3)	bis 20 MW		0,15	13,50	1,5*	Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung
			0,15	0,5	11,90		(+ 2 Cent; nach § 8 (4) ggf.
			0,5	5	10,90		zusätzlicher Bonus von 2 Cent
			5	20	10,40		bei Einsatz innovativer Techn.)
Geothermie	§ 9 (1)			5	15,00	1,0	
			5	10	14,00		
			10	20	8,95		
			20		7,16		
Windenergie	§ 10 (1)	an Land			8,70	2,0	Anfangsvergütung (mind. 5 Jahre)
					5,50		Endvergütung (gem. Referenzertrag)
	§ 10 (3)	auf See (bis 2010)			9,10	2,0	Anfangsvergütung (mind. 12 Jahre)
					6,19		Endvergütung (gem. Standort)
Solare Strahlungs-energie	§ 11 (1)				45,70	5,0/6,5	Standortkriterien
	§ 11 (2)			0,03	57,40	5,0	auf oder an Gebäuden
			0,03	0,1	54,60		oder Lärmschutzwänden
			0,1		54,00		
	§ 11 (2), S. 2			0,03	62,40	5,0*	Fassadenintegration
			0,03	0,1	59,60		(+ 5 Cent)
			0,1		59,00		

Die Vergütungssätze gelten für Anlagen, die im Jahr 2004 in Betrieb genommen wurden.
Die Degression für neu in Betrieb genommene Anlagen beginnt mit dem 1.1.2005, bei Windenergie auf See 1.1.2008.
Die Degression beträgt bei Solaranlagen nach § 11 (1) beginnend mit dem 1.1.2006 6,5 % pro Jahr.
Die mit * gekennzeichneten Degressionsraten beziehen sich auf die Grundvergütung (ohne spezifische Erhöhung).
Die Laufzeit beträgt jeweils 20 Jahre, außer bei Wasserkraft: bis 5 MW 30 Jahre, ab 5 MW 15 Jahre.
Quelle: Zusammenfassung und Berechnungen des DIW Berlin auf Basis des EEG 2004. DIW Berlin

Quelle: Zusammenstellung DIW.

Durch das Erste Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom Dezember 2006 sind vor allem Regelungen zum besonderen Belastungsausgleich (Härtefallregeln) und zur Transparenz angepasst worden. Stromintensive Unternehmen und Bahnen werden nun noch stärker von Kosten des EEG entlastet (Beschränkung auf 0,05 Cent/kWh, Wegfall der 10 %-Deckelung nicht-privilegierter Verbraucher). Außerdem wurden die Mitteilungspflichten zur bundesweiten Ausgleichsregelung und zur Transparenz der EEG-Umlage neugefasst, um unter Einbeziehung der Bundesnetzagentur überhöhte EEG-Kostenüberwälzungen zu vermeiden. Diese – bereits in der Koaliti-

onsvereinbarung vom November 2005 – angekündigten Änderungen fördern insbesondere die politische und gesellschaftliche Akzeptanz des EEG.

4.3.1.3 Entwicklung im Mit-Maßnahmen-Szenario

Die Entwicklung im Mit-Maßnahmen-Szenario orientiert sich an den Rahmenannahmen – und soweit nach aktuellen Einschätzungen möglich – an den Ergebnissen der Studie EWI/Prognos (2005) bzw. der Hochpreisvariante in EWI/Prognos (2006), die sich im Bereich der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nicht von der in EWI/Prognos (2005) dargestellten Referenzentwicklung unterscheidet. In dieser Referenzentwicklung ist die Förderung nach dem EEG einschließlich der Novelle 2004 (bzw. einer gleichwertigen Förderung) bereits grundsätzlich berücksichtigt. Dabei wird insbesondere die Erreichung des Ziels für 2020 (Anteil von 20 %) für wahrscheinlich gehalten. Im Ergebnis steigt der Anteil erneuerbarer Energien (einschl. Müll und Grubengas)[27] an der Stromerzeugung in diesem Referenzszenario bis 2010 auf 14,5 %, bis 2020 auf 20,2 % und bis 2030 auf 26,1 %.

Für das Mit-Maßnahmen-Szenario wird von einer modifizierten Referenzentwicklung ausgegangen, die aktuellere Daten und Einschätzungen der künftigen Entwicklung berücksichtigt. Dabei sind zunächst die unterschiedlichen Ausgangsdaten zu berücksichtigen. Die in EWI/Prognos (2005) und (2006) genannten Werte für 2005 stellen zum einen erwartete Größen dar und beziehen sich zum Teil auf andere Abgrenzungen. Größere Abweichungen zu den statistischen Angaben des BMU (2007) zeigen die Ausgangsdaten des Referenzszenarios für das Jahr 2005 im Biomassebereich (-2,8 TWh) und vor allem beim biogenen Anteil von Müll (+4,5 TWh). Während die Beiträge von Windkraft und Fotovoltaik im Jahr 2005 dort unterschätzt werden, war die tatsächliche Erzeugung von Wasserkraft, die allerdings stark witterungsabhängig ist, höher.

Für die künftige Entwicklung im Mit-Maßnahmen-Szenario werden die unterschiedlichen Ausgangsniveaus bei Biomasse und Abfall berücksichtigt, wodurch sich das Gesamtergebnis allerdings wegen der gegenläufigen Effekte nur wenig verändert. Darüber hinaus ist die Entwicklung der Fotovoltaik angesichts der tatsächlich zu beobachtenden Marktdynamik optimistischer als in der Referenzentwicklung einzuschätzen. Auf der anderen Seite wird aktuell bei der Windenergie bis 2010 ein geringeres Ausbautempo erwartet, da vor allem der Ausbau auf See in Deutschland langsamer als zunächst geplant in Gang kommt.

Tabelle 4-35 zeigt die Entwicklung der Stromerzeugung erneuerbarer Energien im Mit-Maßnahmen-Szenario. In der Summe wird das Mindestziel von 12,5 % im Jahr 2010 deutlich überschritten und die Zielmarke von 20 % im Jahr 2020 in etwa erreicht. Bis zum Jahr 2030 erhöht sich der Anteil erneuerbarer Energien auf fast 27 %. Diese Entwicklung wird eindeutig von der zunehmenden Nutzung von Windkraft dominiert, auf

[27] Grubengas wird – ungeachtet seiner Förderung durch das EEG – hier nicht als erneuerbare Energie betrachtet. Abfall wird nur mit seinem geschätzten biogenen Anteil einbezogen.

die im Jahr 2020 fast die Hälfte der regenerativen Stromerzeugung in Deutschland entfällt. Diese Entwicklung beruht wesentlich auf Repowering an Land und einem zunehmendem Anteil der Windkraftnutzung auf See.

Tabelle 4-35 Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS, modifiziertes Referenzszenario)

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	TWh						
Wasserkraft	24,9	21,5	23,2	23,5	24,5	24,5	24,5
Windenergie	7,6	27,2	39,3	52,0	65,8	81,2	92,4
Fotovoltaik	0,1	1,3	3,0	4,2	5,0	5,6	6,0
Geothermie	0,0	0,0	0,2	0,6	1,3	2,5	4,9
Biomasse, fest	0,5	4,6	8,0	8,5	9,0	9,5	10,0
Biomasse, gasf., flüss.	1,7	5,8	9,0	10,0	11,0	11,5	12,0
Abfall, biogen	1,9	3,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
Summe Erzeugung	36,7	63,6	86,7	102,8	120,5	138,8	153,8
Import	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gesamt	36,7	63,6	86,7	102,8	120,5	138,8	153,8
Nachrichtlich:	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Bruttostromverbrauch Hochpreis	578,1	610,5	583,1	582,1	581,1	575,7	570,2
Anteil am BSV Hochpreis %	6,3	10,4	14,9	17,7	20,7	24,1	27,0

Quellen: EWI/Prognos (2005+ 2006), BMU (2007), Schätzungen des DIW Berlin.

4.3.1.4 Maßnahmenwirkungen im Vergleich zum Ohne-Maßnahmen-Szenario

Hinsichtlich der Abschätzung von Maßnahmenwirkungen im Vergleich zu einem Ohne-Maßnahmen-Szenario ist hier der Gesamteinfluss der Politik im Zeitraum 2000 bis Mitte 2006 zu betrachten, der durch das EEG dominiert wird. Fotovoltaikanlagen sind bis 2003 zugleich durch das 100 000-Dächer-Programm und das EEG gefördert worden, wobei ersteres den größeren Anteil am finanziellen Anreiz hatte. Da dieses Förderprogramm bereits 1999 begonnen hatte, wird es hier dem Ohne-Maßnahmen-Szenario zugerechnet.

Eine Wirkungszurechnung auf das EEG (ab 2000) erfordert generell eine Hypothese über eine gedankliche Entwicklung ohne EEG. Das EEG hat in mancher Sicht die frühere Förderung durch das Stromeinspeisungsgesetz fortgeführt, so dass eine Möglichkeit darin bestünde, im Ohne-Maßnahmen-Szenario hypothetisch die Anwendung des Stromeinspeisungsgesetzes fortzuschreiben. Es ist allerdings zu beachten, dass das frühere Gesetz vom Ansatz her nicht für einen sehr starken Ausbau erneuerbarer Energien ausgelegt war und dass es zugleich Deckelungen enthielt, die einem weiteren Ausbau entgegenstanden. Deshalb wird der Ausbau ab 2000, soweit dieser durch Zahlung von Mindestvergütungen gefördert wird, dem EEG zugerechnet.

Bei der Förderung durch das EEG sind grundsätzlich Mitnahmeeffekte möglich. Solche Effekte spielen allerdings keine wesentliche Rolle, weil sich die differenzierten Vergütungssätze an den Erzeugungskosten in den jeweiligen Technikkategorien orientieren. Dies bedeutet freilich keine Kostenorientierung im Einzelfall, sodass Anlagenbetreiber in günstigen Bereichen unter Inanspruchnahme der EEG-Vergütung attraktive Gewinne realisieren können. Es ist aber davon auszugehen, dass die durch das EEG geförderten Anlagen zum größten Teil ohne eine Mindestvergütung nicht errichtet und betrieben würden.

Vor diesem Hintergrund wird die in Tabelle 4-36 dargestellte Entwicklung erneuerbarer Energien für das Ohne-Maßnahmen-Szenario (OMS) geschätzt. Dabei verbleibt Strom aus Wasserkraft, dessen Potenziale in Deutschland ohnehin schon weit ausgeschöpft sind, im Wesentlichen auf dem witterungsbereinigtem Ausgangsniveau.

Es ist hingegen davon auszugehen, dass die Nutzung insbesondere von Windenergie ausgehend vom Stand im Jahr 2000 auch ohne die EEG-Förderung vor allem an besonders guten Standorten noch weiter zunehmen würde. Das Ausbautempo wäre in diesem Fall allerdings sehr viel langsamer und würde sich zunächst sehr auf günstige Küstenstandorte konzentrieren. Bei dem hier unterstellten förderunabhängigen Ausbau wäre die Stromerzeugung selbst im Jahr 2030 allerdings noch geringer als die tatsächliche Erzeugung im Jahr 2005. Dabei ist auch zu berücksichtigen, dass ein derart langsames Wachstum nur geringe Lerneffekte und damit induzierte Kostensenkungen mit sich bringt. Insbesondere eine Windkraftnutzung auf See würde damit in weite Ferne rücken.

Ohne jegliche Mindestvergütung nach dem EEG wäre Fotovoltaik im Netzverbund aufgrund der hohen Kosten weit von der einzelwirtschaftlichen Rentabilität entfernt. Im Ohne-Maßnahmen-Szenario wäre deshalb nur ein geringer zusätzlicher Beitrag im Vergleich zum Impuls des 100 000-Dächer-Programms zu erwarten. Ohne EEG-Förderung würde mit hoher Wahrscheinlichkeit in Deutschland auf längere Sicht auch keine geothermische Stromerzeugung entstehen und die Biomassenutzung würde in etwa auf dem Ausgangsniveau im Jahr 2000 bleiben. Für die Nutzung von biogenem Abfall kann schließlich auf eine Unterscheidung der Szenarien verzichtet werden, da die Abfallverwertung von anderen Faktoren abhängt.

In der Summe würde die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in diesem fiktiven Ohne-Maßnahmen-Szenario bis 2030 auf 51,6 TWh steigen. Er läge damit nur um 21 TWh höher als im Jahr 1999. Es würde dann nur ein Drittel der Stromerzeugung erreicht, die im Mit-Maßnahmen-Szenario möglich ist.

Tabelle 4-36 Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Ohne-Maßnahmen-Szenario (OMS)

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	TWh						
Wasserkraft	24,9	21,5	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0
Windenergie	7,6	27,2	10,0	12,5	15,5	19,0	23,0
Fotovoltaik	0,1	1,3	0,3	0,4	0,4	0,5	0,5
Geothermie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Biomasse, fest	0,5	4,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1
Biomasse, gasf., flüss.	1,7	5,8	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Abfall, biogen	1,9	3,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
Summe Erzeugung	36,7	63,6	38,0	40,7	43,8	47,5	51,6
Import	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gesamt	36,7	63,6	38,0	40,7	43,8	47,5	51,6
Nachrichtlich:	0,0	0,0					
Bruttostromverbrauch Hochpreis	578,1	610,5	583,1	582,1	581,1	575,7	570,2
Anteil am BSV Hochpreis %	6,3	10,4	6,5	7,0	7,5	8,2	9,0

Quellen: BMU (2007), Schätzungen des DIW Berlin.

Tabelle 4-37 Wirkung bisheriger Maßnahmen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (Differenz MMS - OMS)

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	TWh						
Wasserkraft	0,0	0,0	2,2	2,5	3,5	3,5	3,5
Windenergie	0,0	0,0	29,3	39,5	50,3	62,2	69,4
Fotovoltaik	0,0	0,0	2,7	3,9	4,6	5,2	5,5
Geothermie	0,0	0,0	0,2	0,6	1,3	2,5	4,9
Biomasse, fest	0,0	0,0	7,3	7,7	8,1	8,5	8,9
Biomasse, gasf., flüss.	0,0	0,0	7,0	8,0	9,0	9,5	10,0
Abfall, biogen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe Erzeugung	0,0	0,0	48,7	62,2	76,7	91,4	102,2
Import	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gesamt	0,0	0,0	48,7	62,2	76,7	91,4	102,2

Quellen: BMU (2007), Schätzungen des DIW Berlin.

Die absolute Wirkung der bisherigen Maßnahmen (2000 bis 2006) im Zeitraum 2010 bis 2030 ergibt sich aus der Differenz von Mit-Maßnahmen-Szenario und Ohne-Maßnahmen-Szenario (Tabelle 4-37). Im Jahr 2010 ist die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland aufgrund der hier betrachteten Förderung insgesamt um 48,7 TWh höher.

In der früheren Studie Politikszenarien III (Markewitz und Ziesing (Hg.) 2004, S. 239) ergab sich für Maßnahmen ab 1998 im Jahr 2010 eine entsprechende Differenz zwischen MMS und OMS von 34,8 TWh. Angesichts der bisherigen Marktentwicklung wird nun der ausgelöste Ausbau der Verstromung insbesondere von Biomasse wie auch von Fotovoltaik höher eingeschätzt. Bei der Windenergie hat sich die erwartete Wirkung im Vergleich zur Vorgängerstudie (28,2 TWh, ebenda) dagegen kaum verändert.

Die Maßnahmenwirkung erhöht sich bis 2020 auf 76,7 TWh und bis 2030 auf 102,2 TWh. Dabei dominiert auch längerfristig der induzierte Ausbau der Windenergie, gefolgt von der zunehmenden Verstromung von Biomasse. Daneben ergeben sich 2030 aber auch beträchtliche Effekte auf die Fotovoltaik und die geothermische Stromerzeugung.

Es ist zu betonen, dass die Schätzung von Maßnahmenwirkungen vor allem mit Blick auf die längerfristige Entwicklung bis 2020 und 2030 mit einigen Unsicherheiten behaftet ist, die sowohl das MMS als auch das OMS betreffen. Das MMS beruht auf der Voraussetzung, dass das EEG in seiner Grundstruktur unverändert bleibt. Dabei ist zum einen zu beachten, dass das EEG für das Jahr 2020 ein (Mindest-) Ziel von 20 % enthält, und zum anderen, dass das EEG regelmäßige Überprüfungen auf der Basis von alle zwei Jahre zu erstellenden Erfahrungsberichten vorsieht. Insofern gehört eine gewisse Nachsteuerung der Fördermodalitäten und Vergütungssätze zu den Wesensmerkmalen des EEG. Über die Entwicklung in diesem Mit-Maßnahmen-Szenario hinaus ist eine verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung in Deutschland möglich. In Abstimmung mit dem Auftraggeber wird ein solcher verstärkter Ausbau im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario betrachtet.

Die Wirkungen bisheriger Maßnahmen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sind in Tabelle 4-38 zusammengefasst.

Tabelle 4-38 Zusammenfassung der Wirkung bisheriger Maßnahmen (2000-2006) zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

Maßnahme/ Umsetzung/ Institution	Typ	Beschreibung/Ziele (Wirkungsbereich)	Umsetzungs-stand (Wirkungs-beginn)	Effekt für Stromaufkommen				
				2010	2015	2020	2025	2030
				TWh				
Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) / Bundesregierung	R, E	Mindestvergütungen für die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien (Ziel: Anteil von mindestens 20% bis 2020)	In Kraft seit April 2000, Novelle 2004	49	62	77	91	102
Forschung und Entwicklung / Bundesregierung	D	Förderung von FuE, einschl. Demonstration, Energie-forschungsprogramm	Juni 2005	nicht quantifizierbar				
Ungewichtete Summe der Wirkungen der Einzelmaßnahmen				49	62	77	91	102
Gewichtete Summe der Wirkungen der Einzelmaßnahmen (ohne Überlagerungseffekte)				49	62	77	91	102

Quellen: Schätzungen des DIW Berlin.

4.3.2 Fossile Stromerzeugung (einschließlich KWK)

4.3.2.1 Kurzbeschreibung des Modells ELIAS

Die Modellierung der zu erwartenden Entwicklung des Kraftwerksparks wird mit Hilfe des Modells ELIAS (Electricity Investment Analysis) des Öko-Instituts vorgenommen.[28] Ausgangsjahr der Modellierung ist das Jahr 2000. Im Modell wird der Investitionsbedarf im Stromsektor ermittelt, der sich aus dem Ausscheiden alter Kraftwerke aus dem Kraftwerkspark sowie der Entwicklung der Stromerzeugung ergibt. Im nächsten Schritt wird auf Grundlage einer Investitionsrechnung modelliert, wie der Investitionsbedarf durch den Zubau neuer Kraftwerke gedeckt wird.

Der zukünftige Investitionsbedarf hängt wesentlich von der Alterstruktur des bestehenden Kraftwerksparks ab. Dem Modell ELIAS liegt die Platts-Kraftwerksdatenbank (2004) zugrunde, in der für jedes Kraftwerk unter anderem das Inbetriebnahmedatum hinterlegt ist. Auf Grundlage dieser Datenbank wird die derzeitige Altersstruktur des Kraftwerksparks in Deutschland ermittelt. Bei Erreichen der technischen Lebensdauer eines Kraftwerks werden die entsprechenden Stromerzeugungskapazitäten außer Betrieb genommen. Der resultierende Investitionsbedarf wird anhand der durchschnittlichen Stromerzeugung der außer Betrieb gegangenen Bestandskraftwerke und der prognostizierten Stromerzeugung ermittelt. Liegen für einzelne Technologien detailliertere Informationen über den Zeitpunkt der Schließung von Kraftwerken vor, wie beispielsweise bei Kernkraftwerken in Deutschland (Atomausstieg), kann die Stilllegungskurve der Erzeugungskapazitäten außerhalb des Modells ermittelt und in ELIAS eingelesen werden.

Dem modellierten Zubau liegt die Annahme zu Grunde, dass die Wirtschaftssubjekte in die Technologien mit den niedrigsten finanzmathematischen Durchschnittskosten investieren. Die finanzmathematischen Durchschnittskosten setzen sich aus Investitionskosten sowie fixen und variablen Betriebskosten zusammen. Durch eine Analyse der Zahlungsflüsse und -zeitpunkte der Kosten über die Abschreibungsdauer werden die finanzmathematischen Durchschnittkosten bezogen auf die Stromerzeugung (€/MWh) ermittelt. Ebenso können die Kosten bzw. Erträge, die aus politischen Rahmenbedingungen wie dem Emissionshandel, dem Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz oder einer Stromsteuer resultieren, abgebildet und in die Kostenrechnung aufgenommen werden. Da KWK-Anlagen nicht nur Strom, sondern gleichzeitig auch Wärme produzieren, würde eine allein stromseitige Betrachtung der Stromgestehungskosten zu einer Überschätzung der Kosten führen. Um die Wärmeproduktion im Modell zu berücksichtigen, erhalten KWK-Anlagen eine Gutschrift für die erzeugte Wärme. Darüber hinaus können für dezentrale Erzeugungsanlagen Erlöse für vermiedene Netznutzung berücksichtigt werden.

[28] Eine vollständige Dokumentation des Modells enthält Öko-Institut (2006).

Wird die Entscheidung, welche Technologie zugebaut wird, allein von den durchschnittlichen Kosten bestimmt, kann es zu dem so genannten Penny-Switching-Effekt kommen, d.h. es würde ausschließlich die Technologie mit den geringsten finanzmathematischen Durchschnittskosten zugebaut, unabhängig davon, wie groß der Kostenunterschied zu den übrigen Technologien ist. So könnte es zu unplausiblen Ergebnissen kommen, da Technologien mit nur minimal höheren finanzmathematischen Durchschnittskosten als die kostengünstigste Technologie beim Zubau nicht berücksichtigt würden. Um dem beschriebenen Effekt vorzubeugen und eine realistischere Abbildung des Zubaus zu erreichen, werden im Modell auch Kraftwerke mit höheren finanzmathematischen Durchschnittskosten zugebaut. Der Anteil dieser Technologien hängt von dem Kostenunterschied zur kostengünstigsten Technologie ab.

Bestimmte Kraftwerkstechnologien können nicht unbegrenzt zugebaut werden, da ihr Potential durch gegebene Rahmenbedingungen begrenzt ist. Dies ist zum Beispiel beim Ausbau der Wasserkraft oder der Braunkohleverstromung der Fall. Für solche Technologien können im Modell obere Begrenzungen eingegeben werden. Ebenso kann ein Mindestzubau von Technologien festgelegt werden. Dies kann beispielsweise für die Erneuerbaren Energien vorgesehen werden, wenn deren Zubau nicht kostengetrieben erfolgt, sondern durch staatliche Ausbauziele bestimmt wird.

Das Modell ELIAS hat zum Ziel, anhand eines Kostenvergleichs verschiedener Stromerzeugungstechnologien zum einen den zukünftigen Technologiemix des Kraftwerksparks abzubilden. Zum anderen ermöglicht es eine Bewertung politischer Instrumente, die auf den Technologiemix Einfluss nehmen. Damit kann ein Vergleich sowie eine Evaluierung verschiedener, detaillierter Ausgestaltungen, beispielsweise des Emissionshandels, vorgenommen werden. Möglich ist sowohl eine Bewertung der Entwicklung der Erzeugungskapazitäten als auch der Stromerzeugung nach Technologien. Darüber hinaus können Aussagen über die Entwicklung der CO_2-Emissionen des Kraftwerksparks gemacht werden.

Es ist anzumerken, dass ELIAS kein Marktmodell ist, das einzelne Marktakteure oder strategisches Investitionsverhalten abbildet; eine preisgetriebene Verdrängung bestehender Kraftwerke findet nicht statt.

4.3.2.2 Rahmendaten und Modellannahmen

Im Folgenden werden die von ELIAS verwendeten Modellannahmen beschrieben, sofern sie über die für Politikszenarien IV vorgegebenen Rahmendaten hinausgehen.

Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen

Die entscheidenden Parameter für die weitere Entwicklung des Kraftwerksbestandes sind die technische Lebensdauer der bestehenden Kraftwerke, die Festlegung des Lastbereichs und der Auslastung der verschiedenen Kraftwerkstypen sowie das Auslaufen der Kernenergie, das in Deutschland gesetzlich vorgegeben ist.

Die Lebensdauer legt den Stilllegungszeitpunkt der Kraftwerke fest. Es handelt sich dabei um die technische Lebensdauer der Kraftwerke. Dabei können Investitionen, die die Lebensdauer verlängern, berücksichtigt werden, sofern sie einen signifikanten Teil der Kraftwerke eines Typs betreffen. So wurde beispielsweise die Lebensdauer von Braunkohle- und Steinkohlekraftwerken mit 50 Jahren angegeben, da im Zuge der Einführung der Großfeuerungsanlagenverordnung (13. BImSchV) in den 80er und 90er Jahren viele Kraftwerke Nachrüstungsmaßnahmen unterzogen wurden. Strategische Stilllegungen oder ein Betrieb von Kraftwerken über die technische Lebensdauer hinaus werden vom Modell nicht berücksichtigt. Tabelle 4-39 zeigt die bei der Modellierung verwendeten Lebensdauern.

Tabelle 4-39 Lebensdauer der Bestandskraftwerke

Kraftwerkstyp	Lebensdauer der Kraftwerke in Jahren
Steinkohle	50
Braunkohle	50
Gas	30
Kernenergie	nach AtG 2002
Öl	35
Regenerative (Wind, Geothermie, Photovoltaik, Gezeitenenergie)	20
Abfall und Biomasse	35
Wasser	100
Sonstige	30

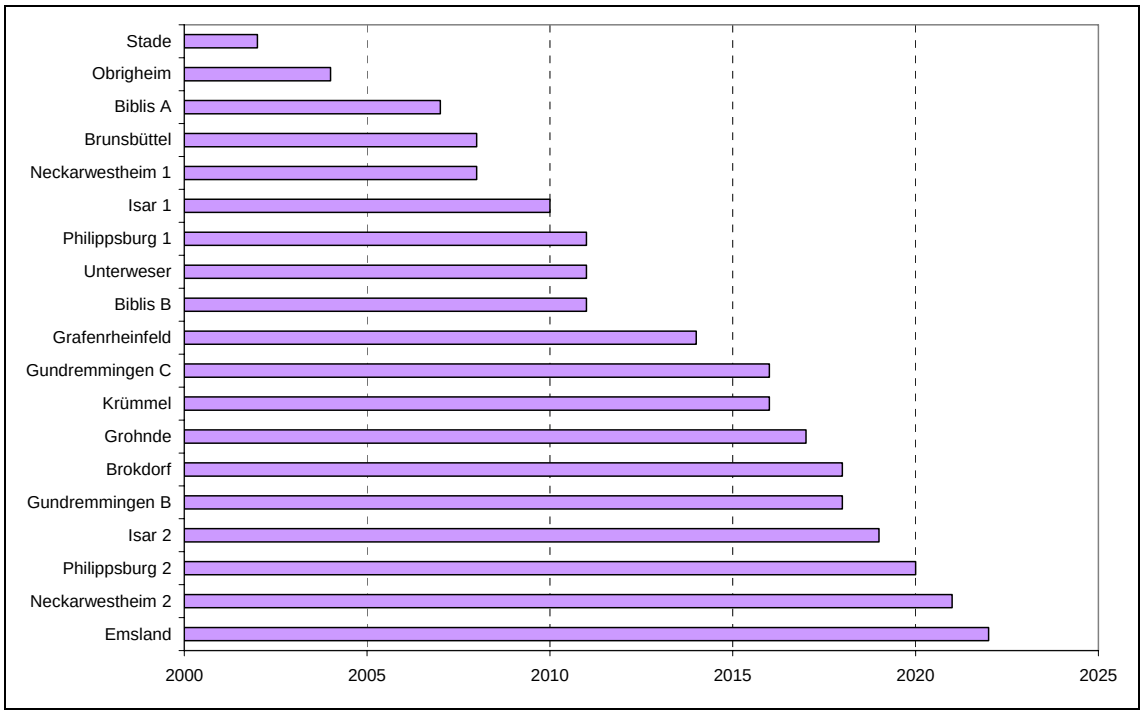
Quelle: ELIAS, Öko-Institut.

Die Stilllegung der Kernkraftwerke erfolgt für Deutschland nicht nach einer bestimmten Lebensdauer, sondern anhand einer extern ermittelten Stilllegungskurve. Dabei wurden die Restlaufzeiten reaktorscharf anhand der im Atomgesetz (AtG)[29] festgelegten Reststrommengen sowie der genehmigten und absehbaren Übertragungen von Reststrommengen und einer geschätzten mittleren Jahresproduktion ermittelt (Abbildung 4-33).[30]

[29] Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren (Atomgesetz - AtG), zuletzt geändert durch Gesetz vom 22. April 2002, verkündet im BGBl. I, Nr. 26 vom 26. April 2002.

[30] Die Bilanzierung erfolgt immer zum Jahresende, d.h. wird ein Kernkraftwerk beispielsweise im Juli des Jahres 2010 außer Betrieb genommen, endet der Balken mit dem Jahr 2009.

Abbildung 4-33 Restlaufzeiten der Kernkraftwerke



Quellen: AtG 2002, Annahmen und Berechnungen des Öko-Instituts.

Anhand der installierten Leistung und der Stromerzeugung je Brennstoff wurde für die im Jahr 2000 bestehenden Kraftwerke die Jahresauslastung (gemessen in Volllaststunden) für jeden Kraftwerkstyp ermittelt. Volllaststunden sind ein Maß für die Ausnutzung von Kraftwerken.[31] Bei Kraftwerkstypen, die ausschließlich einem Lastbereich zugeordnet werden können – wie beispielsweise bei Braunkohle- und Kernkraftwerken, die generell in der Grundlast laufen – ermitteln sich die durchschnittlichen Volllaststunden aus dem Quotient der Jahresstromproduktion und der installierten Leistung. Für Kraftwerkstypen, die in mehreren Lastbereichen betrieben werden können, wird die Ausnutzung anhand der Verteilung der Gesamtstromerzeugung auf die Lastbereiche[32] sowie von Erfahrungswerten festgelegt. Tabelle 4-40 zeigt die Jahresauslastung der verschiedenen Kraftwerkstypen und Lastbereiche, die in ELIAS für die Bestandskraftwerke gelten.

[31] Volllaststunden geben die Betriebsstunden pro Jahr bezogen auf die Volllast an.

[32] Im Modell werden 65 % der Stromerzeugung der Grundlast, 32 % der Mittellast und 3 % der Spitzenlast zugeordnet.

Tabelle 4-40 Auslastung der Bestandskraftwerke nach Lastbereichen

Kraftwerkstyp	Volllaststunden pro Jahr		
	Grundlast	Mittellast	Spitzenlast
Steinkohle	5.375 h/a	4.063 h/a	-
Braunkohle	6.946 h/a	-	-
Gas	4.616 h/a	4.139 h/a	1.395 h/a
Kernenergie	7.814 h/a	-	-
Öl	-	1.217 h/a	374 h/a
Regenerative (Wind, Geothermie, Photovoltaik, Gezeitenenergie)	2.689 h/a	1.004 h/a	789 h/a
Abfall und Biomasse	-	4.108 h/a	-
Wasser	4.777 h/a	-	847 h/a
Sonstige	-	4.325 h/a	-

Quelle: ELIAS, Öko-Institut.

Zubauoptionen

Nach Ermittlung des Investitionsbedarfs pro Lastbereich wird dieser im Modell durch den Zubau neuer Kraftwerke gedeckt. Dabei werden zunächst die Technologien mit einem Mindestzubau berücksichtigt und die verbleibende Lücke in Abhängigkeit von der Höhe der jeweiligen finanzmathematischen Durchschnittskosten der einzelnen Kraftwerkstypen geschlossen. Hierfür werden im Modell die finanzmathematischen Durchschnittkosten von verschiedenen neuen Kondensationskraftwerken und neuen Heizkraftwerken (KWK-Anlagen) ermittelt. In die Berechnung der finanzmathematischen Durchschnittskosten fließen die Investitionskosten mit Bauherreneigenleistung, die Zinsen während der Bauzeit, die fixen Betriebskosten (Personalkosten, Wartungs- und Instandhaltungskosten, Versicherungskosten) sowie die variablen Betriebskosten[33] ein. Tabelle 4-41 und Tabelle 4-42 zeigen ausgewählte technische Daten und Kostenpositionen in der Übersicht. Weitere Kosten bzw. Erträge ergeben sich aus den politischen Rahmenbedingungen (siehe Abschnitt 4.3.2.3) sowie den Brennstoff- und CO_2-Preisen (Kapitel 3). Alle Kosten- und Preisdaten werden in realen Preisen (Preisstand 2000) angegeben.

[33] Die variablen Kosten schließen beispielsweise die Kosten der Rauchgasentschwefelung sowie verwendete Hilfsstoffe ein. Brennstoff- und CO_2-Kosten werden dagegen als eigenständige Kostenpositionen geführt.

Tabelle 4-41 Ausgewählte Daten der Neubaukraftwerke (Kondensationskraftwerke)

	Einheit	Kondensationskraftwerke				
		Steinkohle	Braunkohle	Gas GuD 800MW	Gas GuD 400MW	Gasturbine
Elektrische Nettoleistung	MW_{el}	750	950	800	400	250
Thermische Nettoleistung	MW_{th}	-	-	-	-	-
Jahresnutzungsdauer						
Grundlast	Stunden	7.000	7.500	6.500	6.500	-
Mittellast	Stunden	4.600	-	4.400	4.400	-
Spitzenlast	Stunden	-	-	-	-	500
Jahresemissionen[a]	$t\ CO_2/GWh_{el}$	745	975	349	349	554
Investitionskosten[b]	$€/kWh_{el}$	1.050	1.200	550	600	330
Abschreibungszeitraum	Jahre	30	30	20	20	20
Versicherungskosten[c]	%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
Personalstärke	Cap	100	120	50	30	18
Wartungs- und Instandhaltungskosten[b]	$€/(kW_{el}*a)$	26	36	11	11	6
Variable Betriebskosten	$€/MWh_{el}$	2,0	2,3	0,5	0,5	0,5

[a] Die Jahresemissionen beziehen sich auf das Jahr 2010. Bei den Kondensationskraftwerken wird zukünftig von einer rückläufigen Entwicklung der Jahresemissionen aufgrund der Erhöhung des elektrischen Wirkungsgrades ausgegangen.
[b] Die Angaben beziehen sich auf das Jahr 2010.
[c] Die Versicherungskosten sind als Anteil der Investitionskosten angegeben.

Quelle: ELIAS, Öko-Institut.

Tabelle 4-42 Ausgewählte Daten der Neubaukraftwerke (KWK-Anlagen)

	Einheit	KWK-Anlagen				
		Gas BHKW	Gas GuD 30MW	Gas GuD 100MW	Gas GuD 407MW	Steinkohle
Elektrische Nettoleistung	MW_{el}	2	30	100	407	320
Thermische Nettoleistung	MW_{th}	2,6	40	110	426	550
Jahresnutzungsdauer						
Grundlast	Stunden	4.500	6.000	5.600	5.600	5.050
Mittellast	Stunden	4.500	6.000	5.600	5.600	5.050
Spitzenlast	Stunden	-	-	-	-	-
Jahresemissionen[a]	$t\ CO_2/GWh_{el}$	572	553	492	516	1.150
Investitionskosten[b]	$€/kWh_{el}$	900	1.000	650	550	1.400
Abschreibungszeitraum	Jahre	15	15	15	15	15
Versicherungskosten[c]	%	2%	2%	2%	2%	2%
Personalstärke	Cap	1	7	25	40	200
Wartungs- und Instandhaltungskosten[b]	$€/(kW_{el}*a)$	63	50	33	28	70
Variable Betriebskosten[b]	$€/MWh_{el}$	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2

[a] Die Jahresemissionen beziehen sich auf das Jahr 2010. Bei KWK-Anlagen wird aufgrund des hohen Gesamtwirkungsgrades (thermisch und elektrisch) eine konstante Jahresemission erwartet.
[b] Die Angaben beziehen sich auf das Jahr 2010.
[c] Die Versicherungskosten sind als Anteil der Investitionskosten angegeben.

Quelle: ELIAS, Öko-Institut.

Es wird ein kalkulatorischer Zinssatz von 10 % angesetzt (EWI/Prognos (2006)).

Da unter Realbedingungen nicht davon ausgegangen werden kann, dass Investitionsentscheidungen allein aus eng gefassten Wirtschaftlichkeitsüberlegungen getroffen und von Akteuren getragen werden, die über vollständige Information verfügen, sowie um der Unsicherheit der Kostenprojektion und -erwartungen Rechnung zu tragen, erfolgen die Investitionsentscheidungen in ELIAS auf der Grundlage einer Unschärfefunktion. In

Abhängigkeit von den in der Investitionsplanungsrechnung ermittelten Kostendaten werden auch Kraftwerke errichtet, die nicht die wirtschaftlich attraktivste Variante darstellen. Der Anteil an Investitionen in „suboptimale“ Kraftwerke hängt von der Kostendifferenz des jeweiligen Kraftwerktyps zu der nach der Investitionsrechnung wirtschaftlich attraktivsten Option ab, d.h. je kleiner der Unterschied ist, desto mehr Kraftwerke dieses Typs werden zugebaut[34].

Mindestzubau sowie Zubaubeschränkungen

Für eine Reihe von Zubauoptionen sind obere beziehungsweise untere Begrenzungen zu berücksichtigen, die im Modell durch Bounds abgebildet wurden:

- Die Braunkohlenverstromung in Deutschland ist durch die Erschließbarkeit von Braunkohlenvorkommen eingeschränkt. Im Rahmen der Modellierung wurde der Zubau von neuen Braunkohlekraftwerken deshalb auf rund 110 TWh bis 2030 begrenzt. Zusammen mit den Bestandskraftwerken entspricht dies etwa der oberen Begrenzung, die in DIW et al. (1999) in Ansatz gebracht wurde.
- Die verfügbaren Wärmesenken für große KWK-Anlagen (vor allem der Größenklasse mit elektrischen Leistungen über 200 MW) sind in Deutschland begrenzt. Der Ausbau von KWK-Anlagen der oberen Leistungsklassen wurde deshalb – bei einem stetigen Anstieg dieser Bounds – bis zum Jahr 2030 auf eine maximale Stromerzeugung von insgesamt 60 TWh begrenzt.
- Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird in ELIAS modellexogen vorgegeben. Hierzu werden die Werte der Projektion der erneuerbaren Energien (Abschnitt 4.3.1) übernommen.
- Es wird davon ausgegangen, dass diejenigen Kraftwerke, die sich in einem vorgeschrittenen Planungs- oder Baustadium befinden, auch tatsächlich gebaut werden, unabhängig davon, welche Politiken und Maßnahmen umgesetzt werden. Diesen Kraftwerken entspricht eine gesamte Stromerzeugung von rund 11 TWh im Jahr 2010 und rund 46 TWh im Jahr 2015 (Tabelle 4-43). Die Stromproduktion dieser Kraftwerke in den Folgejahren entspricht dem Jahr 2015.

[34] Vgl. dazu Öko-Institut (2006).

Tabelle 4-43 Stromerzeugung in Kraftwerken, die sich in Planung bzw. Bau befinden

	Jährliche Stromerzeugung (TWh)	
Kraftwerk	**2010**	**2015**
Steinkohle	0	10,5
Braunkohle	0	20,7
Erdgas-GuD	10,9	14,3

Quellen: Annahmen des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, des Umweltbundesamtes sowie des Öko-Instituts.

Anlegbarer Wärmepreis

Neben den Brennstoffpreisen (Abschnitt 3.2) für den Verstromungseinsatz ist für die Bewertung von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen der anlegbare Wärmepreis von besonderer Bedeutung. Da die Wärme aus KWK-Anlagen einerseits im Regelfall über kapitalintensive Wärmenetze verteilt werden muss (dadurch sinken die erzielbaren Wärmeerlöse frei Kraftwerk) und andererseits die konkurrierende, ungekoppelte Wärmeerzeugung beim Wärmeabnehmer nicht mit den günstigen Brennstoff-Einstandspreisen für die Stromerzeugung rechnen kann (dies erhöht in der Tendenz die frei Kraftwerk erzielbaren Wärmeerlöse), wurden folgende robuste Erfahrungswerte in Ansatz gebracht:

- Für die großen KWK-Anlagen wurde ein anlegbarer Wärmepreis frei Kraftwerk veranschlagt, der um den Faktor 1,25 über den Erdgas-Einstandspreisen für die Stromerzeugung liegt.
- Für kleinere KWK-Anlagen (z.B. mit einer Leistung von 2 MW_{el}) wurde, da hier die Kosten der Wärmeverteilung deutlich geringer ausfallen dürften, ein anlegbarer Wärmepreis angenommen, der um den Faktor 1,5 über den Erdgas-Einstandspreisen für die Verstromung liegt.

4.3.2.3 Szenariobeschreibung

Die Bewertung der Maßnahmen im Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS) im Bereich der fossilen Stromerzeugung umfasst alle für den deutschen Stromsektor relevanten Maßnahmen, die zwischen dem Jahr 2000 und Mai 2006 beschlossen beziehungsweise wirksam geworden sind. Diese Effekte werden mit Hilfe des Investitionsmodells ELIAS (Electricity Investment Analysis) des Öko-Instituts berechnet.

Die in diesem Abschnitt dargestellten Effekte umfassen die fossile Stromerzeugung in Kondensations- und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. Eine Bewertung der Maßnahmen im Bereich der erneuerbaren Stromerzeugung wird in Abschnitt 4.3.1 vorgenommen. Die erneuerbare Stromerzeugung im Rahmen der Modellierung mit ELIAS wird als feste Entwicklung vorgegeben. Auswirkungen auf die fossile Stromerzeugung werden insofern berücksichtigt, als dass eine unterschiedlich starke Entwicklung der regenerati-

ven Stromerzeugung die Zubaulücke im fossilen Kraftwerkspark und damit künftige CO_2-Emissionen bestimmt. Gleichermaßen beeinflusst eine sich durch Politiken und Maßnahmen ändernde Stromnachfrage den Bedarf an neuen Kraftwerken.

Im Rahmen der Modellierung der Effekte des MMS wurden folgende Politiken und Maßnahmen im Bereich der fossilen Stromerzeugung berücksichtigt:

- Abschaffung der Erdgassteuer für die Kondensationsstromerzeugung
- Einführung des EU-Emissionshandelsystems
- KWK-Vorschaltgesetz und KWK-Gesetz 2002
- Entgelte für vermiedene Netznutzung

Wie bereits erwähnt werden darüber hinaus die Effekte der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sowie der Stromnachfrage berücksichtigt und ausgewiesen.

Abschaffung der Erdgassteuer

Die Besteuerung des Brennstoffeinsatzes zur Stromerzeugung sowie zur gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme wurde im Rahmen des Gesetzes zur Neuregelung der Besteuerung von Energieerzeugnissen und zur Änderungen des Stromsteuergesetzes vom 15. Juli 2006 (BGBl. I Nr. 33, S. 1534 – 1561) geändert. Demnach entfällt die Steuer auf Erdgas sofern es zur „1. Stromerzeugung in ortsfesten Anlagen oder 2. zur gekoppelten Erzeugung von Kraft und Wärme in ortsfesten Anlagen mit einem Monats- oder Jahresnutzungsgrad von mindestens 70 Prozent“ verwendet wird (§ 53 (1)). Dementsprechend werden in ELIAS ab diesem Zeitpunkt keine Brennstoffsteuern für die Stromerzeugung in den Erdgasverstromungstechnologien berücksichtigt.

Einführung des EU-Emissionshandelssystems

Der Emissionshandel mit seinen Zuteilungsbestimmungen wurde in großer Detailtiefe in ELIAS abgebildet und folgt der Grundstruktur der Zuteilungsregeln für Neuanlagen, wie sie dem Zuteilungsgesetz 2007 sowie der wahrscheinlichen Ausgestaltung des NAP 2008 – 2012 entsprechen. Abweichend vom NAP I wird für NAP II angenommen, dass dieser keinen KWK-Bonus enthalten wird.[35]

Im Rahmen der Zuteilungsregelung für Neuanlagen erhalten diese eine kostenlose Zuteilung auf Basis eines brennstoffdifferenzierten Benchmarks von mindesten 365 EUA/GWh und höchsten 750 EUA/GWh. Für Braunkohlekraftwerke wird für die

[35] Die Szenarienansätze für die Berechnungen wurden vor der endgültigen Festlegung des Nationalen Allokationsplans bzw. des Kabinettentwurfs für das Zuteilungsgesetz 2012 definiert. Die genannten Annahmen entsprechen den Regelungen des ursprünglichen NAP, in dem ja für neue Braunkohlenkraftwerke im Wege der Übertragungsregelung eine Voll- bzw. (temporäre) Überausstattung vorgesehen war, die näherungsweise über die Zuteilung mit einem Benchmark von 950 g CO_2/kWh modelliert wurde. Entsprechendes gilt für die ursprünglich geplanten Erfüllungsfaktoren bzw. Erfüllungsfaktorbefreiungen.

ersten drei Jahre ein Benchmark von 950 EUA/GWh angenommen, für die Folgejahre von 750 EUA/GWh. KWK-Neuanlagen erhalten darüber hinaus eine Zuteilung für die Wärmeerzeugung von 215 EUA/GWh bzw. 290 EUA/GWh[36].

Der Erfüllungsfaktor beträgt für die Jahre 2005 bis 2007 0,9709, ab 2008 wird ein Wert von konstant 0,85 angenommen.

KWK-Vorschaltgesetz und KWK-Gesetz 2002

Das KWK-G aus dem Jahr 2002 löste das KWK-Vorschaltgesetz vom 12.05.2000 ab, das im Wesentlichen dem Bestandsschutz von KWK-Anlagen diente. Mit dem „neuen" KWK-G soll über den befristeten Schutz und die Förderung der Modernisierung bestehender Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) sowie den Ausbau der Stromerzeugung in kleinen KWK-Anlagen und die Markteinführung von Brennstoffzellen ein Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele der Bundesregierung geleistet werden. Insgesamt stellt dieses KWK-G die wichtigste Fördermaßnahme für die Kraft-Wärme-Kopplung dar, deren Betreiber ab April 2002 einen Zuschlag für den in ein Netz der allgemeinen Versorgung eingespeisten KWK-Strom erhalten, wobei sich die Höhe des Zuschlags nach der Anlagenkategorie richtet (Tabelle 4-44).

Tabelle 4-44 Zuschlagzahlungen nach dem KWK-G 2002

Zuschlag in cent/kWh	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Alte Bestandsanlagen (Inbetriebnahme bis zum 31.12.1989)	1,53	1,53	1,38	1,38	0,97				
Neue Bestandsanlagen (Inbetriebnahme einer neuen Anlage oder einer mit mindestens 50 % Kostenaufwand modernisierten Anlage zwischen 01.01.1990 und 31.03.2002)	1,53	1,53	1,38	1,38	1,23	1,23	0,82	0,56	
Modernisierte Anlagen (alte Bestandsanlage, modernisiert und zwischen 01.04.2002 und 31.12.2005 wieder in Dauerbetrieb genommen)	1,74	1,74	1,74	1,69	1,69	1,64	1,64	1,59	1,59
Neue kleine KWK-Anlagen (größer 50 kW_{el} bis zu 2 MW_{el}) (Inbetriebnahme ab 01.04.2002) und bis zu 50 kW_{el} (Inbetriebnahme nach dem 31.12.2005)	2,56	2,56	2,40	2,40	2,25	2,25	2,10	2,10	1,94
Neue kleine KWK-Anlagen bis 50 kWel (Inbetriebnahme zwischen 01.04.2002 und 31.12.2008)	5,11 cent/kWh für einen Zeitraum von 10 Jahren ab Aufnahme des Dauerbetriebs der Anlage								
Neue Brennstoffzellen (Inbetriebnahme ab 01.04.2002)									

Quelle: KWK-G 2002.

Abgesehen von den zeitlichen Restriktionen im Hinblick auf das Antragsverfahren und die Inbetriebnahmebestimmungen bei Modernisierungsinvestitionen und Neuanlagen werden die Förderwirkungen dieser Zuschlagsregelung entscheidend beeinflusst von der mehr oder weniger ausgeprägten Degression der Zuschlagsätze sowie der zeitlichen Befristung der Förderung selbst. So läuft die Förderung der alten Bestandsanlagen im Jahr 2006, diejenige der neuen Bestandsanlagen im Jahr 2009 und jene der modernisier-

[36] Bezogen auf die Warmwasserbereitung mit Erdgas bzw. nicht-gasförmigen Brennstoffen.

ten Anlagen wie der neuen KWK-Anlagen mit einer Leistung von 50 kW bis 2 MW mit dem Jahr 2010 aus. Lediglich bei Brennstoffzellen wird die Förderung von 5,11 ct/kWh für einen Zeitraum von zehn Jahren ab Aufnahme des Dauerbetriebs (letztes Inbetriebnahmejahr 2010) gewährt.

Für Kleinst-KWK-Anlagen bis zu 50 kW galt eine entsprechende Regelung, aber nur bei einer Inbetriebnahme vom 1.4.2002 bis zum 31.12.2005. Diese Regelung ist inzwischen insoweit vom Gesetzgeber geändert worden, als dieser Zeitraum nun bis Ende 2008 verlängert wird.

Zur Berücksichtigung der Effekte der KWK-Förderung wurden die in Tabelle 4-44 aufgeführten Vergütungssätze in ELIAS berücksichtigt.

Entgelte für vermiedene Netznutzung

Mit dem im Sommer 2005 novellierten Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) sowie der dazugehörigen Strom-Netzentgeltverordnung (StromNEV) wurde erstmals ein gesetzlicher Anspruch auf Erstattung der durch dezentrale Stromeinspeisung vermiedenen Netznutzungsentgelte geschaffen. In einer Netz- oder Umspannebene mit dezentraler Einspeisung reduzieren sich die vom Betreiber dieses Netzes an jenen der vorgelagerten Netzebene zu zahlenden Netzentgelte, da aus diesem Netz weniger entnommen werden muss. Die Differenz zu der Situation ohne dezentrale Einspeisung erhält der dezentrale Einspeiser für seine so erbrachte Netzdienstleistung, sie werden als vermiedene Netzentgelte bezeichnet. Die Berechnung von vermiedenen Netzentgelten erfolgt künftig für jede Netzebene – also auch für die Umspannung. Demnach ist beispielsweise für eine ins Mittelspannungsnetz einspeisende Anlage das Entgelt für die Entnahme aus der Umspannung Hochspannung/Mittelspannung und nicht wie bislang die Entnahme aus der Hochspannung Basis für die Kalkulation der vermiedenen Netznutzung. Die Entgeltberechnung ist in der „Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie und über Prinzipien der Netznutzung vom 13. Dezember 2001“ (VV II plus) geregelt.

Für die Modellierung in ELIAS wurde für große KWK-Anlagen, die in die Mittelspannungsebene einspeisen, eine Vergütung von 5 €/MWh_{el} angenommen, für Blockheizkraftwerke (BHKW), die in das Niederspannungsnetz einspeisen, von 10 €/MWh_{el}.

4.3.2.4 Ergebnisse

Die Bewertung der Auswirkungen der im MMS enthaltenen Maßnahmen bezieht sich innerhalb dieses Abschnitts ausschließlich auf direkte Effekte, d.h. direkt im Stromsektor wirksame CO_2-Reduktionen. Diese umfassen CO_2-Reduktionen durch Änderung im Kraftwerkspark (Effizienzverbesserungen, Brennstoffwechsel) sowie Effekte durch einen sinkenden Bedarf an fossiler Stromerzeugung (durch erneuerbare Stromerzeugung sowie durch Nachfragereduktion). Indirekte Effekte, insbesondere durch Verdrängung ungekoppelter Wärmeerzeugung durch aus KWK-Anlagen ausgekoppelte Fernwärme

werden in den Endenergiesektoren betrachtet. Abbildung 4-34 stellt die Berechnungsergebnisse für das MMS dar.

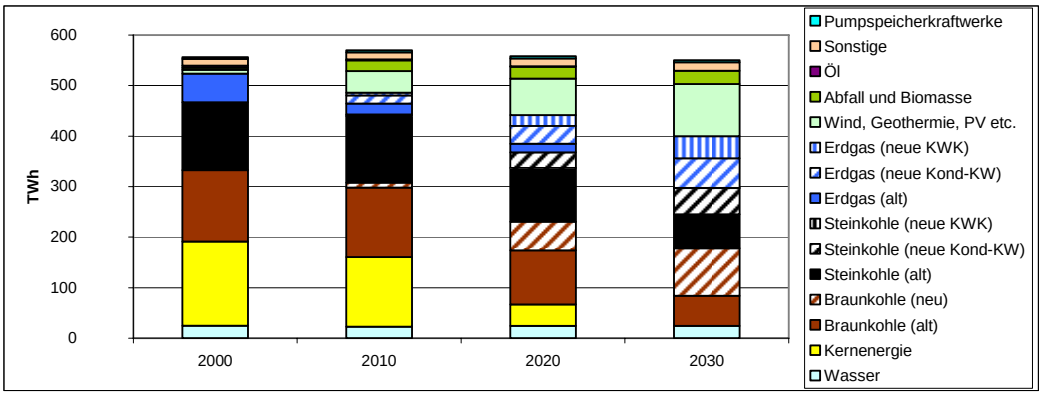
Wie in Abschnitt 4.3.1 beschrieben, nimmt die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien von 37 TWh im Jahr 2000 auf 154 TWh im Jahr 2030 zu. Die Stromerzeugung in Kernkraftwerken sinkt entsprechend der Vorgaben des Atomgesetzes (AtG) von 167 TWh auf Null im Jahr 2030. Die Braunkohleverstromung nimmt mit 154 TWh im Jahr 2030 um 13 TWh gegenüber 2000 zu. Dies bedeutet aufgrund der Stilllegung alter Braunkohle-Kraftwerke einer Stromerzeugung von 94 TWh in neuen Braunkohlekraftwerken. Die Stromerzeugung in Steinkohlekraftwerken nimmt von 134 TWh auf 119 TWh ab, wobei der Ersatzbedarf ausschließlich durch neue Kondensationskraftwerke gedeckt wird. Die Erdgasverstromung verdoppelt sich annähernd von 57 TWh auf 102 TWh, wobei jeweils knapp die Hälfte der neuen Erdgas-Kraftwerke als KWK-Anlagen gebaut wird. Die KWK-Stromerzeugung nimmt leicht von 55 TWh (2000) auf 63 TWh (2030) zu.

Die CO_2-Emissionen im Mit-Maßnahmen-Szenario nehmen im Zeitverlauf leicht ab und erreichen 298 Mt. CO_2 im Jahr 2030. Der Zubau erneuerbarer Energien (154 TWh im Jahr 2030) kompensiert emissionsseitig fast vollständig den Ausstieg aus der Kernenergie (Stromproduktion im Jahr 2000: 167 TWh). Durch die Maßnahmen des MMS können in Bezug auf die CO_2-Emissionen des Kraftwerksparks bis 2030 also nur moderate Einsparungen gegenüber dem Status Quo erreicht werden.

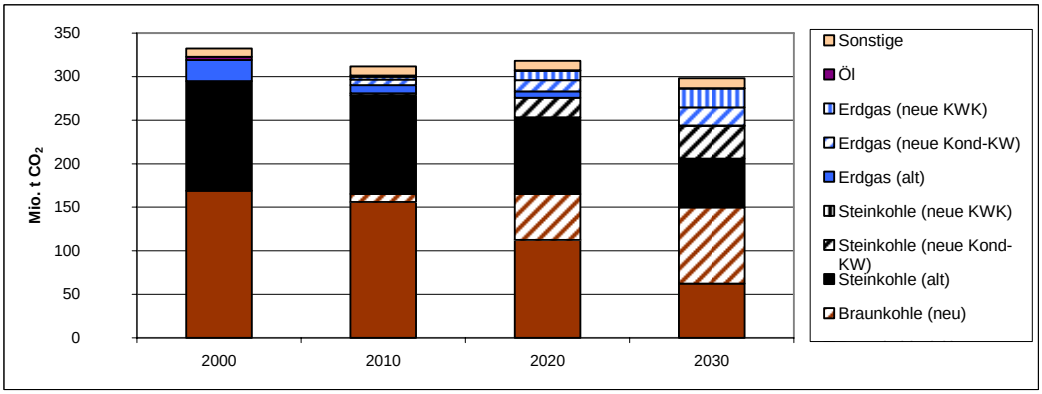
Die mit ELIAS ermittelten Ergebnisse weichen von denen in EWI/Prognos (2006) ab. EWI/Prognos (2006) geht von einer Zunahme der Steinkohlenverstromung auf 180,5 TWh und der Braunkohlenverstromung auf 173,3 TWh aus. Damit ist der Ausbau der Stromerzeugung mit Kohle in EWI/Prognos (2006) stärker als in den Berechnungen nach ELIAS. Die Erdgasverstromung macht in EWI/Prognos (2006) nur 60 TWh im Jahr 2030 aus, rund 40 TWh weniger als in ELIAS. Es lässt sich also ein stärkerer Trend zur Kohleverstromung in EWI/Prognos (2006) im Vergleich zu ELIAS feststellen.

Abbildung 4-34 Entwicklung der Stromerzeugung und CO_2-Emissionen im Mit-Maßnahmen-Szenario

Entwicklung der Netto-Stromerzeugung



Entwicklung der CO_2-Emissionen (ohne Berücksichtigung der Effekte durch KWK-Wärmeauskopplung)



	2000	2010	2020	2030
		TWh		
Kernenergie	167	138	42	0
Braunkohle	141	147	164	154
davon neue Kond-KW	0	10	57	94
Steinkohle	134	135	138	119
davon neue Kond-KW	0	3	31	52
davon neue KWK	0	0	0	0
Erdgas	57	43	73	102
davon neue Kond-KW	0	16	35	59
davon neue KWK	0	6	21	43
Erneuerbare gesamt	37	87	121	154
davon Wasser	25	23	24	24
davon Wind, Geothermie, Photovoltaik etc.	8	43	72	103
davon Biomasse	4	21	24	26
Sonstige (u.a. Öl)	17	16	16	17
Pumpspeicher-KW	4	4	4	4
Summe	557	570	558	550
davon KWK (Bestand und neu)	55	49	55	63
CO_2-Emissionen (Mio. t)	332	312	318	298

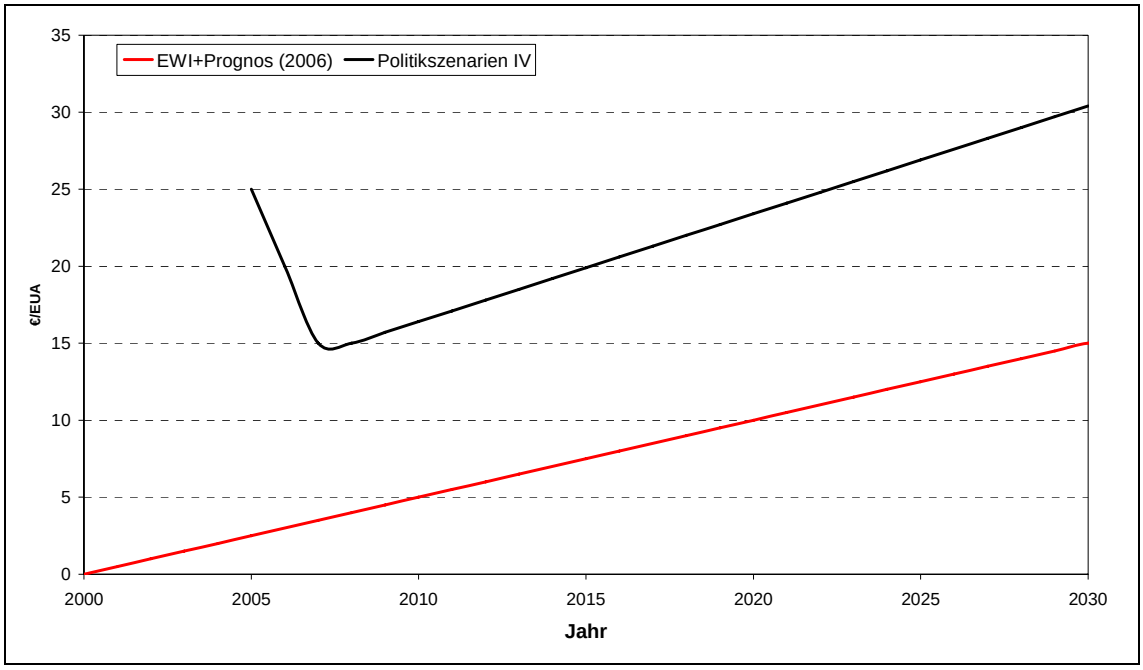
28.03.2007 20:13 AWT - MMS v2

Quellen: Berechnungen Öko-Institut.

Die Abweichung der Ergebnisse kann zum einen mit den unterschiedlichen Philosophien der von EWI/Prognos (2006) eingesetzten Modelle bzw. ELIAS erklärt werden. Zentraler Unterschied scheint darüber hinaus die Abbildung des Emissionshandels zu

sein. EWI/Prognos (2006) geht von einem von 2000 bis 2030 linear steigenden CO_2-Preis aus. Dieser unterscheidet sich deutlich von dem innerhalb der Rahmendaten dieses Projektes angenommenen Verlauf (Abbildung 4-35).

Abbildung 4-35 Vergleich des Verlaufs der CO_2-Preise zwischen EWI/Prognos (2006) und Politikszenarien IV



Quellen: EWI/Prognos (2006), Rahmendaten für Politikszenarien IV, Berechnungen Öko-Institut.

EWI/Prognos (2006) weist für die Jahre 2000 bis 2004 einen CO_2-Preis aus, obwohl der Emissionshandel erst 2005 in Kraft trat. Des Weiteren entsprechen die bei EWI/Prognos (2006) angenommenen CO_2-Preise für 2005 und 2006 nicht den real erzielten Preisen. Im Weiteren Verlauf gehen beide Szenarien von linear steigenden CO_2-Preisen aus, wobei dies bei EWI/Prognos (2006) jedoch auf einem insgesamt deutlich niedrigeren Niveau geschieht. Niedrigere Zertifikatspreise erklären prinzipiell eine Bevorzugung der CO_2-intensiven Energieträger wie Stein- oder Braunkohle gegenüber Erdgas. Insofern erscheint die Differenz in der Stromerzeugung des Jahres 2030 plausibel.

Der CO_2-Preis wird im Bereich der Modellierung des Kraftwerkssektors bei EWI/Prognos (2006) als Brennstoffaufschlag modelliert. Dies bedeutet, dass angenommen wird, dass die Emissionszertifikate wie im Auktionierungsfall voll eingepreist werden. Dies ist plausibel für den kurzfristigen Betrieb der Kraftwerke, der sich an den kurzfristigen Grenzkosten orientiert. Für langfristige Investitionsentscheidungen jedoch, die den Fokus weit in die Zukunft reichender Szenarien bilden, erscheint eine Vollkostenbetrachtung als eher plausibel. Dies bedeutet, dass in einem System mit teilweiser kostenloser Zuteilung von Emissionszertifikaten (wie gegenwärtig der Fall) der CO_2-Preis auch nur teilweise eingepreist wird. Eine Annahme der Auktionierung von Emissionszertifikaten erscheint vor diesem Hintergrund als nicht plausibel. Darüber hinaus sind emissionsarme Kraftwerke (beispielsweise Erdgas-Kraftwerke) im Auktionierungs-

fall prinzipiell bevorteilt, da sie vergleichsweise geringere CO_2-Kosten in ihr Investitionskalkül einplanen müssen. Eine solche Präferenz für Erdgas-Kraftwerke ist jedoch nicht aus den Ergebnissen von EWI/Prognos (2006) zu erkennen.

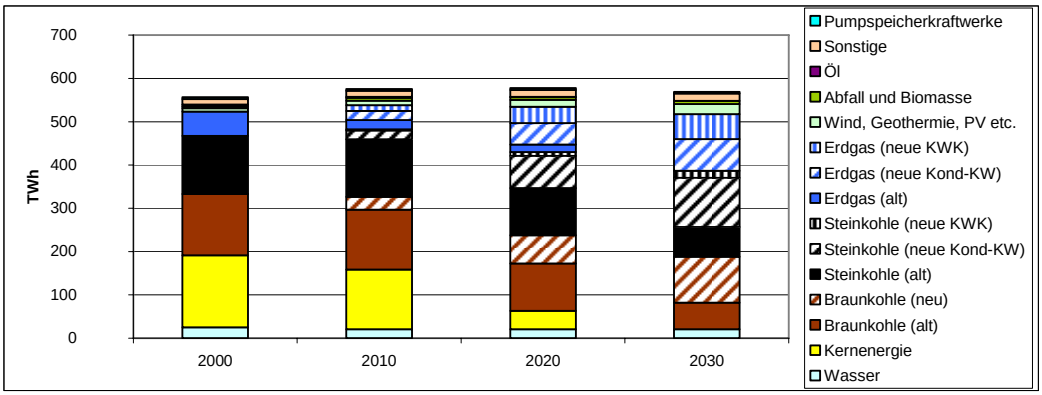
Das Modell ELIAS betrachtet hingegen die Zuteilungsregeln des Emissionshandels mit großer Detailtiefe. Neben den tatsächlich in Ansatz zu bringenden Benchmarks für verschiedene Kraftwerke (inklusive Doppel-Benchmark für KWK-Anlagen) werden technologiedifferenzierte Erfüllungsfaktoren sowie ein Zeitraum für die Befreiung von der Anwendung eines Erfüllungsfaktors berücksichtigt. So kann eine wirklichkeitsnahe Abbildung des Emissionshandels erfolgen.

Abbildung 4-36 zeigt die berechneten Ergebnisse des Ohne-Maßnahmen-Szenarios (OMS). Die Wirkungen entsprechen einer Situation, bei der die in Abschnitt 4.3.2.3 genannten Maßnahmen nicht zur Anwendung kommen und im Vergleich zum MMS eine geringere Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien (Abschnitt 4.3.1) sowie ein höherer Stromverbrauch erwartet wird.

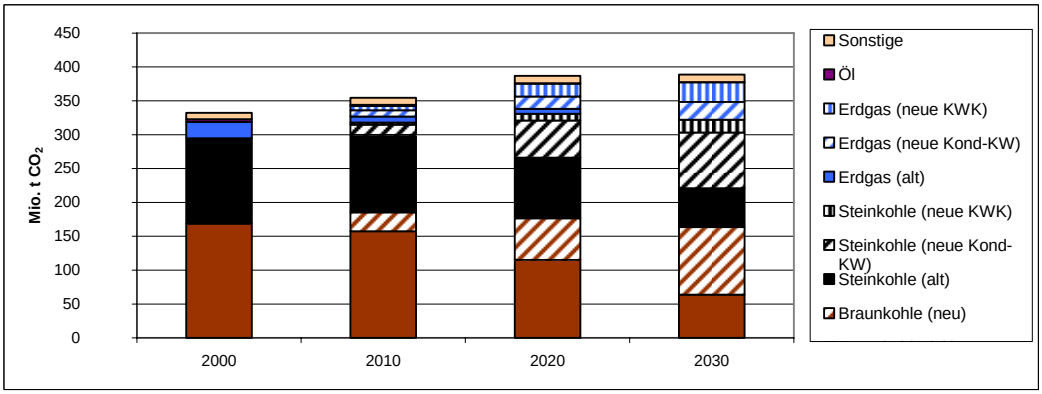
Die Abbildung sowie der Vergleich mit dem MMS in einer Differenzbetrachtung der beiden Szenarien (Tabelle 4-45) zeigen, dass ein deutlich größerer Anteil erneuerbarer Stromerzeugung im MMS im Vergleich zum OMS bewirkt, dass ein kleinerer Anteil des Neubaubedarfs durch fossile Kraftwerke gedeckt werden muss. Dementsprechend liegen die CO_2-Emissionen im OMS im Jahr 2030 mit 389 Mt CO_2 um 91 Mt CO_2 über dem MMS. Während die Emissionen des MMS über die Zeit leicht sinken, liegen sie für das OMS im Jahr 2030 um rund ein Fünftel über dem Jahr 2000. Ein weiterer Grund für die geringeren CO_2-Emissionen im MMS liegt im vergleichsweise deutlich geringeren Zubau an Steinkohlekraftwerken (insbesondere Kondensationskraftwerken) im Vergleich zum OMS (-79 TWh Steinkohleverstromung im Jahr 2030). Zwar werden auch weniger Gaskraftwerke als im OMS gebaut, jedoch in einem vergleichsweise geringen Maße (-28 TWh Erdgasverstromung im Vergleich zum OMS). Im Jahr 2030 beträgt die KWK-Stromerzeugung im OMS 93 TWh und damit 30 TWh mehr als im MMS.

Abbildung 4-36 Entwicklung der Stromerzeugung und CO_2-Emissionen im Ohne-Maßnahmen-Szenario

Entwicklung der Netto-Stromerzeugung



Entwicklung der CO_2-Emissionen (ohne Berücksichtigung der Effekte durch KWK-Wärmeauskopplung)



	2000	2010	2020	2030
		TWh		
Kernenergie	167	138	42	0
Braunkohle	141	168	174	167
davon neue Kond-KW	0	29	65	106
Steinkohle	134	156	192	198
davon neue Kond-KW	0	20	75	113
davon neue KWK	0	3	9	16
Erdgas	57	56	104	131
davon neue Kond-KW	0	21	49	74
davon neue KWK	0	13	38	57
Erneuerbare gesamt	37	38	44	52
davon Wasser	25	21	21	21
davon Wind, Geothermie, Photovoltaik etc.	8	10	16	24
davon Biomasse	4	7	7	7
Sonstige (u.a. Öl)	17	16	16	17
Pumpspeicher-KW	4	4	4	4
Summe	557	576	578	569
davon KWK (Bestand und neu)	55	60	81	93
CO_2-Emissionen (Mio. t)	332	354	387	389

28.03.2007 18:55 AWT - OMS v2

Quellen: Berechnungen Öko-Institut.

Tabelle 4-45 Wirkung bisheriger Maßnahmen zur Stromerzeugung im Kraftwerkspark (Differenz MMS – OMS)

	2000	2010	2020	2030
		TWh		
Kernenergie	0	0	0	0
Braunkohle	0	-21	-11	-14
davon neue Kond-KW	0	-19	-8	-12
Steinkohle	0	-21	-55	-79
davon neue Kond-KW	0	-17	-44	-61
davon neue KWK	0	-3	-9	-16
Erdgas	0	-13	-31	-28
davon neue Kond-KW	0	-5	-14	-15
davon neue KWK	0	-7	-17	-14
Erneuerbare gesamt	0	49	77	102
davon Wasser	0	2	3	3
davon Wind, Geothermie, Photovoltaik etc.	0	32	56	80
davon Biomasse	0	14	17	19
Sonstige (u.a. Öl)	0	0	0	0
Pumpspeicher-KW	0	0	0	0
Summe	0	-6	-19	-19
davon KWK (Bestand und neu)	0	-11	-26	-30
CO_2-Emissionen (Mio. t)	0	-43	-69	-91

Quellen: Berechnungen Öko-Institut.

Tabelle 4-46 zeigt die Zusammenfassung der Wirkung der bislang ergriffenen Maßnahmen, differenziert nach einzelnen Maßnahmen. Die Angaben beziehen sich ausschließlich auf direkte CO_2-Effekte, d.h. direkt im Kraftwerkssektor wirksame Maßnahmen. Indirekte Effekte durch den Einsatz von Fernwärme anstatt ungekoppelter Wärme werden in Verwendungssektoren für die KWK-Wärme berücksichtigt.[37]

[37] Vgl. dazu auch die methodischen Hinweise im Kapitel 4.5.1.

Tabelle 4-46 Zusammenfassung der Wirkung bisheriger Maßnahmen (2000 – 2006)

Maßnahme/ Umsetzung/ Institution	Typ	Beschreibung/Ziele (Wirkungsbereich)	Umsetzungs-stand (Wirkungs-beginn)	Direkte Emissionsminderungseffekte				
				2010	2015	2020	2025	2030
				Mio. t CO_2-Äqu.				
Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) / Bundesregierung	R,E	Mindestvergütung für die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien	In Kraft seit April 2000, Novelle 2004	nachrichtlich zusammen:				
Stromeinsparung / Bundesregierung	O	Verringerung des Stromverbrauchs gegenüber OMS	2000	-40	-52	-62	-70	-76
Abschaffung Erdgassteuer / Bundesregierung	F	Erhöhung der Attraktivität der Erdgasverstromung	2006	-3	-4	-6	-9	-9
Entgelt für vermiedene Netznutzung / Bundesregierung	O	Ökonomische Verbesserung dezentraler Einspeiser (v.a. KWK)	2001	-2	-0,5	-0,0	-0,3	-1
KWK-Gesetz / Bundesregierung	E	Vergütung von KWK-Stromerzeugung	2002	-2	-1	-1	-1	-1
Emissionshandel / Bundesregierung	E	Kosteneffektive CO2-Minderung	2005	-3	-3	-6	-8	-10
Ungewichtete Summe der Wirkungen der Einzelmaßnahmen				-49	-60	-74	-88	-97
Gewichtete Summe der Wirkungen der Einzelmaßnahmen (ohne Überlagerungseffekte)				-43	-59	-69	-82	-91

Quellen: Berechnungen des Öko-Instituts.

Die Darstellung zeigt, dass 76 Mt CO_2 der insgesamt 97 Mt CO_2 (Summe aller Maßnahmen) auf die geringere fossile Stromerzeugung im MMS im Vergleich zum OMS zurückzuführen ist. Neben einer Reduktion der Stromnachfrage um rund 20 TWh im Jahr 2030 ist hier insbesondere der um rund 100 TWh größere Zubau erneuerbarer Energien ausschlaggebend. Die Einführung des Emissionshandels schlägt mit 10 Mt CO_2 im Jahr 2030 zu Buche. Hierbei ist die Zuteilung nach Doppelbenchmark für KWK-Anlagen hervorzuheben, die zu Vorteilen für die KWK-Stromerzeugung führt. Des Weiteren trägt die Abschaffung der Erdgassteuer für Kondensationskraftwerke mit einer Ersparnis von 9 Mt CO_2 im Jahr 2030 bei. Die Wirkung des KWKG ist aufgrund seiner begrenzten Laufzeit und der im Wesentlichen auf Modernisierung (und nur zu einem geringen Teil auf Neubau) ausgelegten Vergütungsstruktur mit 1 Mt CO_2 begrenzt. Das Entgelt für vermiedene Netznutzung ist gleichermaßen von untergeordneter Bedeutung.

Bei der Bewertung der Maßnahmen muss darauf hingewiesen werden, dass es zu überlappenden Effekten kommt. Dies gilt insbesondere für den Bereich der KWK-Anlagen, da diese von drei Maßnahmen (Entgelt für vermiedene Netznutzung, KWK-G sowie Emissionshandel) betroffen sind[38]. Erdgas-GuD-Kondensationskraftwerke werden von

[38] Es muss deshalb darauf hingewiesen werden, dass sich die in Tabelle 4-46 ermittelte Maßnahmenwirkung des KWK-Gesetzes methodisch von anderen Abschätzungen der Effekte dieses Gesetzes unterscheidet und insofern mit anderen Abschätzungen nicht verglichen werden kann. Insbesondere werden im Rahmen der Bewertung von Politikszenarien IV ausschließlich direkte Emissionsminderungen (d.h. Minderungen, die sich direkt auf den Ausstoß der KWK-Anlagen beziehen) dem KWK-Gesetz zugerechnet. Indirekte Emissionsminderungen durch die Substitution ungekoppelter Erzeugung werden methodisch nicht hier, sondern in den Endverbrauchssektoren verbucht. Da es sich bei der Substitution ungekoppelter Wärmeerzeugung um den zentralen Systemvorteil der KWK handelt, fällt die hier ausgewiesene Wirkung des KWK-Gesetzes entsprechend gering aus. Darüber hinaus haben der Emissionshandel (Doppelbenchmark) sowie die Entgelte für vermiedene Netznut-

zwei Maßnahmen (Abschaffung der Erdgassteuer und Emissionshandel) betroffen. Gleichermaßen wird die absolute Anzahl an neu gebauten fossilen Kraftwerken vom Zubaubedarf im Kraftwerkspark und damit von der Entwicklung des Stromverbrauchs sowie vom Ausmaß des Zubaus im Bereich der erneuerbaren Stromerzeugung beeinflusst.

Darüber hinaus sind gegenläufige Effekte zu beobachten. So führt die Abschaffung der Erdgas-Steuer zu einer sinkenden KWK-Stromerzeugung durch die relative Besserstellung der Erdgas-GuD-Kondensationskraftwerke. Andererseits wirken sich KWK-G sowie die Entgelte für vermiedene Netznutzung positiv auf die KWK-Stromerzeugung aus. Im Ergebnis ergibt sich so eine im Vergleich zum OMS geringere KWK-Stromerzeugung durch das im MMS enthaltene Maßnahmenpaket (Tabelle 4-45).

Werden die Szenarienergebnisse um die Überlagerungseffekte der Einzelmaßnahmen bereinigt, so ergeben sich 91 Mt CO_2 als Gesamtreduktion für das Maßnahmenpaket des MMS im Jahr 2030 (Tabelle 4-46).

4.4 Primärenergiebedarf

4.4.1 Vorbemerkungen

Zur Zusammenführung der sektoralen Analysen zu einem konsistenten Mengengerüst kommt das IKARUS-Optimierungsmodell zum Einsatz. Damit werden sowohl Konsistenz wie auch methodische Fundierung der Zusammenführung gewährleistet. Die Detailanalysen der Endverbrauchssektoren werden dabei direkt in Form der jeweiligen Endenergienachfrage in das Modell integriert. Der Umwandlungssektor wird hingegen auf Technikebene modelliert und abgestimmt auf die Endenergienachfrage optimiert. Die Teile des Umwandlungssektors, die detailliert analysiert wurden (z.B. erneuerbare Strom- und Wärmeerzeugung, nicht-erneuerbare Stromerzeugung unter Berücksichtigung des CO_2-Emissionsrechtehandels) werden hierbei durch Restriktionen berücksichtigt, so dass die ermittelten Entwicklungen reproduziert werden. Der sonstige Umwandlungssektor, der im Rahmen des Projekts nicht gesondert untersucht wurde, ist im Modell explizit abgebildet und reagiert entsprechend auf die veränderten Strukturen der Endenergienachfrage. Durch die Verwendung des Modells werden Mehrfachzählungen vermieden sowie eine technologische Fundierung des gesamten Umwandlungssektors und der Primärenergiebereitstellung unter Berücksichtigung energiepolitischer Rahmenannahmen gewährleistet.

zung ebenfalls positive Auswirkungen auf den KWK-Zubau. Dadurch resultierende Emissionsminderungen werden methodisch jedoch diesen Maßnahmen und nicht dem KWK-Gesetz zugerechnet.

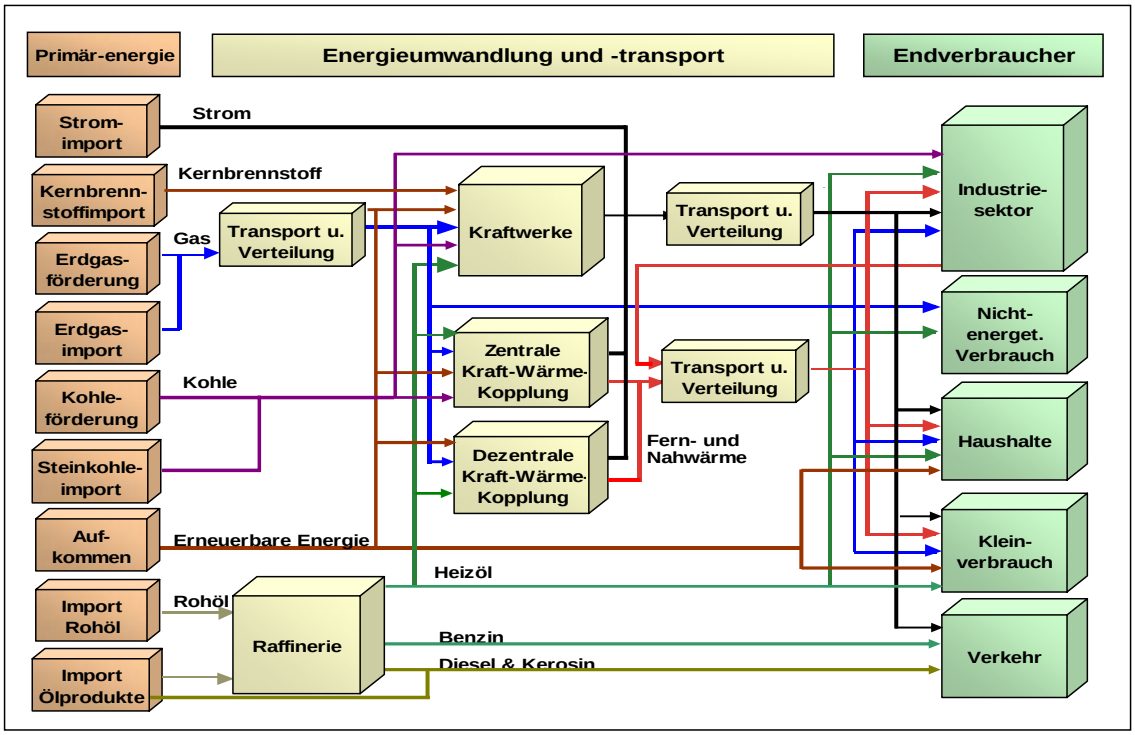
4.4.2 Modellbeschreibung

Mit dem IKARUS-Optimierungsmodell (auch: IKARUS-LP-Modell) werden die vernetzten Zusammenhänge der deutschen Energieversorgung abgebildet. Unter Energieversorgung wird im Sinne der Fragestellung die Bereitstellung und Nutzung von Energie, d.h. die Umwandlung und Verteilung verschiedener Energieträger entlang des Energieflusses verstanden. IKARUS-LP ist ein technikorientiertes oder Bottom-Up-Modell und bildet das Energiesystem auf der Ebene von Prozessen bzw. Technologien ab, die unterschiedliche Sekundärenergieträger und Energiedienstleistungen zur Verfügung stellen. Das IKARUS-LP-Modell basiert auf dem mathematischen Verfahren der linearen Programmierung (LP), wobei als Optimierungskriterium in der Regel die Minimierung der Gesamtsystemkosten herangezogen wird.

Neben Energieflüssen werden Emissionen und Kosten des gesamten Energiesystems abgebildet. Das Modell bewertet also den zur Änderung des Energiesystems (z.B. bei einer CO_2-Reduktionsvorgabe) notwendigen Aufwand in Form von Kosten. Im Gegensatz zu einem Simulationsansatz, bei dem eine vom Modellanwender vorgegebene Strategie im Sinne von „Was wäre wenn...?" analysiert wird, errechnet das Optimierungsmodell eine bestimmte Technikkombination (oder Strategie) unter Berücksichtigung der zugrunde liegenden Rahmenparameter, Technologiedaten sowie des Optimierungskriteriums.

Das Modell arbeitet als „Time-Step"-Modell, d.h. die Optimierung erfolgt nicht über einen mehrperiodischen Zeitraum, sondern getrennt für die Zeitstützpunkte 2000, 2005, 2010, 2015, 2020, 2025 und 2030, wobei in jede Periode jeweils die Ergebnisse aller vorangehenden Perioden als „Vererbung" eingehen. Somit unterscheidet sich das IKARUS-Optimierungsmodell von so genannten „Perfect-Foresight"-Modellen (z.B. MARKAL (Fishbone et al. 1983, Loulou et al. 2004) oder TIMES (Loulou et al. 2005)), bei denen eine simultane Optimierung sämtlicher Perioden erfolgt. Beim Perfect-Foresight-Ansatz bezieht das Modell somit die zukünftigen Veränderungen aller Modellparameter bereits in Entscheidungen in früheren Perioden mit ein, es „kennt" also die Zukunft und kann frühzeitig auf Veränderungen reagieren (z.B. Erhöhung der Energiepreise, Einführung von Emissionsbegrenzungen). Das Time-Step-Modell ist dagegen myopisch und bezieht zukünftige Veränderungen der Parameter nicht ins Entscheidungskalkül der aktuellen Periode mit ein. Aus diesem Grund hat ein Time-Step-Modell einen stärkeren Prognosecharakter als ein Perfect-Foresight-Modell, was den Anforderungen des vorliegenden Projektes entgegen kommt.

Abbildung 4-37 Vereinfachte Struktur des IKARUS-Optimierungsmodells



Quelle: Martinsen et al. 2006.

Die Energieflüsse der deutschen Energieversorgung von der Primärenergie bis zur Endenergie werden in den Kategorien von Energieträgern beschrieben (siehe Abbildung 4-37). Die Primärenergieträger sind grob unterteilt in nicht regenerative und regenerative Energieträger. Zu den nicht regenerativen Energieträgern gehören neben der Kernenergie alle fossilen Energieträger, wie Stein- und Braunkohle, Erdöl, Erdgas etc. Zu den regenerativen Energieträgem zählt die Sonnenenergie in ihren Ausprägungen Sonnenstrahlung, Windenergie, Bioenergie und Wasserkraft sowie Geothermie. Die Endenergienachfrage wird nach Endverbrauchssektoren gegliedert – entsprechend der Ergebnisse der Sektoranalysen – eingestellt. Die Primärenergieträger werden in Kraftwerken, Heizwerken und Veredlungsanlagen in Sekundärenergieträger (z.B. Koks, Benzin, Strom, Wärme) umgewandelt. Über die technischen Einrichtungen des Verteilungsnetzes wird den Nachfragevektoren Endenergie in Form von Primär- und Sekundärenergie zur Befriedigung der Nachfrage zur Verfügung gestellt.

Der Energiefluss lässt sich in Primärenergie-, Umwandlungs- und Endverbrauchssektoren strukturieren. Das Modell ist insgesamt in zehn Hauptsektoren gegliedert, und diese wiederum in eine Vielzahl von Subsektoren. Jeder Subsektor wird durch eine Vielzahl von charakteristischen Technologien beschrieben. Verknüpfungen zwischen verschiedenen Energieflüssen bestehen über spezifische Energieträger bzw. Mengeneinsätze pro abgegebene Einheiten der Technologien. Mit den Massen- bzw. Energieströmen lassen sich Kostenströme korrelieren, indem man nach ähnlichem Muster die Technologien zusätzlich durch ihre Kosten (Investitionskosten, Betriebskosten) charakterisiert. Nach dem gleichen Schema werden Emissionen behandelt.

Die einzelnen Sektoren von der Primärenergie bis zu den Endverbrauchssektoren sind innerhalb des Modells als einzelne Module abgebildet, die über Energieträgerflüsse miteinander verknüpft sind. Diese auch als Oberstruktur bezeichnete Vernetzung erlaubt einen Austausch (Logistik) von Energieträgern zwischen den Sektoren. Der Vorteil einer modularen Konzeption besteht darin, dass beispielsweise Strukturveränderungen innerhalb eines Sektors ohne Auswirkungen auf andere Sektoren durchgeführt werden können. Zudem lassen sich energiewirtschaftliche und emissionsrelevante Größen erfassen und – falls gewünscht – restriktiv behandeln, etwa sektorale CO_2-Reduktionsvorgaben oder die Verstromung inländischer Steinkohle. Eine detaillierte Beschreibung der Oberstruktur findet sich in (Jagodzinski et al. 1995).

Anders als in bisherigen Anwendungen wird das IKARUS-LP-Modell im vorliegenden Projekt *nicht* zur Erstellung eigenständiger energiewirtschaftlicher Szenarien, sondern zur konsistenten Zusammenführung der außerhalb des LP-Modells durchgeführten sektoralen Analysen eingesetzt. Deshalb wird die Struktur der Endverbrauchsektoren durch den entsprechenden Endenergieverbrauch und die direkten Emissionen des jeweiligen Sektors ersetzt. Zudem werden die Ergebnisse der Analysen des Stromerzeugungssektors (z.B. Investitionsentscheidungen vor dem Hintergrund des Emissionshandels und des Zuteilungsmechanismus) in Form von Restriktionen in das Energiesystemmodell eingespeist. Durch seine vernetzte Struktur garantiert das IKARUS-LP-Modell gegenüber einer „manuellen“ Zusammenführung der einzelnen Projektionen die automatische Konsistenzsicherung, die Vermeidung von Mehrfachzählungen sowie die technologische Fundierung des gesamten Umwandlungssektors und der Primärenergiebereitstellung. Außerdem werden Endenergie-, Primärenergie- und Emissionsbilanzen nach einem einheitlichen Schema auf Basis der sektoralen Endenergiebilanzen bzw. Detailanalysen generiert.

4.4.3 Rahmendaten für die Modellszenarien

4.4.3.1 Vorbemerkungen

Im Unterschied zu anderen Optimierungsrechnungen mit Hilfe des IKARUS-LP-Modells sind die Endnachfragen auf der Ebene von Endenergieträgern und nicht auf der Ebene von Energiedienstleistungen definiert. Somit ist ein Großteil der demographischen und ökonomischen Rahmenannahmen nicht unmittelbar, sondern nur mittelbar, nämlich über die sich aus den modellexogen durchgeführten Sektoranalysen ergebenden Endenergienachfragen im Modell enthalten. Infolgedessen findet nur ein Teil der Rahmendaten explizit Eingang ins Modell. Hierzu gehören neben den Importpreisen der Energieträger, der CO_2-Preis sowie energiepolitische und technische Rahmenannahmen, die in den folgenden Abschnitten diskutiert werden.

4.4.3.2 Energieträgerpreise

Die Importpreise für Primärenergieträger sind gemäß (EWI/Prognos 2006) eingestellt. Tabelle 4-47 zeigt zum Vergleich einige Kosten zur Bereitstellung einheimischer fossiler sowie erneuerbarer Energieträger (Markewitz und Stein 2003).

Tabelle 4-47 Importpreise der wichtigsten Energieträger (Grenzübergangspreise) und Gewinnungskosten einheimischer Energieträger

	Preise in €/GJ in Preisen von 2000				Veränderungen in %/a		
Energieträger	2000	2010	2020	2030	2000/10	2010/20	2020/30
Importpreise (Grenzübergangspreise)							
Rohöl	5.42	8.43	8.19	10.39	4.5	-0.3	2.4
Benzin	7.59	11.80	11.47	14.55	4.5	-0.3	2.4
Heizöl leicht/Diesel	6.78	8.66	10.24	12.99	2.5	1.7	2.4
Heizöl schwer	4.34	6.75	6.55	8.31	4.5	-0.3	2.4
Flüssigas (LPG)	7.59	11.80	11.47	14.55	4.5	-0.3	2.4
Erdgas	3.06	4.44	4.17	5.00	3.8	-0.6	1.8
Steinkohle	1.44	1.81	1.77	1.91	2.3	-0.2	0.8
Gewinnungskosten im Inland							
Braunkohle	0.83	0.83	0.83	0.83	0.0	0.0	0.0
Steinkohle	4.84	4.65	4.52	4.09	-0.4	-0.3	-1.0
Pflanzenöl	11.90	11.90	11.90	11.90	0.0	0.0	0.0
Bioethanol	15.35	14.50	14.50	14.50	-0.6	0.0	0.0

Quellen: EWI/Prognos 2006, Markewitz und Stein 2003, eigene Berechnungen.

4.4.3.3 CO_2-Preis

Das Modell bewertet den aufgrund von veränderten Rahmenbedingungen (z.B. CO_2-Emissionsrestriktion oder erhöhte Energieimportpreise) zur Änderung des Energiesystems notwendigen Aufwand in Form von Kosten. Neben den Kosten, die mit dem Import von nicht im System gewonnenen Energieträgern verbunden sind, gehen die spezifischen Kostendaten der Technologien als exogene Kostendaten in das Optimierungsmodell ein. Im Sinne dieser Modellphilosophie lassen sich steuerliche Maßnahmen (Steuern, Subventionen) nicht als Aufwand interpretieren, da dieser nicht systemimmanent ist.

Andererseits können die CO_2-Grenzvermeidungskosten eines Optimierungsergebnisses, die sog. Dualaktivitäten oder Schattenpreise der Emissionsrestriktionen, einen Hinweis über die Höhe einer möglichen CO_2-Steuer bzw. eines Zertifikatspreises geben. Die Einführung einer entsprechenden Steuer bzw. eines Zertifikatspreises führt dann zu demselben Optimierungsergebnis wie die zugehörige CO_2-Emissionsbegrenzung. Entsprechend wirken auch Steuern auf Energieträger verbrauchsmindernd und können äquivalent als eine Begrenzung des Verbrauchs dargestellt werden. Bei der Interpretation der Ergebnisse der Modellrechnungen mit CO_2-Preisen und/oder Steuern sind diese Zusammenhänge insbesondere zu berücksichtigen.

4.4.3.4 Energiepolitische Rahmensetzung

Eine Auswahl der wichtigsten Begrenzungen, die den Berechnungen zugrunde gelegt wurden, enthält Tabelle 4-48. Die hier angenommenen Begrenzungen sind im Sinne von Szenarioannahmen, nicht aber als energiepolitische Empfehlungen zu verstehen.

Tabelle 4-48 Wichtige energiepolitische und technische Begrenzungen in den Szenarien

	Einheit	2000	2010	2020	2030
Steinkohle-Förderung	PJ	1 005	> 470 < 550	(-) < 470	(-) < 470
Steinkohle-Importe	PJ	910	(-)	(-)	(-)
Braunkohle-Förderung	PJ	1 646	> 1475 < 1750	> 1000 < 1700	> 600 < 1600
Erdgas-Förderung	PJ	633	< 700	< 600	< 500
Erdgas-Importe	PJ	2 683	< 4 000	< 4 000	< 4 000
Kernenergie	GW	21,3	18,3	5,5	0,0

Quellen: Markewitz und Stein 2003, eigene Berechnungen.

Unter Berücksichtigung der Kohlebeschlüsse der Bundesregierung wurde für das Jahr 2010 eine Mindestfördermenge heimischer Steinkohle von 470 PJ (ca. 16 Mt SKE) angenommen (Reichel 2006). Für den Zeitraum danach wird davon ausgegangen, dass die Subventionen auslaufen und die deutsche Steinkohle mit der Importsteinkohle konkurrieren muss. Für den Zeitraum ab 2010 wird eine Obergrenze für die Gewinnung angenommen, die sich an dem Niveau der für 2010 angestrebten Fördermengen orientiert, da selbst bei dauerhaft hohen Energiepreisen nicht davon auszugehen ist, dass ein deutlicher Ausbau über die dann in Betrieb befindlichen Zechen hinaus erfolgen kann. Ausgehend von den jeweiligen Fördergebieten und unter Berücksichtigung der bekannten unternehmensspezifischen Planungen sowie Aktivitäten, wurde eine Mindestfördermenge für die deutsche Braunkohle abgeschätzt. Hierbei wurden auch die Altersstruktur des braunkohlebefeuerten Kraftwerksparks sowie aktuelle Kraftwerksbauten in den Blick genommen.

Für die Zukunft ist davon auszugehen, dass die inländische Erdgasförderung, die bislang etwa 20 % des deutschen Verbrauchs zu decken vermochte, rückläufig ist. Hinsichtlich der zukünftigen Rolle der Kernenergie wurden auf der Basis der zwischen Bundesregierung und den Betreibern von Kernkraftwerken geschlossenen Ausstiegsvereinbarung die für die jeweiligen Zeitstützpunkte verbleibenden Restkapazitäten abgeschätzt. Der zeitliche Verlauf der installierten Leistung der Kernkraftwerke wurde mit dem ELIAS-Modell harmonisiert (siehe Bericht Energiepreisszenarien). Demnach wird im Jahr 2020 noch gut ein Viertel der im Jahr 2000 am Netz befindlichen Kernkraftwerke zur Stromerzeugung beitragen.

Der Beitrag erneuerbarer Energieträger zur Stromerzeugung wurde in Abhängigkeit vom betrachteten Szenario gemäß der Vorgaben des DIW (vgl. Kapitel 4.3.1) ins Modell übernommen.

4.4.3.5 Biokraftstoffe der 2. Generation

Bereits im Mit-Maßnahmen-Szenario nimmt der Einsatz von Biokraftstoffen im Verkehr beträchtlich zu. Diese Tendenz verstärkt sich im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario noch deutlich, weshalb die inländischen Produktionspotenziale von Biokraftstoffen der ersten Generation (z.B. RME, Bioethanol) zur Deckung der Nachfrage nicht ausreichen werden. Auch Importe dürften aufgrund eines verstärkten Einsatzes von Biokraftstoffen in der gesamten EU nur bedingt Abhilfe schaffen. Aus diesem Grund wird in Absprache mit dem Auftraggeber die kommerzielle Verfügbarkeit von Biomass-to-Liquids (BTL) Technologien ab der Periode 2015 unterstellt. Diese Verfahren der sog. zweiten Generation verwerten im Gegensatz zur Pflanzenölveresterung bzw. Bioethanolerzeugung nicht nur die Frucht, sondern die gesamte Pflanze, weshalb sich das Potenzial der einsetzbaren Biomasse deutlich vergrößert. Es wird davon ausgegangen, dass BTL-Verfahren ab 2015 verfügbar sind und bis 2030 schrittweise nahezu die gesamte Produktion von biogenen Kraftstoffen auf diese Technologie umgestellt wird. Die bis zur Periode 2010 aufgebauten RME-Anlagen werden über ihre technische Lebensdauer weiterhin genutzt: neue Kapazitäten werden aber ab 2015 nicht mehr zugebaut.

Die Abbildung der BTL-Technologie im IKARUS-LP-Modell wurde auf Basis der Studie (FZJ/WI 2006) implementiert. Dazu wurden die Daten des sog. Carbo-V Verfahren herangezogen. Neben der Biomasse benötigt die Technologie Strom zur Prozessführung, weshalb ggf. zusätzliche Emissionen im Elektrizitätserzeugungssektor entstehen.

4.4.3.6 Berücksichtigung der Ergebnisse der Sektoranalysen

Die wesentliche Motivation für den Einsatz des IKARUS-LP-Modells ist die Erstellung konsistenter Gesamtbilder der untersuchten Szenarien. Insbesondere in den Zusammenführungen der weitgehend voneinander unabhängig durchgeführten sektoralen Analysen der Endverbrauchssektoren und der Stromerzeugung liegt hierbei die Herausforderung.

Außerdem können indirekte Einsparungen von Energie oder Emissionen nur im Kontext des Gesamtsystems ermittelt werden. Dagegen werden bei sektoralen Analysen typischerweise Annahmen über die Entwicklungen in anderen Sektoren getroffen, wie z.B. über den Energieträgermix in der Stromerzeugung und die resultierende CO_2-Intensität einer kWh Strom zur Berechnung der indirekten Einsparungen. Ebenso beeinflussen sich Maßnahmen in unterschiedlichen Sektoren gegenseitig, so verändern bspw. Raumwärmeschutzmaßnahmen das wirtschaftlich nutzbare Potenzial für Fernwärme, was wiederum die Nutzungsmöglichkeit der Kraft-Wärme-Kopplung einschränkt.

Wie bereits in der Modellbeschreibung erwähnt, wird die Struktur der Endverbrauchssektoren umgangen und jeder Sektor wird, basierend auf den sektoralen Detailanalysen bzw. der Referenzpublikation (EWI/Prognos 2006), nur durch seinen Endenergieverbrauch dargestellt. Im Fall von Strom und Fernwärme wird davon ausgegangen, dass die Lastkurven, die im IKARUS-LP-Modell durch sechs Lastsegmente und eine Spit-

zenleistungskomponente repräsentiert werden, über den gesamten Zeithorizont der Betrachtung unverändert bleiben.

Abgesehen von den Endverbrauchssektoren wurde auch der Einfluss unterschiedlicher Instrumente (z.B. EEG, Emissionshandel) auf die Entwicklungen der Stromerzeugung untersucht. Die resultierenden Strommengen aus erneuerbaren Energieträgern (siehe Abschnitte 4.3.1 und 5.2.1) wurden im IKARUS-LP-Modell durch entsprechende Restriktionen berücksichtigt. Ebenso wurde mit der nuklearen und fossilen Stromerzeugung verfahren, die insbesondere vor dem Hintergrund des Emissionshandels vom Öko-Institut untersucht wurde (Abschnitte 4.3.2 und 5.2.2).

4.4.4 Modellergebnisse

4.4.4.1 Vorbemerkungen

Aufgrund der Modellkomplexität, Datenintensität und der Wechselwirkung unterschiedlicher (sektoraler) Maßnahmen miteinander, können die Ergebnisse der Sektoranalysen und der Gesamtbilanz geringfügig voneinander abweichen. Solche Abweichungen bewegen sich typischerweise im Prozentbereich und sind damit klein im Vergleich mit den Unsicherheiten, die bei einer Projektion über 25 Jahre ohnehin auftreten. Die Vorteile der Konsistenzsicherung überwiegen diese geringfügigen Abweichungen bei weitem.

Die im Folgenden dargestellten Bilanzen des Primär- und Endenergieverbrauchs wurden mit Hilfe des Modells generiert und sind nach dem Schema der Energiebilanzen gegliedert. Weiterhin findet sich in Anhang 3 die Darstellung der energiebedingten Kohlendioxidemissionen aus den Modellrechnungen. Diese bilden eine Grundlage für die Ermittlung der Treibhausgasemissionen gemäß der Struktur der Emissionsinventare nach UNFCCC (siehe Anhang 1). Im Anhang 2 finden sich die Datentabellen zu den in den folgenden Abschnitten dargestellten Abbildungen.

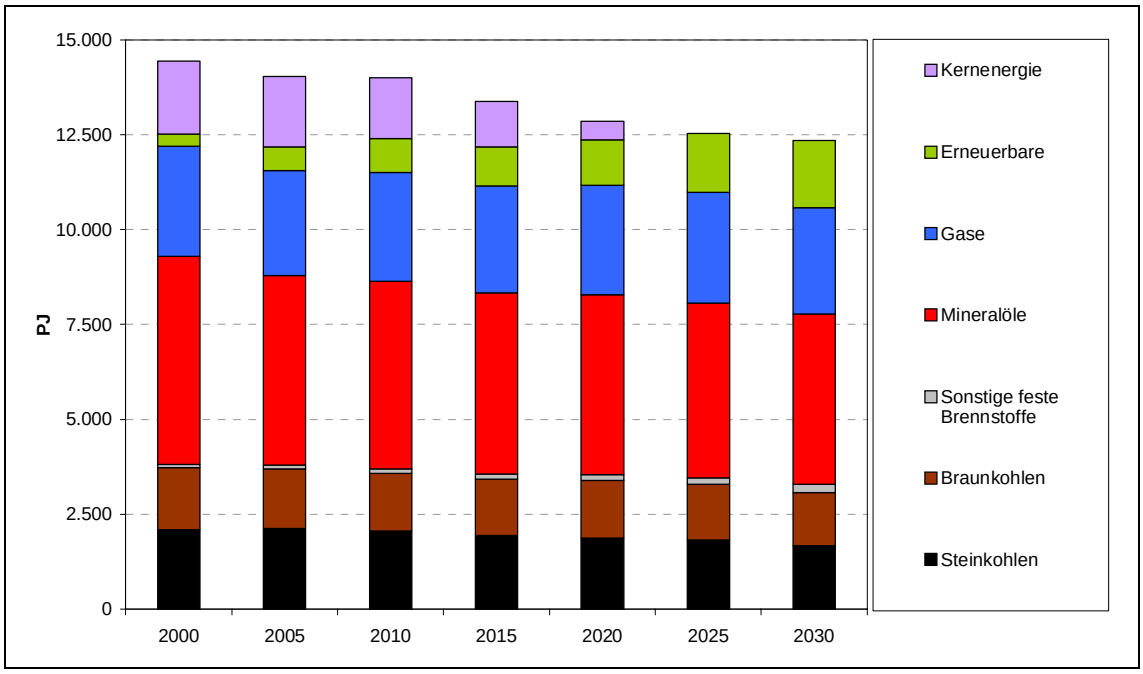
4.4.4.2 Mit-Maßnahmen-Szenario

Der Primärenergieverbrauch sinkt im Mit-Maßnahmen-Szenario von etwa 14.440 PJ im Jahr 2000 auf knapp 12.350 PJ im Jahr 2030. Damit einher geht eine Verschiebung der Struktur des Primärenergieverbrauchs, wie Abbildung 4-38 zeigt. Der Verbrauch von Kernenergie, Mineralölen und Kohlen nimmt zwischen 2000 und 2030 deutlich ab. So sinkt der Primärenergieverbrauch von Mineralölprodukten um nahezu 1000 PJ über den Betrachtungszeitraum und der Verbrauch von Kohlen geht um etwa 660 PJ zurück. Der Einsatz der Kernenergie endet aufgrund der zwischen Bundesregierung und den Betreibern von Kernkraftwerken geschlossenen Ausstiegsvereinbarung nach der Periode 2020. Der Erdgasverbrauch bleibt von leichten Schwankungen abgesehen über den gesamten Zeitraum etwa konstant und vergrößert damit seinen relativen Anteil am Primärenergieverbrauch über die Zeit leicht. Ein starker Zuwachs ist dagegen bei den erneuer-

baren Energieträgern festzustellen, wo sich zwischen dem Basisjahr 2000 und dem Ende der Analyse im Jahr 2030 mehr als eine Verfünffachung des Verbrauchs einstellt. In hohem Maße tragen hierzu Wind und Biomasse bei. Mit etwa 900 PJ trägt feste Biomasse über die Hälfte zum Einsatz erneuerbarer Energieträger von insgesamt ca. 1770 PJ im Jahr 2030 bei. Neben dem direkten Einsatz in den Endverbrauchssektoren sowie zur Stromerzeugung entfällt ein Großteil der Biomasse auf die Produktion von Biokraftstoffen. Zu ihrer Bereitstellung werden ab 2015 Verfahren der zweiten Generation eingesetzt, die bis 2030 die Verfahren der ersten Generation (RME, Bioethanol) weitgehend verdrängen. Wind ist mit 330 PJ der zweitwichtigste erneuerbare Energieträger, Geothermie folgt mit etwa 200 PJ auf dem dritten Rang. Die verbleibenden 330 PJ verteilen sich recht gleichmäßig auf Wasserkraft, Solarenergie und Umgebungswärme sowie flüssige und gasförmige Biomasse.

In diesem Kontext ist anzumerken, dass hinsichtlich der Entwicklung des Primärenergieverbrauchs eine systematische Verzerrung durch die verschiedenen Konventionen der Energiestatistik zu berücksichtigen ist. So wird die Kernenergie nach der verwendeten Wirkungsgradmethode per Konvention primärenergieseitig mit einem Faktor 3 bewertet, wohingegen bspw. erneuerbare Energieträger, abgesehen von der Biomasse und Biogas, überwiegend mit einem hypothetischen Wirkungsgrad von 100 % in die Primärenergiebilanz eingehen. Eine Ausnahme hiervon stellt Geothermie dar, die primärenergieseitig beim Einsatz als Nahwärme mit dem Faktor 2 und in der Stromerzeugung mit einem Faktor 10 bewertet wird. Tendenziell sinkt somit der PEV aufgrund der unterschiedlichen primärenergieseitigen Bewertung der nicht-fossilen Energieträger.

Abbildung 4-38 Primärenergieverbrauch nach Energieträgern im Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS)

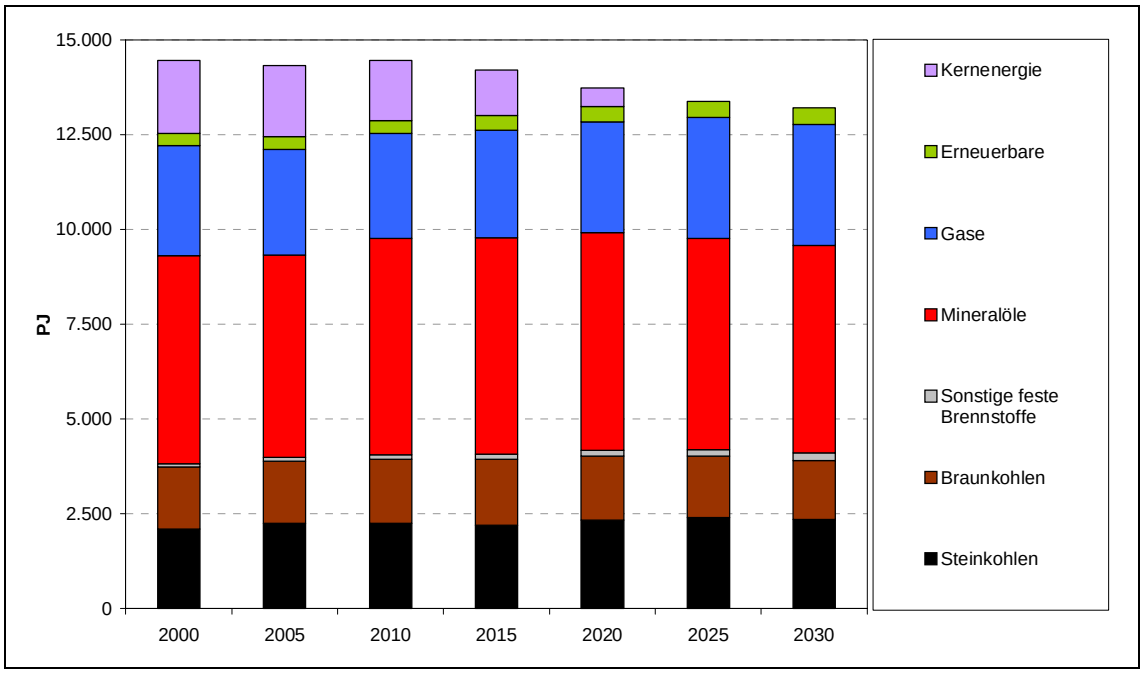


Quellen: Berechnungen Forschungszentrum Jülich.

4.4.4.3 Ohne-Maßnahmen-Szenario sowie Vergleich mit dem Mit-Maßnahmen-Szenario

Das OMS ist ein fiktives Szenario, bei dem davon ausgegangen wird, dass alle seit dem Jahr 2000 ergriffenen und geplanten Maßnahmen nicht berücksichtigt werden. In diesem Fall gäbe es einen nur geringen Rückgang des Primärenergieverbrauchs (-8 %) für den betrachteten Zeitraum von 2000 bis 2030. Dieser Rückgang des Primärenergieverbrauchs ist auf autonome Effizienzverbesserungen und vor allem durch den Bau von neuen Kraftwerken und die Stilllegung alter Kraftwerke zurückzuführen. Weiterhin ist der systematische Effekt zu berücksichtigen, der sich aus dem Kernenergieausstieg ergibt (vgl. Abschnitt 4.3.2.2). Der Einsatz von Steinkohle bzw. Gas erhöht sich um etwa 250 PJ bzw. 300 PJ und ersetzt dabei im Wesentlichen einen Teil der Kernenergie. Im Gegensatz zu den Szenarien MMS und MWMS wird bis 2020 auch mehr Braunkohle zur Stromerzeugung eingesetzt. Wegen einer zunehmenden Nachfrage nach Verkehrsleistungen (insbesondere Güterverkehr) steigt der Bedarf an Rohöl und Ölprodukten zwischenzeitlich bis 2020 um ca. 250 PJ an und geht danach auf das Niveau von 2000 zurück. Der Einsatz von erneuerbaren Energieträgern steigt im Betrachtungszeitraum nur um ca. 120 PJ und beträgt in 2030 etwa 3,5 % des gesamten Primärenergieverbrauchs, was einem Zuwachs um rund einen Prozentpunkt im Vergleich zum Jahr 2000 entspricht.

Abbildung 4-39 Primärenergieverbrauch nach Energieträgern im Ohne-Maßnahmen-Szenario (OMS)



Quellen: Berechnungen Forschungszentrum Jülich.

Im Vergleich zum Ohne-Maßnahmen-Szenario (OMS) liegt der Primärenergieverbrauch im Jahr 2030 im Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS) um ca. 850 PJ (-6,5 %) niedriger.

Dabei werden vor allem weniger Kohle, weniger Mineralöl und deutlich mehr erneuerbare Energien eingesetzt. Der Kohleeinsatz beträgt im Jahr 2030 im MMS nur noch etwa drei Viertel des Niveaus im OMS. Die entsprechende Relation für Mineralöl liegt bei etwa vier Fünfteln des Einsatzes im OMS. Erneuerbarer Energieträger werden dagegen im Jahr 2030 im MMS um einen Faktor 4 stärker eingesetzt als im OMS.

4.5 Emissionsermittlung

4.5.1 Methodische Vorbemerkungen

Die Ermittlung der Treibhausgasemissionen für die verschiedenen Quellbereiche erfolgt in einem zweistufigen Verfahren.

Die Treibhausgasemissionen aus der *Verbrennung* (fossiler und biogener) Energieträger werden auf Grundlage der in den vorstehenden Abschnitten entwickelten Mengengerüste für die Szenarien errechnet.

Für die *anderen Quellbereiche* (soweit sie in der vorliegenden Studie behandelt werden – also ohne Landwirtschaft sowie ohne Emissionen aus der Landnutzung, Landnutzungsänderung bzw. Forstwirtschaft) werden die Emissionen über eigene Berechnungen und Schätzungen, teilweise mit eigenen Satellitenmodellen (Abfallwirtschaft) ermittelt.

In Bezug auf die CO_2-, CH_4- und N_2O-Emissionen aus Verbrennungsprozessen bilden die Einzelergebnisse für die Sektoren sowie der Ergebnisse der Konsolidierungsberechnungen für den Umwandlungssektor mit dem IKARUS-Modell einerseits sowie die Inventardaten für die Jahre bis 2005 (Stand Dezember 2006) die Grundlage. Wie bereits ausgeführt, unterscheiden sich die sektoralen Abgrenzungen sowie – in einigen Bereichen – die Ausgangsniveaus der den Inventaren zu Grunde liegenden Aktivitätsdaten (Brennstoffeinsätze) von den mit den verschiedenen Modellen ermittelten Daten. Die Ermittlung der Emissionswerte für die o.g. Treibhausgase geht damit einher mit relativ umfangreichen Umgruppierungs- und Anpassungsarbeiten, da die Ergebnisse der Szenarien Eingang in das Zahlenwerk des Projektionsbericht finden sollen, für den erstens die Anschlussfähigkeit an die deutschen Treibhausgasinventare (Struktur *und* Niveau) gesichert werden muss und für den zweitens die Anforderungen in Bezug auf die Darstellung sektoral strukturierter Ergebnisse sehr stark auf die Sektorabgrenzungen der Treibhausgasinventare abstellen. Die Anforderungen hinsichtlich der Berichtstrukturen sowie das Vorgehen zur Umgruppierung der verschiedenen Quellbereiche für die Analyse und Ergebnisdarstellung sind im Anhang 1 näher dargestellt.

Um die Anschlussfähigkeit an die Inventare zu sichern, musste eine weitere Aufarbeitung und Anpassung der der mit den Modellberechnungen ermittelten Daten erfolgen.

- Die deutschen Treibhausgasinventare enthalten (inzwischen) in erheblichem Umfang Energieeinsätze, die *nicht* von der deutschen Energiebilanz erfasst werden und im Regelfall in den verwendeten Modellen (noch) nicht berücksichtigt werden. Dabei handelt es sich sowohl um (fossile) Brennstoffe, die für alle hier

betrachteten Treibhausgase relevant sind als auch um biogene Brennstoffe, die für die CO_2-Emissionen zwar nicht, für die Ermittlung der CH_4- und N_2O jedoch gleichwohl zu berücksichtigen sind. Aus dieser Berücksichtigung zusätzlicher Brennstoffeinsätze folgt ein nicht vernachlässigbarer Niveaueffekt. Für die relevanten Fälle wurde für das Jahr 2000 eine Niveaukorrektur der Modelldaten vorgenommen und diese Niveaukorrektur in der Fortschreibung weiter mitgeführt.

- Des Weiteren entsteht eine Reihe von Konsistenzproblemen am aktuellen Rand der Daten. Die den Inventaren zu Grund liegenden Daten unterscheiden sich in der Entwicklung von 1990 bis 2005 teilweise von den in den Modellen implementierten Datenstrukturen. Vor dem Hintergrund dieser nicht behebbaren Konsistenzprobleme wurde so verfahren, dass für 2000 bis 2005 die Inventardaten in Ansatz gebracht wurden und diese dann mit den aus den Modellrechnungen resultierenden absoluten *Veränderungen* für die verschiedenen Energieträger in der Periode 2005 bis 2030 fortgeschrieben wurden.
- Teilweise als Folge der beiden genannten Punkte, zum Teil aber auch auf Grund unterschiedlicher Annahmen in den Modellen unterscheiden sich die in den deutschen Treibhausgasinventaren und in den Modellen verwendeten Emissionsfaktoren. Eine Berechnung der Emissionen unter direkter Verwendung der den Inventaren verwendeten Emissionsfaktoren war daher ohne Alternative.

Auf eine weitere Besonderheit ist in Bezug auf die Entwicklung der Wärmeerzeugung aus KWK-Anlagen hinzuweisen. Vor dem Hintergrund der Tatsache, dass der GHD-Sektor und die Industrie weitgehend aus den Sektoranalysen ausgeklammert werden musste und vor diesem Hintergrund auch eine Iteration zwischen KWK-Erzeugung und der Fernwärmenachfrage allein im Haushaltssektor als nicht sinnvoll erscheint, entsteht aus der Ausweitung bzw. Erhaltung der Strom- und Wärmeerzeugung aus KWK das Problem der Nachfrage für diese Wärme. Als *pragmatischer Schätzansatz* wurde deshalb davon ausgegangen, dass die von den Nachfragen in den näher analysierten Sektoren bzw. den aus der Prognose von EWI/Prognos (2006) übernommenen Daten nicht gedeckten KWK-Wärmemengen der industriellen KWK-Erzeugung zugerechnet werden. Entsprechend wurden davon ausgegangen, dass die durch zusätzlichen Wärmeerzeugung in KWK-Anlagen verdrängten Einsätze von Erdgas, Heizöl und Kohle (soweit diese nicht für Prozesszwecke eingesetzt wird) aus den Mengengerüsten als nicht emissionswirksam ausgebucht werden.[39] Die verbrennungsbedingten Emissionen für CO_2, CH_4 und N_2O wurden schließlich über die Verknüpfung der Energieeinsatzdaten mit spezifischen Emissionsfaktoren errechnet. Hier wurden für die Perioden nach 2005 die jeweils aktuellsten, in den Inventaren genutzten Emissionsfaktoren in Ansatz gebracht,

[39] Im Mit-Maßnahmen-Szenario betrifft dies vor allem die letzte Dekade des Szenariozeitraums. Die mit dieser Brennstoff-Ausbuchung verbundene Minderung der CO_2-Emissionen wird in diesem Bericht jeweils nachrichtlich erwähnt. Bei der Darstellung der Mengengerüste für End- und Primärenergieverbrauch in den in den jeweiligen Kapiteln sowie im Anhang 2 sind die genannten Ausbuchungen jeweils berücksichtigt.

die ggf. auch für bestimmte Brennstoffgruppen aggregiert wurden. CO_2-Emissionen aus Biomasse wurden nicht berechnet und sind in den Ergebnisdaten nicht enthalten.

Bei der Zusammenstellung und Darstellung der Ergebnisse wurde darauf geachtet, dass die für die Erstellung des Projektionsberichtes im standardisierten Format notwendigen Informationen nachrichtlich stets mitgeführt werden.

4.5.2 Energiebedingte Treibhausgasemissionen

4.5.2.1 Energiebedingte CO_2-, CH_4 und N_2O-Emissionen aus der Verbrennung

Die Tabelle 4-49 zeigt die Ergebnisse der Emissionsberechnungen aus Verbrennungsprozessen im Überblick.

Erfasst sind damit alle Emissionen, die den Quellsektoren 1A1 (Fuel Combustion) des Inventar- und Projektionsberichts zuzuordnen sind.

Hingewiesen werden soll dabei darauf speziell, dass neben den aus der Verbrennung resultieren Emissionen auch die CO_2-Emissionen aus der Rauchgasentschwefelung mit erfasst sind und dass die der Eisenerzreduktion in Hochöfen zuzurechnenden CO_2-Emissionen aus dem Einsatz von Koks, Kohle etc. hier nicht einbezogen sind.

Im Vergleich zum Basisjahr 2000 sinken damit die gezeigten Treibhausgasemissionen um knapp 20 %, dies entspricht einem Emissionsvolumen von ca. 159 Mt CO_2-Äqu. Der größte Beitrag ist dabei für die energiebedingten CO_2-Emissionen zu bilanzieren, diesen sind 99 % der errechneten Minderung zuzurechnen.

Ein Anteil von 52 % der Emissionsminderung im Bereich der energiebedingten CO_2-Emissionen entsteht im Mit-Maßnahmen-Szenario in den *Endverbrauchssektoren* (zu denen definitionsgemäß auch die Kraftwerke des Verarbeitenden Gewerbes gehören). Von der gesamten Emissionsminderung von fast 83 Mt CO_2 in den Endverbrauchssektoren entstehen weiterhin allein 41 Mt CO_2-Minderung im Verkehr, dessen Emissionen von 182 Mt CO_2 im Jahr 2000 auf etwa 141 Mt CO_2 im Jahr 2030 zurückgehen.

Der zweitgrößte Minderungsbeitrag unter den Endverbrauchssektoren ist den privaten Haushalten, und hier vor allem den Entwicklungen im Gebäudesektor zuzurechnen. Hier gehen die CO_2-Emissionen von ca. 118 Mt im Jahr 2000 bis 2030 um über 21 Mt zurück. Die in der hier vorliegenden Analyse nur in Teilen näher betrachten Sektoren Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und Industrie tragen in der Periode 2000 bis 2030 mit 10 bzw. 9 Mt zur CO_2-Emissionsminderung bei.[40]

[40] Aus der zusätzlichen Verbuchung von KWK-Wärme in der letzten Dekade des Szenariozeitraums resultiert im Bereich der Industrie (einschließlich Industriekraftwerke) bis zum Jahr 2030 ein CO_2-Minderungsbeitrag von ca. 7 Mt.

Tabelle 4-49 Emissionen von CO_2, CH_4 und N_2O aus Verbrennungsprozessen im Mit-Maßnahmen-Szenario, 2000-2030

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	kt CO_2-Äqu.						
CO_2-Emissionen							
Energiesektoren[a,e]	347.913	361.952	334.977	308.002	316.480	302.177	272.234
Endverbrauchssektoren	452.437	433.423	421.915	392.431	381.098	378.950	369.739
Industrie[b]	*97.812*	*102.945*	*91.179*	*79.414*	*75.988*	*84.574*	*88.372*
GHD[c]	*54.335*	*53.239*	*59.367*	*55.189*	*51.074*	*47.444*	*43.819*
Haushalte	*117.910*	*113.032*	*115.441*	*110.181*	*105.198*	*100.597*	*96.539*
Verkehr[d,e]	*182.379*	*164.207*	*155.927*	*147.647*	*148.838*	*146.334*	*141.009*
Nachr.:							
Internationer Flugverkehr	*17.489*	*20.286*	*24.145*	*28.559*	*33.576*	*39.044*	*42.329*
Hochseebunkerungen	*7.021*	*8.582*	*8.582*	*8.582*	*8.582*	*8.582*	*8.582*
Gesamt (national)	800.350	795.375	756.892	700.433	697.578	681.127	641.973
CH_4-Emissionen							
Energiesektoren[a,e]	122	132	121	111	115	108	97
Endverbrauchssektoren	1.175	1.053	1.073	1.050	1.048	1.046	1.042
Industrie[b]	*126*	*126*	*121*	*115*	*111*	*113*	*113*
GHD[c]	*118*	*76*	*82*	*93*	*104*	*107*	*110*
Haushalte	*591*	*666*	*709*	*705*	*702*	*700*	*700*
Verkehr[d,e]	*340*	*186*	*162*	*137*	*131*	*126*	*119*
Nachr.:							
Internationer Flugverkehr	*5*	*5*	*6*	*8*	*9*	*10*	*11*
Hochseebunkerungen	*13*	*16*	*16*	*16*	*16*	*16*	*16*
Gesamt (national)	1.297	1.185	1.194	1.161	1.163	1.154	1.138
N_2O-Emissionen							
Energiesektoren[a,e]	3.721	3.878	3.638	3.398	3.435	3.323	3.026
Endverbrauchssektoren	2.993	2.802	2.809	2.713	2.680	2.691	2.646
Industrie[b]	*818*	*910*	*876*	*843*	*820*	*852*	*853*
GHD[c]	*161*	*156*	*216*	*204*	*193*	*191*	*189*
Haushalte	*423*	*426*	*442*	*427*	*414*	*402*	*392*
Verkehr[d,e]	*1.591*	*1.311*	*1.275*	*1.239*	*1.253*	*1.246*	*1.212*
Nachr.:							
Internationer Flugverkehr	*258*	*300*	*357*	*422*	*496*	*577*	*625*
Hochseebunkerungen	*56*	*69*	*69*	*69*	*69*	*69*	*69*
Gesamt (national)	6.714	6.680	6.447	6.111	6.116	6.014	5.672
Summe CO_2, CH_4 und N_2O	808.361	803.240	764.532	707.705	704.857	688.295	648.783
ggü. 2000	*-*	*-0,6%*	*-5,4%*	*-12,5%*	*-12,8%*	*-14,9%*	*-19,7%*
Nachr.:							
Internationer Flugverkehr	*17.751*	*20.591*	*24.508*	*28.989*	*34.081*	*39.631*	*42.966*
Hochseebunkerungen	*7.091*	*8.667*	*8.667*	*8.667*	*8.667*	*8.667*	*8.667*

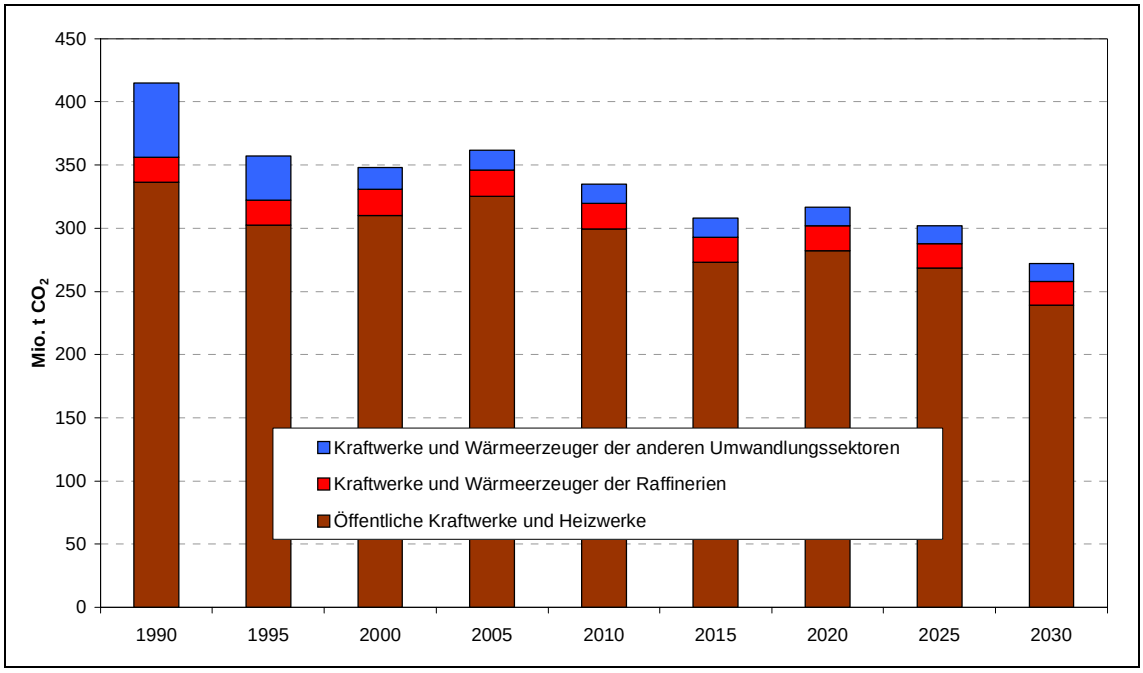
Anmerkungen: [a] ohne die dem Gichtgaseinsatz zuzurechnenden CO_2-Emissionen, mit CO_2-Emissionen aus Rauchgasentschwefelung. - [b] einschließlich der Kraftwerke des Verarbeitenden Gewerbes; die den prozessbedingten Emissionen der Stahlindustrie zuzurechnenden CO_2-Emissionen sind ausgebucht. [c] ohne Emissionen aus dem Verkehr der Bauwirtschaft. - [d] einschließlich des bauwirtschaftlichen Verkehrs und des Pipeline-Transports. - [e] für 2010 Mittelwert aus Inventarwert für 2005 und Modellwert für 2015.

Quellen: UBA (ZSE, NIR), Modellrechnungen von Forschungszentrum Jülich, Fraunhofer ISI, DIW Berlin und Öko-Institut.

Unter den energiebedingten CO_2-Emissionen wird jedoch der größte Einzelbeitrag vom Energieumwandlungssektor erbracht, hier entstehen von 2000 bis 2030 Emissionsminderungen von etwa 75 Mt CO_2. Als Besonderheit für den Energiesektor ist herauszustellen, dass die Emissionen hier – im Gegensatz zu den Endverbrauchssektoren, in denen die Emissionen weitgehend stetig zurückgehen – in der Periode bis 2020 keinen durch-

gängigen Minderungstrend zeigen, sondern nach einem Rückgang von 2005 bis 2010 für eine Dekade im Bereich der 315 Mt CO_2 verharren, ein Effekt, der vor allem durch das Auslaufen der Kernenergie entsteht. Die Abbildung 4-40 verdeutlicht die überragende Rolle der öffentlichen Energieversorgung für den Emissionsverlauf im Energiesektor insgesamt. Während sich für die anderen Energiesektoren für die gesamte Emissionsentwicklung nur wenig relevante Veränderungen ergeben, dominierte die öffentliche Strom- und Wärmeerzeugung die Entwicklung.[41] Bis zum Jahr 2030 gehen die CO_2-Emissionen hier von ca. 325 Mt im Jahr 2005 auf 239 Mt im Jahr 2030 zurück, verharren im Mit-Maßnahmen-Szenario jedoch im Zeitraum 2010 bis 2025 etwa auf einem Niveau von 270 bis 280 Mt CO_2.

Abbildung 4-40 Entwicklung der CO_2-Emissionen des Energiesektors im Mit-Maßnahmen-Szenario, 1990 bis 2030



Quellen: UBA (ZSE, NIR), Modellrechnungen von Forschungszentrum Jülich, DIW Berlin und Öko-Institut.

Der Rückgang des Ausstoßes von CO_2, CH_4 und N_2O aus Verbrennungsprozessen um 19,7 % im Zeitraum 2000 bis 2030 entspricht einem Rückgang von 32 % im Vergleich zu den Emissionsniveaus von 1990. Bis zum Jahr 2020 ergibt sich – bezogen auf das Jahr 1990 – eine Emissionsminderung von knapp 27 %.

[41] Hingewiesen werden soll an dieser Stelle auf die Unschärfen bei der Unterscheidung zwischen öffentlicher und industrieller Stromerzeugung (und diese weiter unterschieden nach Raffineriekraftwerken, Kraftwerken der anderen Umwandlungssektoren und den Kraftwerken des Verarbeitenden Gewerbes). Für die Projektion wurde versucht, die unterschiedlichen Entwicklungen an die Entwicklung der jeweiligen Sektoren anzulehnen (Nachfrage nach Mineralölprodukten für Raffineriekraftwerke, Kohleförderung und -veredelung für die Zechen- und Grubenkraftwerke etc.).

Hingewiesen werden muss aber auch auf die gegenläufigen Emissionstrends im Bereich der nicht vom Kyoto-Protokoll erfassten Emissionsquellen aus dem internationalen Flugverkehr sowie den Hochseebunkerungen. Aus der Zunahme des internationalen Flugverkehrs resultiert im Zeitraum 2000 bis 2030 eine Zunahme der CO_2-, CH_4- und N_2O-Emissionen von 25 Mt CO_2-Äqu., dies entspricht einer Steigerung um 40 % und liegt deutlich über der im gesamten Bereich der privaten Haushalte im gleichen Zeitraum erzielten Emissionsminderung.

Im Ohne-Maßnahmen-Szenario ergibt sich die in der Tabelle 4-50 gezeigte Entwicklung. In diesem Szenario ergibt sich für den Zeitraum 2000 bis 2020 eine Ausweitung der CO_2-, CH_4- und N_2O-Emissionen aus Verbrennungsprozessen um ca. 11 Mt CO_2-Äqu. Der größte Unterschied ist dabei naturgemäß für die Emissionsentwicklung in den Energiesektoren zu bilanzieren, für die die CO_2-Emissionen um knapp 17 Mt CO_2 zunehmen (im Vergleich zu einer Abnahme um 75 Mt CO_2 im Mit-Maßnahmen-Szenario). Erheblich sind die Unterschiede zwischen dem Ohne-Maßnahmen- und dem Mit-Maßnahmen-Szenario mit 30 bzw. 34 Mt CO_2 (bezogen auf die Emissionsniveaus des Jahres 2030) auch für die Endverbrauchssektoren Haushalte und Verkehr.

Naturgemäß nur in geringem Maße betroffen ist der Industriesektor, der in den hier vorgestellten Analysen ja nur für den Teil der Stromerzeugung im Verarbeitenden Gewerbe behandelt wurde und für den auch im Ohne-Maßnahmen-Szenario die Vorausschätzung von EWI/Prognos (2006) in Ansatz gebracht wurde.[42]

Abbildung 4-41 verdeutlicht die besondere Eingriffstiefe der bisher ergriffenen Maßnahmen vor allem in den Sektoren Haushalte und Verkehr, für unter anderem die umfangreichen Fördermaßnahmen zur Gebäude- und Heizungssanierung (vgl. Abschnitt 4.2.1) sowie die Einführung von Biokraftstoffquoten (vgl. Abschnitt 4.2.3) einen signifikanten Effekt zeigen. Deutlich wird außerdem die große Rolle des unterschiedlichen Ausbaus der erneuerbaren Energien im Bereich der Stromerzeugung (vgl. Abschnitt 4.3.1).

Die im Ohne-Maßnahmen-Szenario für den hier analysierten Bereich erzielten Emissionsminderungen bleiben in der Periode 2010 bis 2030 etwa im Bereich der von 1990 bis 2000 erzielten Emissionsminderungen (12 bis 15 %).

[42] Der sich aus der Verdrängung von Brennstoffen durch zusätzliche KWK-Wärme im Bereich der Industrie ergebende CO_2-Minderungseffekt beträgt im Ohne-Maßnahmen-Szenario etwa 6 Mt CO_2 im Jahr 2030.

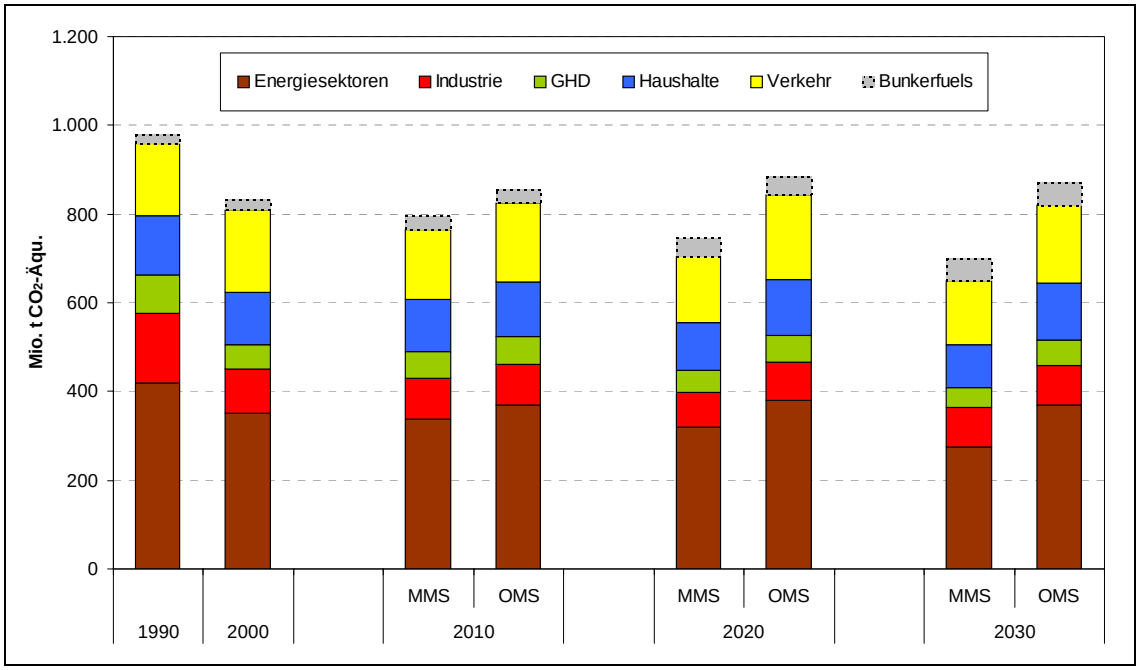
Tabelle 4-50 Emissionen von CO_2, CH_4 und N_2O aus Verbrennungsprozessen im Ohne-Maßnahmen-Szenario, 2000-2030

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	kt CO_2-Äqu.						
CO_2-Emissionen							
Energiesektoren[a,e]	347.913	361.952	364.916	367.880	376.982	374.819	364.656
Endverbrauchssektoren	452.437	433.423	451.990	452.451	457.161	458.864	446.878
Industrie[b]	*97.812*	*102.945*	*91.740*	*80.535*	*85.001*	*92.416*	*88.210*
GHD[c]	*54.335*	*53.239*	*61.575*	*60.156*	*58.799*	*57.929*	*57.062*
Haushalte	*117.910*	*113.032*	*122.462*	*123.542*	*124.671*	*125.826*	*126.981*
Verkehr[d,e]	*182.379*	*164.207*	*176.213*	*188.219*	*188.690*	*182.694*	*174.624*
Nachr.:							
Internationer Flugverkehr	*17.489*	*20.286*	*24.126*	*28.552*	*33.573*	*39.046*	*42.333*
Hochseebunkerungen	*7.021*	*8.582*	*8.582*	*8.582*	*8.582*	*8.582*	*8.582*
Gesamt (national)	800.350	795.375	816.905	820.331	834.143	833.683	811.534
CH_4-Emissionen							
Energiesektoren[a,e]	122	132	127	122	125	123	120
Endverbrauchssektoren	1.175	1.053	1.069	1.059	1.067	1.070	1.068
Industrie[b]	*126*	*126*	*121*	*116*	*114*	*116*	*113*
GHD[c]	*118*	*76*	*82*	*91*	*100*	*102*	*103*
Haushalte	*591*	*666*	*697*	*700*	*705*	*711*	*717*
Verkehr[d,e]	*340*	*186*	*169*	*152*	*146*	*142*	*135*
Nachr.:							
Internationer Flugverkehr	*5*	*5*	*6*	*8*	*9*	*10*	*11*
Hochseebunkerungen	*13*	*16*	*16*	*16*	*16*	*16*	*16*
Gesamt (national)	1.297	1.185	1.196	1.181	1.191	1.193	1.187
N_2O-Emissionen							
Energiesektoren[a,e]	3.721	3.878	3.899	3.920	4.087	4.119	3.982
Endverbrauchssektoren	2.993	2.802	2.917	2.929	2.965	2.981	2.915
Industrie[b]	*818*	*910*	*887*	*864*	*895*	*932*	*906*
GHD[c]	*161*	*156*	*221*	*215*	*209*	*213*	*217*
Haushalte	*423*	*426*	*460*	*462*	*467*	*471*	*476*
Verkehr[d,e]	*1.591*	*1.311*	*1.349*	*1.388*	*1.394*	*1.365*	*1.317*
Nachr.:							
Internationer Flugverkehr	*258*	*300*	*356*	*422*	*496*	*577*	*625*
Hochseebunkerungen	*56*	*69*	*69*	*69*	*69*	*69*	*69*
Gesamt (national)	6.714	6.680	6.816	6.849	7.052	7.100	6.897
Summe CO_2, CH_4 und N_2O	808.361	803.240	824.917	828.361	842.387	841.976	819.618
ggü. 2000	*-*	*-0,6%*	*2,0%*	*2,5%*	*4,2%*	*4,2%*	*1,4%*
Nachr.:							
Internationer Flugverkehr	*17.751*	*20.591*	*24.489*	*28.981*	*34.077*	*39.633*	*42.969*
Hochseebunkerungen	*7.091*	*8.667*	*8.667*	*8.667*	*8.667*	*8.667*	*8.667*

Anmerkungen: [a] ohne die dem Gichtgaseinsatz zuzurechnenden CO_2-Emissionen, mit CO_2-Emissionen aus Rauchgasentschwefelung. - [b] einschließlich der Kraftwerke des Verarbeitenden Gewerbes; die den prozessbedingten Emissionen der Stahlindustrie zuzurechnenden CO_2-Emissionen sind ausgebucht. [c] ohne Emissionen aus dem Verkehr der Bauwirtschaft. - [d] einschließlich des bauwirtschaftlichen Verkehrs und des Pipeline-Transports. - [e] für 2010 Mittelwert aus Inventarwert für 2005 und Modellwert für 2015.

Quellen: UBA (ZSE, NIR), Modellrechnungen von Forschungszentrum Jülich, Fraunhofer ISI, DIW Berlin und Öko-Institut.

Abbildung 4-41 Entwicklung der CO_2-, CH_4 und N_2O-Emissionen aus Verbrennungsprozessen im Mit-Maßnahmen- und im Ohne-Maßnahmen-Szenario, 1990-2030



Quellen: UBA (ZSE, NIR), Modellrechnungen von Forschungszentrum Jülich, Fraunhofer ISI, DIW Berlin und Öko-Institut.

4.5.2.2 Flüchtige CH_4- Emissionen aus dem Energiesektor

Die flüchtigen CH_4-Emissionen aus dem Energiesektor (dies entspricht in der Strukturierung der Treibhausgasinventare der Quellgruppe 1B – Fugitive Emissions from Fuels) ergeben sich ganz überwiegend aus den Mengengerüsten für die energiewirtschaftlichen Aktivitäten in den verschiedenen Bereichen:

- Die Emissionen aus dem aktiven Kohlenbergbau ergeben sich aus den Volumina der Stein- und Braunkohlenförderung sowie der Grubengasnutzung.
- Die Emissionen aus der Ölförderung ergeben sich vor allem aus den Einsatzmengen der verschiedenen Mineralölprodukte.
- Die Emissionen aus dem Erdgasproduktion und -verteilung sind an die einheimische Förderung sowie die Einsatzmengen in den verschiedenen Sektoren gekoppelt.

Tabelle 4-51 zeigt die Entwicklung der diesbezüglichen Emissionen für das Mit-Maßnahmen-Szenario im Überblick.

Tabelle 4-51 Entwicklung der CH_4-Emissionen aus dem Energiesektor, 1990-2005

	CRF	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005
		kt							
Aktiver Kohlenbergbau	1 B 1 a	877	598	461	407	408	376	308	271
Steinkohlen-Tiefbau	*1 B 1 a i*	*833*	*565*	*440*	*390*	*390*	*359*	*291*	*254*
Steinkohlen-Aufbereitung	*1 B 1 a i*	*40*	*31*	*19*	*16*	*15*	*15*	*15*	*14*
Braunkohlen-Tagebau	*1 B 1 a ii*	*4*	*2*	*2*	*2*	*2*	*2*	*2*	*2*
Umwandlung von Kohle	1 B 1 b	1	1	0	0	0	0	0	0
Stillgelegte Zechen	1 B 1 c	86	86	108	108	108	129	129	151
Ölförderung und -bereitstellung	1 B 2 a	11	7	6	6	7	7	6	6
Transport	*1 B 2 a iii*	*4*	*3*	*3*	*4*	*4*	*4*	*4*	*4*
Lagerung	*1 B 2 a iv*	*6*	*4*	*3*	*3*	*2*	*2*	*2*	*2*
Erdgas	1 B 2 b	323	352	344	350	343	344	334	326
Produktion	*1 B 2 b i*	*57*	*54*	*57*	*57*	*57*	*59*	*55*	*53*
Transport	*1 B 2 b ii*	*30*	*36*	*38*	*39*	*39*	*40*	*40*	*40*
Verteilung	*1 B 2 b ii*	*200*	*208*	*191*	*189*	*183*	*178*	*172*	*166*
Andere Leckagen	*1 B 2 b iii*	*36*	*54*	*58*	*64*	*64*	*67*	*67*	*67*
Summe		1.298	1.044	919	871	865	856	777	754
ggü. 1990		*-*	*-19,5%*	*-29,1%*	*-32,9%*	*-33,3%*	*-34,0%*	*-40,1%*	*-41,9%*

Quellen: UBA (ZSE, NIR), Berechnungen des Öko-Instituts.

Der Rückgang der CH_4-Emissionen im Energiesektor um knapp 42 % (dies entspricht einem Treibhauspotenzial von über 11 Mt CO_2-Äqu.) wird vor allem durch den Rückgang der Emissionen im aktiven Kohlenbergbau dominiert, die sich vor allem aus der zurückgehenden Stein- und Braunkohlenförderung ergeben, wobei der Rückgang der Steinkohlenförderung aus der stetigen Rückführung der Steinkohlensubventionen und der Rückgang der Braunkohlenförderung in den neuen Bundesländern in der ersten Hälfte der neunziger Jahre beruht. Für die Emissionen aus den stillgelegten Kohlenbergwerken ist dagegen ein Anstieg um ca. 65 kt CH_4 (ca. 1,4 Mt CO_2-Äqu.) zu verzeichnen.

Vor allem aus den Emissionsminderungsmaßnahmen bei der Lagerung und beim Transport von Mineralölprodukten ergeben sich die rückläufigen Emissionen im Ölsektor, in der Erdgasversorgung resultiert aus den sinkenden Verteilungsverlusten, aber auch dem steigendem Anschlussgrad von Erdgasanlagen über den betrachteten Zeitraum ein in etwa stabiles Emissionsniveau.

Für die Emissionsprojektion wurde weitgehend auf die bei der Inventarerstellung verwendeten Methoden abgestellt, so dass sich die flüchtigen CH_4-Emissionen aus dem Energiesektor vor allem in Abhängigkeit von den unterstellten energiewirtschaftlichen Entwicklungen ergeben. Auf folgende Punkte soll jedoch explizit hingewiesen werden:

1. Für den Emissionsbeitrag aus dem aktiven Steinkohlenbergbau ist die Entwicklung der Fördermenge entscheidend. Hier wurde davon ausgegangen, dass sich die Förderung in deutschen Bergwerken bis 2012 auf 16 Mt verringert und dann bis zum Jahr 2018 vollständig eingestellt wird.

2. Die CH_4-Emissionen aus den stillgelegten Steinkohlenbergwerken werden für die (Ex post-) Inventarisierung anlagenspezifisch gemessen bzw. ermittelt. Für die Vorausschätzung wurden Datenanalysen zum Verlauf der Förderung in der Vergangenheit und den inventarisierten CH_4-Emissionen für die stillgelegten Bergwerke durchgeführt. Dabei ergab sich, dass zumindest statistisch ein guter

Zusammenhang zwischen der Rücknahme der Förderung auf der einen Seite und den CH_4-Emissionen besteht, wenn eine Verschiebung von ca. 10 Jahren berücksichtigt wird. Die so ermittelte (lineare) Funktion wurde dann für die Projektion in Ansatz gebracht.

3. Für die Förderung von Erdöl und Erdgas in Deutschland wurden die bei EWI/Prognos (2006) zu Grunde gelegten Mengengerüste verwendet und damit implizit unterstellt, dass Veränderungen in den Verbrauchsniveaus ausschließlich Veränderungen bei den Erdöl- und Erdgasimporten zur Folge haben.

Tabelle 4-52 zeigt die Entwicklung der flüchtigen CH_4-Emissionen aus den Energiesektoren für das Mit-Maßnahmen-Szenario. Der gesamte Emissionsrückgang von ca. 9 Mt CO_2-Äquivalent ist dabei geprägt von der Rückführung des deutschen Steinkohlenbergbaus, für den sich als Nettoeffekt (aus rückläufigen Emissionen im aktiven Bergbau und ansteigenden Emissionen aus den stillgelegten Bergwerken) eine Minderung von ca. 7 Mt CO_2-Äquivalent ergibt. Eine nennenswerte Änderung der CH_4-Emissionen ergibt weiterhin für die Minderung der CH_4-Emissionen aus der Erdgasverteilung, in der der Rückgang des Erdgaseinsatzes in den privaten Haushalten sowie im GHD-Sektor im Zeitraum 2020 bis 2030 auch zu verminderten Emissionen von ca. 1 Mt CO_2-Äqu. führt. Unmittelbar gekoppelt an die energiewirtschaftliche Entwicklung im Ohne-Maßnahmen-Szenario ergibt sich auch die Entwicklung der flüchtigen CH_4-Emissionen aus dem Energiesektor (Tabelle 4-53).

Tabelle 4-52 Entwicklung der flüchtigen CH_4-Emissionen aus dem Energiesektor im Mit-Maßnahmen-Szenario, 2000-2030

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	kt						
Aktiver Kohlenbergbau							
Steinkohlen-Tiefbau	*439,8*	*254,5*	*183,9*	*102,2*	*0,0*	*0,0*	*0,0*
Steinkohlen-Aufbereitung	*19,3*	*14,3*	*10,4*	*5,8*	*0,0*	*0,0*	*0,0*
Braunkohlen-Tagebau	*1,8*	*2,0*	*1,8*	*1,7*	*1,7*	*1,7*	*1,6*
Umwandlung von Kohle	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Stillgelegte Zechen	107,6	150,6	169,5	182,3	198,3	198,3	198,3
Ölförderung und -bereitstellung							
Transport	*3,4*	*3,9*	*3,2*	*2,6*	*1,9*	*1,3*	*0,6*
Lagerung	*2,7*	*2,3*	*2,2*	*2,2*	*2,2*	*2,1*	*2,0*
Erdgas							
Produktion	*56,8*	*53,1*	*55,9*	*55,0*	*50,6*	*46,4*	*41,8*
Transport	*37,8*	*40,1*	*35,6*	*35,0*	*35,7*	*35,9*	*34,5*
Verteilung	*191,3*	*165,9*	*170,2*	*163,1*	*156,5*	*149,1*	*142,4*
Andere Leckagen	*58,5*	*67,0*	*68,7*	*65,9*	*63,2*	*60,2*	*57,5*
Summe	919,5	754,0	701,8	616,1	510,5	495,4	479,1
Summe (kt CO_2-Äqu.)	19.309	15.833	14.737	12.939	10.721	10.403	10.061
ggü. 2000	*-*	*-18,0%*	*-23,7%*	*-33,0%*	*-44,5%*	*-46,1%*	*-47,9%*

Quellen: UBA (ZSE, NIR), Berechnungen des Öko-Instituts.

Tabelle 4-53 Entwicklung der flüchtigen CH_4-Emissionen aus dem Energiesektor im Ohne-Maßnahmen-Szenario, 2000-2030

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	kt						
Aktiver Kohlenbergbau							
Steinkohlen-Tiefbau	*439,8*	*254,5*	*183,9*	*102,2*	*0,0*	*0,0*	*0,0*
Steinkohlen-Aufbereitung	*19,3*	*14,3*	*10,4*	*5,8*	*0,0*	*0,0*	*0,0*
Braunkohlen-Tagebau	*1,8*	*2,0*	*2,0*	*2,0*	*1,9*	*1,9*	*1,8*
Umwandlung von Kohle	0,4	0,4	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4
Stillgelegte Zechen	107,6	150,6	169,5	182,3	198,3	198,3	198,3
Ölförderung und -bereitstellung							
Transport	*3,4*	*3,9*	*3,2*	*2,6*	*1,9*	*1,3*	*0,6*
Lagerung	*2,7*	*2,3*	*2,4*	*2,4*	*2,5*	*2,4*	*2,4*
Erdgas							
Produktion	*56,8*	*53,1*	*55,9*	*55,0*	*50,6*	*46,4*	*41,8*
Transport	*37,8*	*40,1*	*36,3*	*37,6*	*38,7*	*39,9*	*39,7*
Verteilung	*191,3*	*165,9*	*171,9*	*173,1*	*174,5*	*174,8*	*175,1*
Andere Leckagen	*58,5*	*67,0*	*69,4*	*69,9*	*70,4*	*70,6*	*70,7*
Summe	919,5	754,0	705,3	633,3	539,3	535,9	530,9
Summe (kt CO_2-Äqu.)	19.309	15.833	14.811	13.300	11.326	11.254	11.148
ggü. 2000	-	*-18,0%*	*-23,3%*	*-31,1%*	*-41,3%*	*-41,7%*	*-42,3%*

Quellen: UBA (ZSE, NIR), Berechnungen des Öko-Instituts.

Danach liegen die CH_4-Emissionen im Jahr 2030 um ca. 50 kt (ca. 1 Mt CO_2-Äqu.) höher als im Mit-Maßnahmen-Szenario, was vor allem auf den deutlich ausgeweiteten Einsatz von Erdgas und die damit einhergehenden Verluste im Verteilnetz zurückzuführen ist.

4.5.3 Emissionen aus Industrieprozessen und Produktverwendung

4.5.3.1 Prozessbedingte CO_2-Emissionen

Die Entwicklung der prozessbedingten CO_2-Emissionen in Deutschland war in der Periode 1990 bis 2005 vor allem geprägt durch die Emissionen aus der Zementherstellung und die Emissionen aus der Eisen- und Stahlindustrie (Tabelle 4-54). Die CO_2-Emissionen aus beiden Quellbereichen machen durchweg einen Anteil von über 70 % der gesamten prozessbedingten CO_2-Emissionen aus.

Anders als die energiebedingten CO_2-Emissionen sind im Vergleich zu 1990 die prozessbedingten CO_2-Emissionen nur in deutlich geringerem Maße reduziert worden, was wiederum vor allem auf die Entwicklungen bei der Zement- und der Stahlproduktion zurückzuführen ist. Steigende Emissionstrends waren in der Periode 1990 bis 2005 nur im Bereich der (petro-) chemischen Industrie zu verzeichnen, wobei hier vor allem der Ammoniakproduktion sowie dem Einsatz von Zwischenprodukten in den Raffinerien (Umwandlungsverluste) eine besondere Bedeutung zukommen.

Tabelle 4-54 Entwicklung der prozessbedingten CO_2-Emissionen nach Prozessen, 1990-2005

	CRF	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005
		kt CO_2							
Zementproduktion	2 A 1	15.146	15.408	15.102	13.370	12.696	13.373	13.929	12.921
Kalksteinproduktion	2 A 2	6.135	6.314	5.819	5.556	5.504	5.539	5.412	5.415
Glasproduktion	2 A 7 a	756	722	777	716	673	644	637	635
Keramikproduktion	2 A 7 b	531	618	531	447	408	407	415	359
Ammoniakproduktion	2 B 1	4.596	4.707	4.781	4.724	4.815	5.255	5.169	5.253
Karbidproduktion	2 B 4	443	26	18	15	15	16	18	16
Katalysatorenabbrand	2 B 5 d	2.553	2.839	2.894	2.921	3.000	2.948	2.947	2.883
Umwandlungsverluste	2 B 5 h	2.700	2.930	3.760	3.500	3.730	3.680	3.776	3.776
Methanolherstellung	2 B 5 i	830	1.580	2.090	2.130	2.040	2.220	2.351	2.351
Rußproduktion	2 B 5 j	700	580	610	620	600	620	617	617
Eisen- und Stahlproduktion	2 C 1	48.326	44.124	45.552	43.635	43.737	43.168	44.296	42.621
Herstellung von Ferrolegierungen	2 C 2	429	3	2	2	2	2	2	2
(Primär-) Aluminiumproduktion	2 C 3	1.012	786	880	892	895	904	914	883
Summe		84.157	80.637	82.817	78.529	78.114	78.777	80.484	77.732
ggü. 1990		-	*-4,2%*	*-1,6%*	*-6,7%*	*-7,2%*	*-6,4%*	*-4,4%*	*-7,6%*

Quellen: UBA (ZSE, NIR), Berechnungen des Öko-Instituts.

Für die zukünftige Entwicklung der prozessbedingten CO_2-Emissionen wurde ein dreistufiger Ansatz verfolgt:

1. Für einige (sehr relevante) Quellbereiche ist die Szenarienentwicklung über Annahmen zur Entwicklung der Produktionsniveaus für eindeutig identifizierbare Produkte möglich.
2. Für einige (weniger relevante) Quellbereiche wurden die Determinanten der Emissionen nicht weiter analysiert und die Emissionen in den Szenarien auf dem Niveau von 2005 konstant gehalten.
3. Für einige (teilweise ebenfalls relevante) Quellbereiche können aus den energiewirtschaftlichen Entwicklungen (z.B. hinsichtlich des Mineralölbedarfs) die CO_2-Emissionstrends abgeleitet werden.

Mit Blick auf die besonders relevanten prozessbedingten CO_2-Emissionen, die auf der Basis von Projektion für die zukünftigen Produktionsvolumina beruhen, ist zunächst auf die *Zementproduktion* hinzuweisen. Prozessbedingtes CO_2 entsteht nicht bei der Herstellung des Endprodukts Zement, sondern beim Brennen der Zementklinker, bei dem sich das CO_2 aus den stöchiometrischen Kohlenstoff-Umsatz ergibt. In den deutschen Treibhausgas-Inventaren wird bei der Emissionsermittlung entsprechend auf die Produktion von Zementklinkern abgestellt. Allerdings zeigt sich in der historischen Perspektive, dass der Anteil von Klinker im Zement sich insgesamt leicht verändert hat, dass aber insbesondere seit 2000 ein vergleichsweite guter statistischer Zusammenhang zwischen der Zementproduktion insgesamt und den prozessbedingten CO_2-Emissionen aus der Zementherstellung besteht.

Die Ermittlung der prozessbedingten CO_2-Emissionen erfolgte damit aus einer direkten Verknüpfung der Projektion für die Zementproduktion und dem spezifischen CO_2-

Emissionsfaktor auf Basis des Endprodukts Zement.[43] Im Ergebnis schwanken die zukünftigen Emissionen an prozessbedingtem CO_2 aus der Zementherstellung bis zum Jahr 2030 angesichts im Vergleich zu 2005 nahezu unveränderter Produktionsniveaus in einem relativ engen Band und liegen in diesem Zeitraum stets bei etwas über 12 Mt CO_2 jährlich (Tabelle 4-55).

Bei den prozessbedingten CO_2-Emissionen bei der *Kalksteinproduktion* muss unterschieden werden zwischen den Emissionen aus dem Brennen von Kalkstein einerseits und von Dolomit andererseits. Die spezifischen Emissionen liegen bei der Branntkalkherstellung um etwa 16 % über dem Wert für gebrannten Dolomit. Allerdings ist das Verhältnis von Branntkalk und gebranntem Dolomit im langfristigen Trend sehr stabil und wird durch den übergroßen Anteil von Branntkalk (über 90 %) dominiert, so dass für die Projektion eine Differenzierung nicht erforderlich ist.

Auch hier ergibt sich aus der Verknüpfung der Projektion für die zukünftige Kalksteinproduktion mit nur sehr geringfügigem Produktionsrückgang und einen spezifischen Emissionswert ein nahezu unverändertes Niveau der prozessbedingten CO_2-Emissionen (Tabelle 4-55).

Eine etwas kompliziertere Situation ergibt sich zumindest im Prinzip für die prozessbedingten CO_2-Emissionen aus der *Glasherstellung*, da diese in hohem Maße von den unterschiedlichen Glasprodukten und anderen Faktoren (z.B. dem Anteil von Recycling-Glas) abhängen.[44] Gleichwohl zeigt sich im historischen Trend, und hier vor allem in den letzten Jahren ein relativ stabiles Verhältnis von Emissionen und aggregierter Produktion. Vor diesem Hintergrund wird auch für die zukünftigen prozessbedingten CO_2-Emissionen aus der Glasherstellung ein fester Faktor für die spezifischen CO_2-Emissionen je Tonne Glasproduktion in Ansatz gebracht.

Im Ergebnis entsteht für die Periode 2005 bis 2030 ein Emissionsvolumen im Band zwischen 0,6 und 0,7 Mt CO_2 (Tabelle 4-55).

Die *Produktion von Stahl* bildet die größte Einzelposition der prozessbedingten CO_2-Emissionen. Dabei sind jedoch folgende Quellgruppen zu unterscheiden:

- die als prozessbedingt definierten CO_2-Emissionen aus dem Reduktionsmitteleinsatz bei der Roheisenproduktion bzw. dem nachfolgenden Ausbrennen von Kohlenstoff bei der Oxygenstahlproduktion,
- die CO_2-Emissionen aus dem Kalksteineinsatz im Hüttenwerk,
- die CO_2-Emissionen aus der Produktion von Elektrostahl (Elektrodenabbrand, Schaumkohleneinsatz etc.).

---

43 Vor dem Hintergrund der vielfältigen Datenunsicherheiten am aktuellen Rand (d.h. vor allem für das Jahr 2005) wird bei allen produktionsabhängigen Projektionen für die prozessbedingten CO_2-Emissionen auf das Verhältnis Emission zu Produkt für das Jahr 2000 abgestellt, da hier im Regelfall eine deutlich besser belastbare Datenbasis existiert.

44 Zum Einfluss der Glaszusammensetzung sowie des Recycling-Anteils im Detail vgl. Schön et al. (1997)

Die größte Quellgruppe bildet dabei naturgemäß die Herstellung von Roheisen bzw. Oxygenstahl. Vor dem Hintergrund der Konvention für die Abgrenzung der prozessbedingten von energiebedingten CO_2-Emissionen im Hochofenprozess[45] sind die prozessbedingten CO_2-Emissionen aus dem Reduktionsmitteleinsatz starr verknüpft mit der Oxygenstahlproduktion. Die prozessbedingten CO_2-Emissionen folgen damit unmittelbar der Projektion für die Produktionsdaten. Für die prozessbedingten CO_2-Emissionen aus dem Kalksteineinsatz im Hüttenwerk kann in guter Näherung ebenfalls eine feste Kopplung an die Stahlproduktion angenommen werden. Gleiches gilt für die prozessbedingten CO_2-Emissionen aus den Elektrostahlwerken.

Nach der für die Produktion von Oxygen- und Elektrostahl zugrunde liegenden Prognose von EWI/Prognos (2006) wird zukünftig von einer sinkenden Oxygenstahl- und einer steigenden Elektrostahlproduktion ausgegangen. Dementsprechend sinken die prozessbedingten CO_2-Emissionen aus der Oxygenstahlproduktion (einschließlich Kalksteineinsatz) von 2005 bis 2030 auf ein Niveau von etwa 34 Mt CO_2 ab (Tabelle 4-55).

Für die Elektrostahlproduktion ergeben sich dagegen in etwa gleich bleibende Emissionsniveaus, die mit ca. 67.000 t CO_2 jedoch in einer ganz anderen Größenordnung liegen.

Tabelle 4-55 Entwicklung der prozessbedingten CO_2-Emissionen für ausgewählte Produktionsprozesse im Mit-Maßnahmen-Szenario, 2000-2030

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Produktionsdaten				Mio. t			
Zementproduktion (2A)	38,0	31,2	31,6	30,8	30,0	30,5	31,0
Kalkproduktion (2A)	7,3	6,8	6,6	6,6	6,5	6,5	6,4
Glasproduktion (2A)	7,7	6,6	7,2	7,0	6,8	6,7	6,6
Rohstahl-Produktion (2C)	33,1	30,9	29,1	27,9	26,6	25,6	24,9
Elektrostahlproduktion (2C)	13,3	13,7	13,4	13,6	13,4	13,4	13,1
Aluminiumproduktion (2C)	0,644	0,646	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600
CO_2-Emissionen				kt CO_2			
Zementproduktion (2A)	15.102	12.921	12.568	12.239	11.911	12.119	12.327
Kalkproduktion (2A)	5.819	5.415	5.242	5.216	5.190	5.153	5.116
Glasproduktion (2A)	777	635	727	706	685	672	659
Rohstahl-Produktion (2C)	45.486	42.555	40.064	38.379	36.607	35.208	34.253
davon aus Reduktion	*43.199*	*40.330*	*38.050*	*36.450*	*34.766*	*33.438*	*32.531*
davon aus Kalksteineinsatz	*2.287*	*2.225*	*2.014*	*1.929*	*1.840*	*1.770*	*1.722*
Elektrostahl-Produktion (2C)	67	65	67	68	67	67	66
Aluminiumproduktion (2C)	880	883	820	820	820	820	820

Quellen: UBA (ZSE, NIR), Statistisches Bundesamt, EWI/Prognos, FhG-ISI, Berechnungen des Öko-Instituts.

Die prozessbedingten CO_2-Emissionen aus der Herstellung von Hüttenaluminium (Primäraluminium) folgen technologiebedingt ebenfalls starr der Produktionsentwicklung.[46]

---

45 Vgl. dazu im Detail die Darstellungen bei DIW et al. (2006) sowie Scholz (2003).

46 Hinsichtlich der historischen Produktionsdaten für Primäraluminium muss auf erhebliche Datenunsicherheiten hingewiesen werden. So unterscheiden sich die Angaben zur Primäraluminiumproduktion des Statistischen Bundesamtes, des Gesamtverbandes der Aluminiumindustrie und die vom UBA genutzten Daten aus dem Monitoring zur Selbstverpflichtung der Aluminiumindustrie in ein-

Die hier unterstellte, leicht rückläufige Produktion von Primäraluminium in Deutschland führt entsprechend auch zu leicht rückläufigen prozessbedingten CO_2-Emissionen, die jedoch bei Werte von etwas über 0,8 Mt CO_2 verbleiben (Tabelle 4-55).

Für eine Reihe von Produktionsprozessen, für die prozessbedingte CO_2-Emissionen bilanziert werden, wurden die Emissionsniveaus von 2005 für den gesamten Projektionszeitraum konstant gehalten:

- Die prozessbedingten CO_2-Emissionen aus der Herstellung von Karbid und Ferrolegierungen sind so gering, dass eine weitere Analyse wenig sinnvoll ist.
- Die Niveaus der aus der Keramik-, Ruß- und Methanolherstellung sind zwar relevant, die Schwankungsbreite der Emissionen in den letzten Jahren jedoch gering und belastbare Projektionsdaten für die Produktion waren für dieses Projekt nicht verfügbar.
- Eine ähnliche Situation ergibt sich für die prozessbedingten CO_2-Emissionen aus der Ammoniakherstellung, für die die Emissionsniveaus bis 2002 nur in einer engen Bandbreite schwankten und der Anstieg der Emissionen im Jahr 2003 auf den Markteintritt von zwei Salpetersäure-Herstellern nach UBA (2006a) gut zu erklären ist.

Zwei erst in den letzten Jahren berücksichtigte Quellen prozessbedingter CO_2-Emissionen bilden die prozessbedingten CO_2-Emissionen aus dem Katalysatorabbrand sowie dem Einsatz von Zwischenprodukten (Umwandlungsverluste) in den Raffinerien. Obwohl hinsichtlich dieser Quellen noch erhebliche Unsicherheiten bestehen, kann davon ausgegangen werden, dass sich diese Emissionen zukünftig in Abhängigkeit vom Produktionsniveau der Raffinerien entwickeln werden. Vor diesem Hintergrund wurde für die Projektion davon ausgegangen dass sich die Emissionen aus beiden Quellbereichen in Abhängigkeit von Verbrauchsniveau der Mineralölprodukte entwickeln.

Um diesbezüglich den Einsatz von Mineralölprodukten in allen Verbrauchsbereichen zu berücksichtigen, wurden die prozessbedingten CO_2-Emisionen aus dem Katalysatorabbrand und den Umwandlungsverlusten in der Dynamik des Primärenergieverbrauchs von Mineralöl fortgeschrieben. Damit ergeben sich für das Mit-Maßnahmen-Szenario in beiden Bereichen rückläufige Emissionsniveaus, so dass im Jahr 2030 die prozessbedingten CO_2-Emissionen aus dem Katalysatorenabbrand bei etwa 2,3 und die prozessbedingten CO_2-Emissionen aus den Umwandlungsverlusten in den Raffinerien bei unter 3 Mt CO_2 liegen (Tabelle 4-56).

zelnen Jahren erheblich (StBA 2006, GDA 2007, UBA 2006a). Angesichts des geringen Beitrags dieser Quellgruppe zu den prozessbedingten CO_2-Emissionen ist dies aber zumindest hier nicht sonderlich problematisch.

Tabelle 4-56 Entwicklung der prozessbedingten CO_2-Emissionen im Mit-Maßnahmen-Szenario für ausgewählte Prozesse, 2000-2030

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Bezugsdaten	Mio. t						
Mineralöl-Einsatz	105	96	90	89	89	87	84
Kohleeinsatz in Kraftwerken	208	215	196	190	192	186	173
CO_2-Emissionen	kt CO_2						
Katalysatorenabbrand (2B)	2.894	2.883	2.469	2.448	2.434	2.392	2.315
Umwandlungsverluste (2B)	3.760	3.776	3.207	3.180	3.162	3.107	3.008
REA [a]	*1.266*	*1.394*	*1.272*	*1.230*	*1.244*	*1.207*	*1.117*

Anmerkung: [a] CO_2-Emissionen aus Rauchgasentschwefelungsanlagen werden in den deutschen Treibhausgasinventaren unter den energiebedingten CO_2-Emissionen inventarisiert.

Quellen: UBA (ZSE, NIR), Berechnungen des Öko-Instituts.

Eine Besonderheit für die deutschen Treibhausgasinventare besteht darin, dass die CO_2-Emissionen aus den Rauchgasentschwefelungsanlagen unter den energiebedingten CO_2-Emissionen inventarisiert werden. Da dieser Quellbereich in den Sektormodellen für die Stromerzeugung in der Regel nicht berücksichtigt wird, erfolgt die Erstellung der Projektion über die folgende Plausibilitätsüberlegung. Rauchgasreinigungsanlagen sind ganz überwiegend für Kohlenkraftwerke relevant und sind dort abhängig vom Schwefeleintrag über den Kohleneinsatz. In grober Näherung wird für die Projektion davon ausgegangen, dass sich die prozessbedingten CO_2-Emissionen proportional zum Einsatz von Kraftwerkskohlen (differenziert nach Braun- und Steinkohlen sowie gewichtet mit den mittleren Schwefelgehalten) entwickeln. Über diesen methodischen Ansatz ergibt sich die in Tabelle 4-56 gezeigte Entwicklung. Die Emissionen bleiben im Mit-Maßnahmen-Szenario danach im Bereich von 1,2 bis 1,4 Mt CO_2.

Eine Zusammenfassung der prozessbedingten CO_2-Emissionen für das Mit-Maßnahmen-Szenario enthält Tabelle 4-57. Danach sinken die prozessbedingten CO_2-Emissionen von 2000 bis 2030 um knapp 16 Mt CO_2 bzw. 19 %. Der ganz überwiegende Anteil dieser Emissionsminderung ist dabei auf die Entwicklung im Bereich der Stahlerzeugung zurückzuführen, die im Zeitraum 2000 bis 2030 mit gut 11 Mt CO_2 zur gesamten Minderung beiträgt. Im Vergleich zu den Emissionsniveaus des Jahres 2005 beträgt der Rückgang der gesamten prozessbedingten CO_2-Emissionen über 10 Mt CO_2, wobei der Stahlsektor hier mit etwa 8 Mt CO_2 zur Emissionsminderung beiträgt.

Tabelle 4-57 Entwicklung der gesamten prozessbedingten CO_2-Emissionen im Mit-Maßnahmen-Szenario, 2000-2030

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	kt t CO_2						
Zementproduktion (2A)	15.102	12.921	12.568	12.239	11.911	12.119	12.327
Kalksteinproduktion (2A)	5.819	5.415	5.242	5.216	5.190	5.153	5.116
Glasproduktion (2A)	777	635	727	706	685	672	659
Keramikproduktion (2A)	531	359	359	359	359	359	359
Ammoniakproduktion (2B)	4.781	5.253	5.253	5.253	5.253	5.253	5.253
Karbidproduktion (2B)	18	16	16	16	16	16	16
Katalysatorenabbrand (2B)	2.894	2.883	2.469	2.448	2.434	2.392	2.315
Umwandlungsverluste (2B)	3.760	3.776	3.207	3.180	3.162	3.107	3.008
Methanolherstellung (2B)	2.090	2.351	2.351	2.351	2.351	2.351	2.351
Rußproduktion (2B)	610	617	617	617	617	617	617
Eisen- und Stahl-Produktion (2C)	45.552	42.621	40.131	38.447	36.674	35.275	34.319
Herstellung von Ferrolegierungen (2C)	2	2	2	2	2	2	2
(Primär-) Aluminium-Produktion (2C)	880	883	820	820	820	820	820
Summe	82.817	77.732	73.763	71.656	69.476	68.137	67.163
ggü. 2000	*-*	*-6,1%*	*-10,9%*	*-13,5%*	*-16,1%*	*-17,7%*	*-18,9%*
Nachr.: REA [a]	*1.266*	*1.394*	*1.272*	*1.230*	*1.244*	*1.207*	*1.117*

Anmerkung: [a] CO_2-Emissionen aus Rauchgasentschwefelungsanlagen werden in den deutschen Treibhausgasinventaren unter den energiebedingten CO_2-Emissionen inventarisiert.

Quellen: UBA (ZSE, NIR), Berechnungen des Öko-Instituts.

Da für den Bereich der prozessbedingten CO_2-Maßnahmen keine weiteren Maßnahmen analysiert werden, ergibt sich das Ohne-Maßnahmen-Szenario allein aus den über die unterschiedlichen Brennstoffeinsätze vermittelten Emissionsdifferenzen für den Katalysatorenabbrand und den Umwandlungseinsatz in den Raffinerien (sowie die prozessbedingten CO_2-Emissionen aus den Rauchgasreinigungsanlagen (Tabelle 4-58).

Tabelle 4-58 Entwicklung der prozessbedingten CO_2-Emissionen im Ohne-Maßnahmen-Szenario für ausgewählte Prozesse, 2000-2030

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Bezugsdaten	Mio. t						
Mineralöl-Einsatz	105	96	104	107	108	107	105
Kohleeinsatz in Kraftwerken	208	215	227	225	226	222	211
CO_2-Emissionen	kt CO_2						
Katalysatorenabbrand (2B)	2.894	2.883	2.869	2.945	2.970	2.949	2.894
Umwandlungsverluste (2B)	3.760	3.776	3.728	3.825	3.858	3.831	3.759
REA [a]	*1.266*	*1.394*	*1.473*	*1.461*	*1.473*	*1.449*	*1.381*

Anmerkung: [a] CO_2-Emissionen aus Rauchgasentschwefelungsanlagen werden in den deutschen Treibhausgasinventaren unter den energiebedingten CO_2-Emissionen inventarisiert.

Quellen: UBA (ZSE, NIR), Berechnungen des Öko-Instituts.

Für das Ohne-Maßnahmen-Szenario ergeben sich damit – bezogen auf das Mit-Maßnahmen-Szenario – im Jahr 2030 um etwa 1,3 Mt CO_2 höhere Emissionen im Bereich der prozessbedingten Emissionen aus dem Katalysatorenabbrand und den Umwandlungsverlusten der Raffinerien. Die Mehremissionen aus den Rauchgasentschwefelungsanlagen belaufen sich auf ca. 0,3 Mt CO_2. Alles in allem fallen damit die Diffe-

renzen zwischen dem Mit-Maßnahmen- und dem Ohne-Maßnahmen-Szenario bei den prozessbedingten CO_2-Emissionen ausgesprochen gering aus und liegen weit unterhalb der ohnehin zu konstatierenden Unsicherheiten.

Tabelle 4-59 Entwicklung der gesamten prozessbedingten CO_2-Emissionen im Ohne-Maßnahmen-Szenario, 2000-2030

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	kt t CO_2						
Zementproduktion (2A)	15.102	12.921	12.568	12.239	11.911	12.119	12.327
Kalksteinproduktion (2A)	5.819	5.415	5.242	5.216	5.190	5.153	5.116
Glasproduktion (2A)	777	635	727	706	685	672	659
Keramikproduktion (2A)	531	359	359	359	359	359	359
Ammoniakproduktion (2B)	4.781	5.253	5.253	5.253	5.253	5.253	5.253
Karbidproduktion (2B)	18	16	16	16	16	16	16
Katalysatorenabbrand (2B)	2.894	2.883	2.869	2.945	2.970	2.949	2.894
Umwandlungsverluste (2B)	3.760	3.776	3.728	3.825	3.858	3.831	3.759
Methanolherstellung (2B)	2.090	2.351	2.351	2.351	2.351	2.351	2.351
Rußproduktion (2B)	610	617	617	617	617	617	617
Eisen- und Stahl-Produktion (2C)	45.552	42.621	40.131	38.447	36.674	35.275	34.319
Herstellung von Ferrolegierungen (2C)	2	2	2	2	2	2	2
(Primär-) Aluminium-Produktion (2C)	880	883	820	820	820	820	820
Summe	82.817	77.732	74.684	72.798	70.707	69.419	68.493
ggü. 2000	*-*	*-6,1%*	*-9,8%*	*-12,1%*	*-14,6%*	*-16,2%*	*-17,3%*
Nachr.: REA [a]	*1.266*	*1.394*	*1.473*	*1.461*	*1.473*	*1.449*	*1.381*

Anmerkung: [a] CO_2-Emissionen aus Rauchgasentschwefelungsanlagen werden in den deutschen Treibhausgasinventaren unter den energiebedingten CO_2-Emissionen inventarisiert.

Quellen: UBA (ZSE, NIR), Berechnungen des Öko-Instituts.

In Tabelle 4-59 sind für das Ohne-Maßnahmen-Szenario die prozessbedingten CO_2-Emissionen insgesamt zusammen gestellt. Definitionsgemäß entstehen zwischen den beiden Szenarien nur die o.g. Unterschiede für die Quellbereiche, deren Emissionsentwicklung abhängig vom Energieaufkommen in den Szenarien ist. Entsprechend unterscheidet sich die für das Ohne-Maßnahmen-Szenario zu bilanzierende Emissionsminderung im Zeitraum 2000 bis 2030 nur um etwa einen Prozentpunkt.

4.5.3.2 CH_4- und N_2O-Emissionen aus Industrieprozessen und Produktverwendung

Während die CH_4-Emissionen aus Industrieprozessen bzw. aus der flüchtigen Freisetzung (Quellgruppen 2 – Industrial Processes – und 3 – Solvents – des Berichtsformates) mit einem Anteil von etwa 0,004 % an den gesamten CH_4-Emissionen nur eine völlig untergeordnete Rolle spielen, ist die Bedeutung der N_2O-Emissionen aus diesen Sektoren signifikant. Im Zeitraum 1990 bis 1997 bewegte sich der Anteil dieser N_2O-Emissionen in einer Bandbreite von 31 bis 36 Prozent, ging aber danach stark zurück und betrug im Jahr 2005 nur noch 24 %.

Diese Entwicklung ergibt sich vor allem aus der Entwicklung im hier für die N_2O-Emissionen wichtigsten Quellbereich, der Adipinsäureproduktion. Ab dem Jahr 1997 wurden hier umfangreiche Maßnahmen zur Minderung der N_2O-Emissionen wirksam (VCI 2001), die dazu geführt haben, dass die Emissionen hier um etwa 80 % gemindert wurden. Die Schwankungen der Emissionsniveaus seit diesem Zeitpunkt sind vor allem auf die verschiedenen Produktionsniveaus sowie auf wartungsbedingte Effekte zurückzuführen (UBA 2006a).

Tabelle 4-60 Entwicklung der CH_4- und N_2O-Emissionen aus Industrieprozessen und Produktverwendung, 1990-2005

	CRF	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005
		kt							
CH_4-Emissionen									
Rußproduktion	2 B 5 j	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Eisen- und Stahlproduktion	2 C 1	0,19	0,10	0,11	0,10	0,10	0,10	0,09	0,09
Zwischensumme CH_4		0,20	0,11	0,12	0,11	0,11	0,11	0,10	0,10
N_2O-Emissionen									
Salpetersäureproduktion	2 B 2	15,1	12,7	13,4	11,8	12,9	21,3	24,3	35,7
Adipinsäureherstellung	2 B 3	60,7	67,9	4,5	11,9	12,4	12,2	15,4	10,6
Lachgasherstellung	2 B 5 c	1,0	0,9	1,1	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Herstellung von Caprolactam	2 B 5 f	0,7	0,7	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Herstellung von N-Dodecandisäure	2 B 5 g	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
N_2O-Einsatz als Anästhetika	3 D 1	6,2	4,9	3,5	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3
Anderer (technischer) N_2O-Einsatz	3 D 4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
N_2O aus Sprengstoffeinsatz	3 D 5	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Zwischensumme N_2O		84,4	87,9	24,2	29,8	31,5	39,6	45,8	52,4
Summe (kt CO_2-Äqu.)		26.162	27.240	7.504	9.237	9.755	12.267	14.199	16.237
ggü. 1990		-	*4,1%*	*-71,3%*	*-64,7%*	*-62,7%*	*-53,1%*	*-45,7%*	*-37,9%*

Quellen: UBA (ZSE, NIR), Berechnungen des Öko-Instituts.

Verantwortlich für den Wiederanstieg der N_2O-Emissionen seit dem Jahr 2000 sind vor allem die bei der Salpetersäureherstellung entstehenden Emissionen, die vor allem auf massive Produktionsausweitungen zurückzuführen sind.

Alle anderen Quellbereiche für die N_2O-Emissionen sind von untergeordneter Bedeutung und haben seit 1990 entweder eine rückläufige oder eine stagnierende Tendenz (Tabelle 4-60).

Insgesamt hatte die CH_4- und N_2O-Freisetzung aus flüchtigen Emissionen und Industrieprozessen ein Treibhausgaspotenzial von ca. 26 Mt CO_2-Äqu. im Jahr 1990, von ca. 7,5 Mt CO_2-Äqu. im Jahr 2000 und von ca. 16 Mt CO_2-Äqu. im Jahr 2005.[47]

[47] Die gezeigten Daten weichen leicht von den Inventardaten in der für die Analysen in diesem Projekt gestellten Fassung ab, was wahrscheinlich auf einen Fehler in den Inventartabellen zurückzuführen ist. So werden in der Tabelle 2(I)s1 des CRF zwar N_2O-Emissionen für die Herstellung von Caprolactam und N-Dodecandisäure berichtet, diese aber bei der Summenbildung unter 2B5 (Chemical Industry – Other) nicht berücksichtigt. Entsprechend fehlen diese Emissionsvolumina auch bei der weiteren Aggregation der Daten. Das betroffene Emissionsvolumen hat ein Treibhauspotenzial von knapp 0,36 Mt CO_2-Äqu.

Tabelle 4-61 Entwicklung der CH_4- und N_2O-Emissionen aus Industrieprozessen und Produktverwendung im Mit-Maßnahmen-Szenario, 2000-2030

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	kt						
CH_4-Emissionen							
Rußproduktion	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Eisen- und Stahlproduktion	0,11	0,09	0,09	0,09	0,08	0,08	0,08
Zwischensumme CH_4	0,12	0,10	0,10	0,10	0,09	0,09	0,09
N_2O-Emissionen							
Salpetersäureproduktion	13,4	35,7	35,7	35,7	35,7	35,7	35,7
Adipinsäureherstellung	4,5	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6
Lachgasherstellung	1,1	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Herstellung von Caprolactam	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Herstellung von N-Dodecandisäure	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
N_2O-Einsatz als Anästhetika	3,5	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3
Anderer (technischer) N_2O-Einsatz	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
N_2O aus Sprengstoffeinsatz	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Zwischensumme N_2O	24,2	52,4	52,4	52,4	52,4	52,4	52,4
Summe (kt CO_2-Äqu.)	7.504	16.237	16.238	16.237	16.237	16.237	16.237
ggü. 2000	-	*116,4%*	*116,4%*	*116,4%*	*116,4%*	*116,4%*	*116,4%*

Quellen: UBA (ZSE, NIR), EWI/Prognos, Berechnungen des Öko-Instituts.

Hinsichtlich der Projektion (Tabelle 4-61) für das Mit-Maßnahmen-Szenario wurden die folgenden Annahmen getroffen:

- Die meisten erfassten Quellgruppen haben einen so geringen Beitrag zu den Emissionen, so dass die Emissionsniveaus auch für den Projektionszeitraum konstant gehalten wurden.
- Angesichts der nur kurz zurückliegenden Ausrüstung der Adipinsäure produzierenden Anlagen mit Emissionsminderungstechniken wird die zukünftige Emissionsentwicklung allein von den zukünftigen Produktionsniveaus abhängen. Da Informationen über signifikante Veränderung der Adipinsäureproduktion nicht vorliegen, wurde auch die Emissionsentwicklung aus der Adipinsäureherstellung gegenüber 2005 konstant gehalten.
- Die höchsten Unsicherheiten bestehen hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung der Salpetersäureproduktion. Hier sind zwei gegenläufige Trends zu berücksichtigen. Einerseits könnte sich der Anstieg der Salpetersäureproduktion fortsetzen, andererseits ist aber nach 2012 mit der Verfügbarkeit von Emissionsminderungstechniken auch für diese Quellgruppe zu rechnen (VCI 2001). In konservativer Schätzung wurde vor diesem Hintergrund die langfristige Emissionsentwicklung auf dem Niveau von 2005 konstant gehalten.

Insgesamt werden damit – wenn auch aufgrund unterschiedlicher Überlegungen und Grundannahmen – sämtliche N_2O- und CH_4-Emissionen aus den hier behandelten Quellbereichen für den Projektionszeitraum auf dem Niveau von 2005 konstant gehalten und liegen für den gesamten Szenariozeitraum bei etwa 16,2 Mt CO_2-Äqu. Vor dem Hintergrund dieser Annahmen wurde diese Emissionsentwicklung auch für das Ohne-Maßnahmen- sowie auch das Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario unverändert übernommen.

4.5.3.3 HFKW-, FKW- und SF_6-Emissionen

Einen vergleichsweise kleinen, aber im Gegensatz zu allen anderen hier betrachteten Treibhausgasen im Zeitverlauf steigenden Emissionsbeitrag leisten die synthetischen Treibhausgase HFKW, FKW und SF_6. Im Jahr 2005 erreichte das Treibhauspotenzial der Emissionen von HFKW, FKW und SF_6 einen Wert von knapp 15 Mt CO_2-Äqu. Dies liegt um fast 50 % über dem Niveau von 1995.[48]

Dabei entwickelte sich die Dynamik in der Periode 1990 bis 2005 für die verschiedenen Gase bzw. Gruppen von Gasen durchaus unterschiedlich.

- Für die HFKW-Emissionen, vor allem bedingt durch den zunehmenden Einsatz in Kühl- und Klimaanlagen, sind in den letzten Jahren starke Zuwächse zu verzeichnen.
- Die FKW-Emissionen sind im Zeitraum 1990 bis 2005 auf einen Bruchteil des Ausgangsniveaus von 1990 zurückgeführt worden, was vor allem aus der Rückführung der FKW-Emissionen im Bereich der Aluminiumindustrie resultiert.
- Die SF_6-Emissionen verharren insgesamt auf etwa gleichem Niveau, gleichwohl haben sich erhebliche Strukturverschiebungen ergeben. Die Emissionen aus den Magnesiumgießereien haben erheblich zugenommen, während sie im Bereich der Produktverwendung (etwa in elektrischen Anlagen oder aus mit SF_6 gefüllten Autoreifen) deutlich zurückgegangen sind.

Für die HFKW-, FKW- und SF_6-Emissionen wurden in diesem Projekt keine eigenen Projektionen entwickelt, sondern Projektionen aus einem anderen Forschungsprojekt (Öko-Recherche 2005) zu Grunde gelegt. Die Emissionsniveaus und definitorischen Abgrenzungen in dieser Analyse differieren zwar leicht von den aktuellen Inventardaten bzw. den Abgrenzungen der berücksichtigten Maßnahmen, gleichwohl ist eine Übernahme der Projektionsdaten sinnvoll und belastbar. In der Studie von Öko-Recherche (2005) wurden vier Szenarien entwickelt.

1. Im Szenario I („Ohne Maßnahmen ab 1999“) wird versucht, die bisher ergriffenen Maßnahmen zur Minderung der Emissionen auszublenden.
2. Im Szenario II („Mit-Maßnahmen-Szenario bis 2003“) werden die bis 2003 ergriffenen Maßnahmen berücksichtigt.

[48] Im Gegensatz zu den Emissionen von CO_2, CH_4 und N_2O ist im Rahmen des Kyoto-Protokolls für die synthetischen Treibhausgase HFKW, FKW und SF_6 von Deutschland das Jahr 1995 als Basisjahr definiert worden. Alle Emissionsdaten vor 1995 sind nur bedingt konsistent und vergleichbar mit den Werten ab 1995.

3. Im Szenario III („EU-Gesetzgebung 2007“) werden zusätzlich diejenigen Maßnahmen berücksichtigt, die aus der inzwischen rechtskräftig geworden EU-Gesetzgebung resultieren.[49]
4. Im Szenario IV („Mit weiteren Maßnahmen“) werden darüber hinaus gehende Maßnahmen berücksichtigt.

Im Sinne eines Mit-Maßnahmen-Szenarios für dieses Projekt wurde dabei das Szenario III zugrunde gelegt, da die entsprechenden EU-Maßnahmen zu denen gehören, die im Rahmen dieses Projektes zu berücksichtigen sind. Das Szenario I entspricht ebenfalls den Abgrenzungskriterien eines Ohne-Maßnahmen-Szenarios in diesem Projekt.

Tabelle 4-62 Entwicklung der HFKW-, FKW- und SF_6- Emissionen, 1990-2005

	CRF	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005
		kt CO_2-Äqu.							
HFKW-Emissionen									
Herstellung von HCFC-22	2 E 1 a	4.329	4.219	1.207	1.091	1.212	533	511	516
Kühl- und Klimaanlagen	2 F 1	0	401	3.562	4.268	4.979	5.762	6.614	7.491
Schaumherstellung	2 F 2	0	1.534	1.206	1.935	1.697	1.423	921	716
Feuerlöscher	2 F 3	0	0	2	4	7	6	11	7
Aerosole und medizinische Dosiersprays	2 F 4	0	308	483	574	645	651	603	613
Halbleiterproduktion	2 F 6	3	1	1	1	1	1	1	1
Nicht spezifiziert/vertraulich[a]	-	36	92	19	17	14	18	19	16
Zwischensumme HFKW		4.369	6.555	6.481	7.890	8.555	8.394	8.681	9.360
FKW-Emissionen									
Aluminiumproduktion	2 C 3	2.489	1.552	356	372	431	475	446	338
Herstellung von halogenierten Kohlenwasserstoffen und SF_6	2 E	80	0	0	0	0	0	0	0
Halbleiterproduktion	2 F 6	18	25	45	34	35	36	35	33
Nicht spezifiziert/vertraulich[a]	-	120	173	384	317	329	347	350	348
Zwischensumme FKW		2.708	1.750	786	723	795	858	830	718
SF_6-Emissionen									
Aluminium- und Magnesium-Gießereien	2 C 4	189	197	650	1.178	1.219	1.532	1.682	2.023
Herstellung von halogenierten Kohlenwasserstoffen und SF_6	2 E	120	167	215	239	239	239	239	239
Halbleiterproduktion	2 F 6	143	143	143	143	143	143	143	143
Elektrische Anlagen	2 F 7	1.034	1.166	1.480	1.420	1.262	1.040	932	768
Reifenbefüllung	2 F 8 a	1.554	2.629	1.195	717	215	143	96	65
Schallschutzfenster	2 F 8 b	1.645	2.576	1.234	1.224	1.106	1.153	1.285	1.348
Nicht spezifiziert/vertraulich[a]	-	100	359	482	278	226	204	171	154
Zwischensumme SF_6		4.785	7.238	5.400	5.199	4.410	4.455	4.548	4.740
Summe		11.861	15.542	12.666	13.812	13.759	13.706	14.059	14.818
ggü. 1995[b]		*-23,7%*	-	*-18,5%*	*-11,1%*	*-11,5%*	*-11,8%*	*-9,5%*	*-4,7%*

Anmerkungen: [a] in den Inventaren als vertraulich gekennzeichnete sowie nicht weiter differenzierte Summenwerte. - [b] Basisjahr im Rahmen des Kyoto-Protokolls für HFKW, FKW und SF_6 ist das Jahr 1995, für die Vorjahre sind Zeitreihenkonsistenz und Vollständigkeit nicht notwendigerweise gegeben.

Quellen: UBA (ZSE, NIR), Berechnungen des Öko-Instituts

Die von Öko-Recherche (2005) präsentierten Daten wurden entsprechend der hier dargestellten Berichtsstruktur der deutschen Treibhausgasinventare umgruppiert. Für die Stützjahre nach 2020 (die Projektionen in der Studie von Öko-Recherche enden bei

[49] Es sind dies die EU-Richtlinie über Emissionen aus Klimaanlagen in Kraftfahrzeugen und zur Änderung der Richtlinie 70/156/EWG vom 17. Mai 2006 sowie die EU-Verordnung über bestimmte fluorierte Treibhausgase vom 17. Mai 2006.

2020) wurden die Emissionsniveaus von 2020 konstant gehalten, es wurde also keine eigene Fortschreibung vorgenommen.

Tabelle 4-63 Entwicklung der HFKW-, FKW- und SF_6- Emissionen im Mit-Maßnahmen-Szenario, 2000-2030

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	kt CO_2-Äqu.						
HFKW-Emissionen							
Herstellung von HCFC-22 (2E)	1.207	516	IE	IE	IE	IE	IE
Kühl- und Klimaanlagen (2F)	3.562	7.491	8.346	7.404	6.462	6.462	6.462
Schaumherstellung (2F)	1.206	716	1.411	1.578	1.745	1.745	1.745
Feuerlöscher (2F)	2	7	51	69	87	87	87
Aerosole und medizinische Dosiersprays (2F)	483	613	663	741	819	819	819
Halbleiterproduktion (2F)	1	1	IE	IE	IE	IE	IE
Nicht spezifiziert/vertraulich[a] (2F)	19	16	535	531	527	527	527
Zwischensumme HFKW	6.481	9.360	11.006	10.323	9.640	9.640	9.640
FKW-Emissionen							
Aluminiumproduktion (2C)	356	338	408	408	408	408	408
Herstellung von halogenierten Kohlenwasserstoffen und SF_6 (2E)	0	0	IE	IE	IE	IE	IE
Halbleiterproduktion (2F)	45	33	159	159	159	159	159
Nicht spezifiziert/vertraulich[a] (2F)	384	348	67	55	43	43	43
Zwischensumme FKW	786	718	634	622	610	610	610
SF_6-Emissionen							
Magnesium-Gießereien (2C)	650	2.023	96	132	167	167	167
Herstellung von halogenierten Kohlenwasserstoffen und SF_6 (2E)	215	239	IE	IE	IE	IE	IE
Halbleiterproduktion (2F)	143	143	IE	IE	IE	IE	IE
Elektrische Anlagen (2F)	1.480	768	853	856	858	858	858
Reifenbefüllung (2F)	1.195	65	0	0	0	0	0
Schallschutzfenster (2F)	1.234	1.348	2.015	2.790	3.564	3.564	3.564
Nicht spezifiziert/vertraulich[a] (2F)	482	154	1.455	1.455	1.455	1.455	1.455
Zwischensumme SF_6	5.400	4.740	4.419	5.232	6.044	6.044	6.044
Summe	12.666	14.818	16.059	16.177	16.294	16.294	16.294
ggü. 2000	-	*17,0%*	*26,8%*	*27,7%*	*28,6%*	*28,6%*	*28,6%*
ggü. 1995	*-18,5%*	*-4,7%*	*3,3%*	*4,1%*	*4,8%*	*4,8%*	*4,8%*

Anmerkungen: [a] in den Inventaren als vertraulich gekennzeichnete sowie nicht weiter differenzierte oder konsistent zuordenbare Werte.

Quellen: UBA (ZSE, NIR), Öko-Recherche 2005, Berechnungen des Öko-Instituts.

Tabelle 4-63 enthält eine Zusammenstellung der Projektionsergebnisse. Insgesamt gelingt es dabei, die HFKW-Emissionen auf einem Niveau von leicht über dem von 2005 zu stabilisieren. Die FKW-Emissionen werden um ca. 15 % zurückgeführt. Die SF_6-Emissionen steigen im Projektionszeitraum dagegen noch einmal deutlich an.

Das Treibhauspotenzial der HFKW-, FKW- und SF_6-Emissionen erhöht sich entsprechend von ca. 12,7 Mt CO_2-Äqu. im Jahr 2000 auf ca. 16,3 Mt CO_2-Äqu. im Jahr 2030.

Wird diese Entwicklung jedoch mit der im Ohne-Maßnahmen-Szenario zu erwartenden Entwicklung kontrastiert (Tabelle 4-64), so ergibt sich eine signifikante Emissionseinsparung. Ohne die bisher ergriffenen Maßnahmen würden die Emissionen aller drei Gase bzw. Gasgruppen in erheblichem Maße steigen und im Jahr 2030 ein CO_2-Emisisonsäquivalent von zusammen etwa 33,8 Mt erreichen.

Die größten Beiträge zum Emissionsanstieg im Ohne-Maßnahmen-Szenario (bzw. zur durch politische Maßnahmen erzielten Emissionsminderung im Mit-Maßnahmen-Szenario) ergeben sich dabei

- aus den HFKW-Emissionen aus Kühl- und Klimaanlagen,
- aus den FKW-Emissionen aus der Halbleiterproduktion,
- aus den SF_6-Emissionen bei der Entsorgung von Schallschutzfenstern.

Für das Jahr 2010 resultiert aus den ergriffenen Maßnahmen damit eine Emissionsminderung von ca. 16 Mt CO_2-Äqu., im Jahr 2020 (wie auch konventionsgemäß im Jahr 2030) eine Emissionsminderung von ca. 17,5 Mt CO_2-Äqu.

Tabelle 4-64 Entwicklung der HFKW-, FKW- und SF_6- Emissionen im Ohne-Maßnahmen-Szenario, 2000-2030

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	kt CO_2-Äqu.						
HFKW-Emissionen							
Herstellung von HCFC-22 (2E)	1.207	516	IE	IE	IE	IE	IE
Kühl- und Klimaanlagen (2F)	3.562	7.491	10.749	11.203	11.657	11.657	11.657
Schaumherstellung (2F)	1.206	716	3.788	4.136	4.484	4.484	4.484
Feuerlöscher (2F)	2	7	69	117	164	164	164
Aerosole und medizinische Dosiersprays (2F)	483	613	1.056	1.179	1.302	1.302	1.302
Halbleiterproduktion (2F)	1	1	IE	IE	IE	IE	IE
Nicht spezifiziert/vertraulich[a] (2F)	19	16	2.851	2.851	2.851	2.851	2.851
Zwischensumme HFKW	6.481	9.360	18.513	19.486	20.458	20.458	20.458
FKW-Emissionen							
Aluminiumproduktion (2C)	356	338	953	953	953	953	953
Herstellung von halogenierten Kohlenwasserstoffen und SF_6 (2E)	0	0	IE	IE	IE	IE	IE
Halbleiterproduktion (2F)	45	33	682	1.226	1.769	1.769	1.769
Nicht spezifiziert/vertraulich[a] (2F)	384	348	85	75	64	64	64
Zwischensumme FKW	786	718	1.720	2.253	2.786	2.786	2.786
SF_6-Emissionen							
Magnesium-Gießereien (2C)	650	2.023	977	1.335	1.692	1.692	1.692
Herstellung von halogenierten Kohlenwasserstoffen und SF_6 (2E)	215	239	IE	IE	IE	IE	IE
Halbleiterproduktion (2F)	143	143	IE	IE	IE	IE	IE
Elektrische Anlagen (2F)	1.480	768	1.540	1.543	1.545	1.545	1.545
Reifenbefüllung (2F)	1.195	65	717	717	717	717	717
Schallschutzfenster (2F)	1.234	1.348	3.036	3.891	4.745	4.745	4.745
Nicht spezifiziert/vertraulich[a] (2F)	482	154	1.604	1.731	1.857	1.857	1.857
Zwischensumme SF_6	5.400	4.740	7.874	9.215	10.556	10.556	10.556
Summe	12.666	14.818	28.107	30.954	33.800	33.800	33.800
ggü. 2000	-	*17,0%*	*121,9%*	*144,4%*	*166,9%*	*166,9%*	*166,9%*
ggü. 1995	*-18,5%*	*-4,7%*	*80,8%*	*99,2%*	*117,5%*	*117,5%*	*117,5%*

Anmerkungen: [a] in den Inventaren als vertraulich gekennzeichnete sowie nicht weiter differenzierte oder konsistent zuordenbare Werte.

Quellen: UBA (ZSE, NIR), Öko-Recherche 2005, Berechnungen des Öko-Instituts.

4.5.4 CH_4- und N_2O-Emissionen aus der Abfallwirtschaft

Die CH_4-Emissionen aus der Abfallwirtschaft (Quellgruppe 6 – Waste – in der Struktur der Treibhausgasinventare und des Projektionsberichts) bilden für Deutschland einen der zentralen Quellsektoren für die gesamten Emissionen von CH_4. im Jahr 1990 war

die Abfallwirtschaft mit 38 % der gesamten CH_4-Emissionen der wichtigste Quellbereich für dieses Treibhausgas. Bei stark rückläufiger Tendenz der Emissionen betrugt der Anteil im Jahr 2005 immer noch 22 %, das Emissionsniveau lag jedoch zu diesem Zeitpunkt nur bei etwa der Hälfte der CH_4-Emissionen aus der Landwirtschaft und bei etwa zwei Dritteln der energiebedingten CH_4-Emissionen.

Zurückzuführen ist dieser Trend vor allem auf die umfangreichen Maßnahmen zur Reduzierung des Abfallaufkommens, der Abfallbewertung sowie der grundsätzlichen Umstrukturierung der Abfallbeseitigung weg von der Deponierung (BMU 2006c). Dementsprechend sind in den Jahren 1990 bis 2005 vor allem die – das Emissionsniveau der Abfallwirtschaft dominierenden – CH_4-Emissionen aus den Deponien stark rückläufig. Ergebnis dieser Umstrukturierung der Abfallbeseitigung sind aber auch die zunehmenden Emissionen aus der Kompostierung und der Mechanisch-biologischen Abfallbehandlung, die jedoch nur bei Bruchteilen der Emissionen aus Deponien liegen (Tabelle 4-65).

Die N_2O-Emissionen aus der Abfallwirtschaft sind dagegen nur von untergeordneter Bedeutung (in den letzten Jahren ca. 4 % der gesamten N_2O-Emissionen). Auch ist für die Periode 1990 bis 2005 nur eine geringe Dynamik des Emissionsverlaufs zu konstatieren. Der leichte Anstieg im Bereich der Abfallbeseitigungsanlagen resultiert aus dem o.g. Strukturwandel in der Abfallbeseitigung.

Tabelle 4-65 Entwicklung der CH_4- und N_2O-Emissionen aus der Abfallwirtschaft, 1990-2005

	CRF	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005
		kt							
CH_4-Emissionen									
Deponien	6 A 1	1.710	1.461	892	794	706	619	542	496
Kommunale Abwasserbehandlung	6 B 2	106	42	8	7	6	5	4	4
Kompostierung	6 D 1	2	16	26	27	27	27	26	26
Mechanisch-biologische Abfallbehandlung	6 D 2	NE	0,0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3
Zwischensumme CH_4		1.818	1.519	927	828	740	651	573	526
Kommunale Abwasserbehandlung	6 B 2	7,2	7,1	7,2	7,4	7,4	7,3	7,3	7,3
Kompostierung	6 D 1	0,0	0,3	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Mechanisch-biologische Abfallbehandlung	6 D 2	NE	0,0	0,3	0,3	0,4	0,4	0,3	0,5
Zwischensumme N_2O		7,2	7,4	8,2	8,4	8,5	8,4	8,4	8,5
Summe (kt CO_2-Äqu.)		40.424	34.211	21.996	19.996	18.167	16.279	14.621	13.694
ggü. 1990		-	*-15,4%*	*-45,6%*	*-50,5%*	*-55,1%*	*-59,7%*	*-63,8%*	*-66,1%*

Quellen: UBA (ZSE, NIR), Berechnungen des Öko-Instituts.

Insgesamt repräsentieren die CH_4- und N_2O-Emissionen aus der Abfallwirtschaft ein Treibhauspotenzial von ca. 40 Mt CO_2-Äqu. im Jahr 1990, 22 Mt CO_2-Äqu. im Jahr 2000 und knapp 14 Mt CO_2-Äqu. in 2005. Die bis 2005 erzielte Emissionsminderung von 66 % gegenüber 1990 ist dabei sehr weitgehend auf den Rückgang der deponierten Mengen an Siedlungsabfall zurückzuführen.

Für die Projektion der CH_4- und N_2O-Emissionen aus der Abfallwirtschaft wurden zwei verschiedene Ansätze verfolgt:

- Für die Emissionen aus den kommunalen Abwasserbehandlungsanlagen wurde für den Projektionszeitraum ein konstantes Emissionsniveau unterstellt. Dies entspricht der Dynamik der letzten Jahre, andere Daten standen für die Entwicklung einer gesonderten Projektion auch nicht zur Verfügung.
- Für die Emissionen aus Deponien und Kompostierungsanlagen sowie aus der Mechanisch-biologischen Abfallbehandlung wurde auf das Modellinstrumentarium zurückgegriffen, mit dem die Emissionen für die Treibhausgasinventare ermittelt werden.[50] Hinsichtlich des Mengengerüsts für die Abfallverbringung wurde eine Studie von Öko-Institut/ifeu (2005) für das Umweltbundesamt herangezogen.

Abbildung 4-42 verdeutlicht die Zusammenhänge zwischen der Abfallverbringung nach Niveau und Struktur, dem Anfall von CH_4 und den CH_4-Emissionen aus den Deponien unter Berücksichtigung der Deponiegaserfassung und -nutzung im Zeitverlauf. Sehr deutlich wird dabei der nachlaufende Effekt der mit dem kinetischen Modell ermittelten CH_4-Emissionen. Die signifikante Reduktion des auf Deponien verbrachten organischen Materials führt erst mit einer Verzögerung von 10 bis 15 Jahren zu den entsprechenden Emissionsreduktionen.

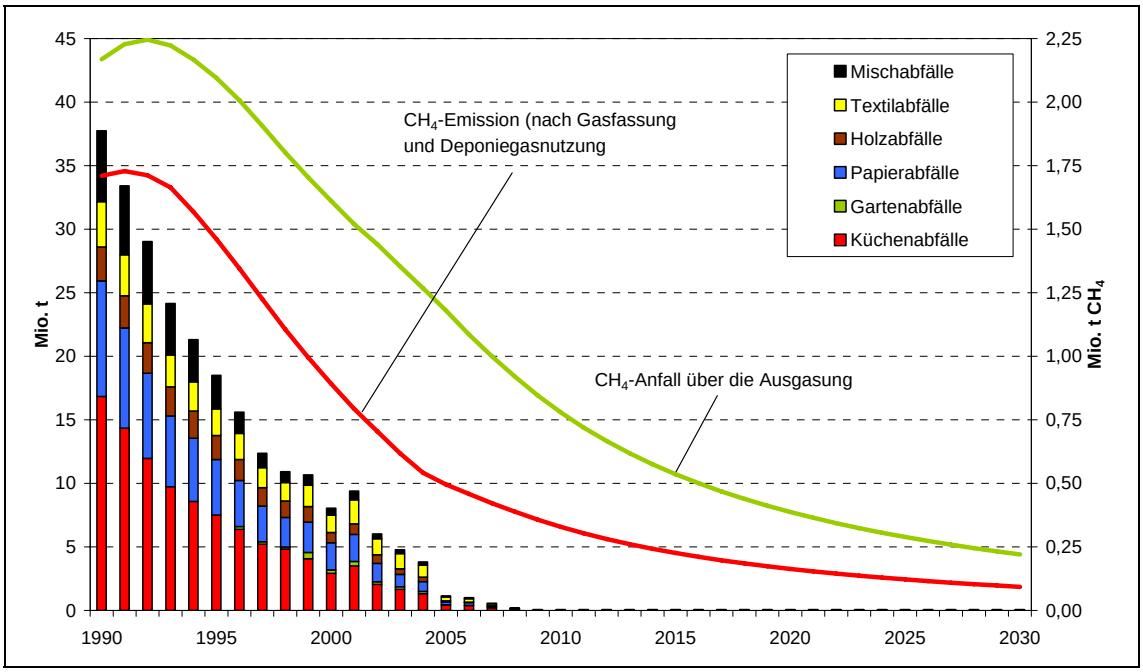
In Tabelle 4-66 sind die zentralen Annahmen und die Ergebnisse der entsprechenden Berechnungen.[51] Die entscheidende Rahmenbedingungen sind dabei das Wirken der TA Siedlungsabfall (TASi) und entsprechenden Regelungen des Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetz (KrW-/AbfG), der Abfallablagerungsverordnung (AbfAblV), der Verordnung über Anlagen zur biologischen Behandlung von Abfällen (30. BImSchV), der Novelle der Verordnung über die Verbrennung und die Mitverbrennung von Abfällen (17. BImSchV), die ab Juni 2005 die Verbringung unbehandelter Abfälle (und damit auch der für die Ausgasung verantwortlicher organischer Stoffe) weitgehend unterbinden und die anderweitige Beseitigung im Wege der Verbrennung oder biologisch-mechanischen Abfallbehandlung ermöglichen (BMU 2006c).

---

50 Für die Emissionsermittlung aus Deponien wird dabei ein kinetisches Modell genutzt, bei dem die Ausgasung der deponierten organischen Materialen über die Zeit abgebildet und auch die Erfassung und Nutzung von Deponiegas berücksichtigt wird. Für nähere Details zum Modell vgl. UBA (2006a). Für die Emissionen aus den Anlagen zur Kompostierung und biologisch-mechanischen Abfallbehandlung werden die verbrachten Mengen in einfacher Berechnung mit entsprechenden Emissionsfaktoren verknüpft.

51 Hinsichtlich der historischen Daten wird hier nur das Jahr 2004 aufgeführt, da die vom UBA genutzten historischen Aktivitätsdaten – die für das kinetische Berechnungsmodell von besonderer Bedeutung sind – aus der amtlichen Statistik bisher nur bis zum Jahr 2004 zur Verfügung stehen.

Abbildung 4-42 Abfallverbringung mit organischen Bestandteilen, CH_4-Entstehung und CH_4-Emissionen aus Abfalldeponien, 1990-2030



Quellen: UBA (ZSE, NIR), Statistisches Bundesamt (Fachserie 19 Reihe 1), Öko-Institut/ifeu (2005), Berechnungen des Öko-Instituts.

Tabelle 4-66 Basisdaten und Entwicklung der CH_4- und N_2O-Emissionen aus der Abfallwirtschaft im Mit-Maßnahmen-Szenario, 2000-2030

	2000	2004	2010	2015	2020	2025	2030
	kt						
Abfallinput							
Deponien	10.935	8.578	735	735	735	735	735
Kompostierungsanlagen	10.284	12.391	12.500	12.500	12.500	12.500	12.500
Mechanisch-biologische Abfallbehandlung	1.246	1.542	7.122	7.122	7.122	7.122	7.122
CH_4-Emissionen							
Deponien	892	542	329	226	163	122	93
Kommunale Abwasserbehandlung	8	4	4	4	4	4	4
Kompostierung	26	26	28	28	28	28	28
Mechanisch-biologische Abfallbehandlung	0,2	0,2	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Zwischensumme CH_4	926	573	362	259	196	155	126
N_2O-Emissionen							
Kommunale Abwasserbehandlung	7,25	7,34	7,34	7,34	7,34	7,34	7,34
Kompostierung	0,66	0,67	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71
Mechanisch-biologische Abfallbehandlung	0,29	0,34	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71
Zwischensumme N_2O	8,19	8,35	8,76	8,76	8,76	8,76	8,76
Summe (kt CO_2-Äqu.)	21.990	14.619	10.317	8.162	6.842	5.972	5.365
ggü. 2000	-	*-33,5%*	*-53,1%*	*-62,9%*	*-68,9%*	*-72,8%*	*-75,6%*

Quellen: UBA (ZSE, NIR), Öko-Institut/ifeu (2005), Berechnungen des Öko-Instituts.

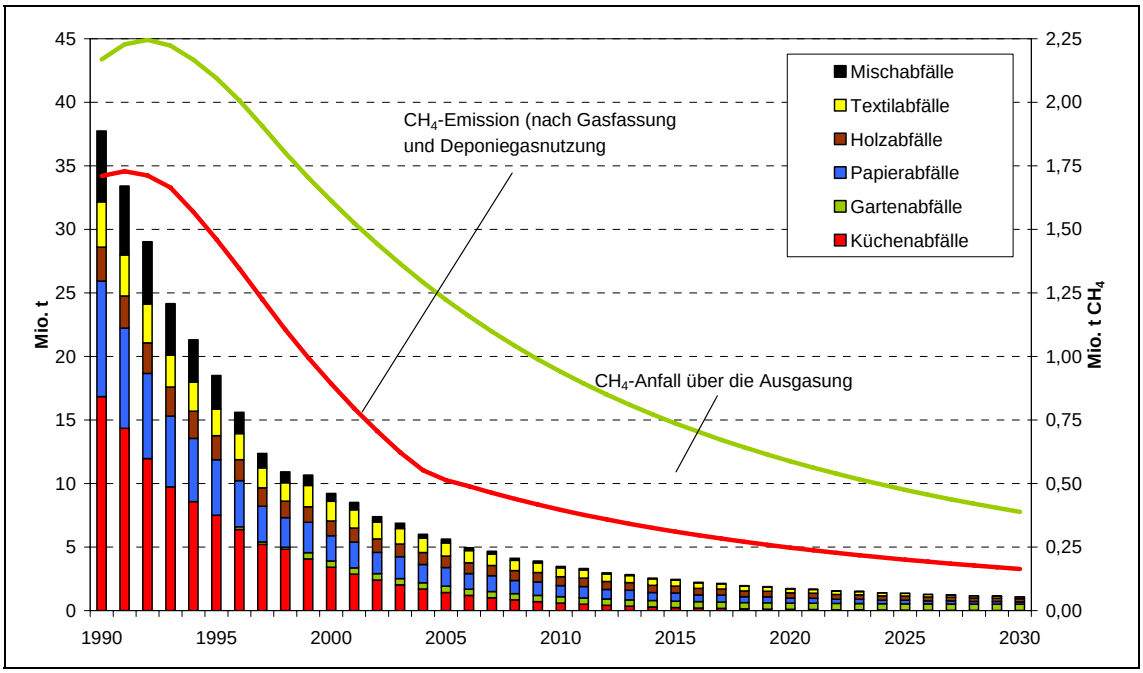
Die Ergebnisse der Modellrechnungen für das Mit-Maßnahmen-Szenario zeigen, dass die signifikante Rückführung der CH_4-Emissionen aus den Deponien die gesamte Emissionsentwicklung des Sektors dominiert. Das Treibhausgaspotenzial der CH_4- und N_2O-Emissionen aus der Abfallwirtschaft geht im Zeitraum 2000 bis 2030 um ca. 16 Mt

CO_2-Äqu. zurück. Die Emissionen aus den deutlich ausgebauten bzw. ausgelasteten Anlagen zur Kompostierung und biologisch-mechanischen Abfallbehandlung steigen gleichzeitig nur minimal an.

Vor dem Hintergrund des lange zurück liegenden Inkrafttretens der TASi (1993) und der entsprechenden langfristigen Anpassungen wurde ein – andernfalls in unangemessenem Umfang auf sehr spekulativen Annahmen beruhendes – Ohne-Maßnahmen-Szenario *nicht* entwickelt.

Mit einer Sensitivitätsrechnung kann jedoch der Wirkungsbeitrag der um die TASi und der flankierenden Instrumente verdeutlicht werden. Wenn sich die Ende der neunziger Jahre beobachteten Trends zur Verbringung organischem Material auf Deponien fortgesetzt hätten, wären die CH_4-Emissionen aus den Deponien deutlich weniger stark gesunken als im Mit-Maßnahmen-Szenario errechnet (Abbildung 4-43).

Abbildung 4-43 Sensitivitätsanalyse für Abfallverbringung mit organischen Bestandteilen, CH_4-Entstehung und CH_4-Emissionen aus Abfalldeponien, 1990-2030



Quellen: UBA (ZSE, NIR), Statistisches Bundesamt (Fachserie 19 Reihe 1), Öko-Institut/ifeu (2005), Berechnungen des Öko-Instituts.

Im Vergleich zum Mit-Maßnahmen-Szenario übersteigen die CH_4-Emissionen für diese Sensitivitätsrechnung die Werte für 2010 um 68 kt CH_4, für 2020 um 85 kt CH_4 und im Jahr 2030 noch um ca. 71 kt CH_4. Dies entspricht einem Treibhauspotenzial von 1,4 und 1,8 bzw. 1,5 Mt CO_2-Äqu.

4.5.5 Zusammenfassung der Nicht-CO_2-Emissionen (ohne verbrennungsbedingte Emissionen) für das Mit-Maßnahmen-Szenario und das Ohne-Maßnahmen-Szenario

Die hier betrachteten Quellsektoren 1B, 2, 3 und 6 (d.h. alle außer Landwirtschaft und Verbrennung) freigesetzten Nicht-CO_2-Treibhausgasemissionen betrugen im Jahr 2000 ca. 61,5 Mt CO_2-Äquivalent und gehen im Mit-Maßnahmen-Szenario bis zum Jahr 2030 auf etwa 48 Mt CO_2-Äqu. zurück, dies entspricht einer Reduktion der hier betrachteten Treibhausgasemissionen von knapp 22 % bzw. 13,5 Mt CO_2-Äqu. im Zeitraum 2000 bis 2030. (Tabelle 4-67).

Tabelle 4-67 Entwicklung der Nicht-CO_2-Treibhausemissionen (ohne verbrennungsbedingte Emissionen) im Mit-Maßnahmen-Szenario, 2000-2030

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	kt CO_2-Äqu.						
CH_4-Emissionen							
Flüchtige Emissionen aus den Energiesektoren (1B)	19.309	15.833	14.737	12.939	10.721	10.403	10.061
Kohlenbergbau	*11.949*	*8.857*	*7.685*	*6.140*	*4.209*	*4.208*	*4.206*
Öl und Gas	*7.360*	*6.977*	*7.052*	*6.799*	*6.511*	*6.195*	*5.856*
Industrieprozesse (2)	2,4	2,1	2,2	2,1	2,0	1,9	1,9
Chemische Industrie (2B)	*0,2*	*0,2*	*0,2*	*0,2*	*0,2*	*0,2*	*0,2*
Metallherstellung (2C)	*2,2*	*1,8*	*1,9*	*1,9*	*1,8*	*1,7*	*1,7*
Abfallwirtschaft (6)	19.451	11.054	7.601	5.446	4.126	3.256	2.650
Deponien (6A)	18.725	10.416	6.907	4.752	3.432	2.562	1.956
Abwasserbehandlung (6B)	175	91	91	91	91	91	91
Abfallbehandlung (6D)	551	546	603	603	603	603	603
Gesamt (1B, 2B, 2C, 6)	38.762	26.889	22.341	18.387	14.849	13.661	12.713
N_2O-Emissionen							
Industrieprozesse (2)	6.245	15.061	15.061	15.061	15.061	15.061	15.061
Chemische Industrie (2B)	6.245	15.061	15.061	15.061	15.061	15.061	15.061
Produktverwendung (3D)	1.257	1.174	1.174	1.174	1.174	1.174	1.174
Abfallwirtschaft (6)	2.539	2.640	2.716	2.716	2.716	2.716	2.716
Abwasserbehandlung (6B)	2.247	2.275	2.275	2.275	2.275	2.275	2.275
Abfallbehandlung (6D)	292	365	441	441	441	441	441
Gesamt (2B, 3D, 6)	10.041	18.876	18.951	18.951	18.951	18.951	18.951
HFKW							
Industrieprozesse (2)	*6.481*	*9.360*	*11.006*	*10.323*	*9.640*	*9.640*	*9.640*
FKW							
Industrieprozesse (2)	*786*	*718*	*634*	*622*	*610*	*610*	*610*
SF_6							
Industrieprozesse (2)	*5.400*	*4.740*	*4.419*	*5.232*	*6.044*	*6.044*	*6.044*
Gesamt	61.469	60.583	57.351	53.515	50.094	48.906	47.958
ggü. 2000	*-*	*-1,4%*	*-6,7%*	*-12,9%*	*-18,5%*	*-20,4%*	*-22,0%*

Quellen: UBA (ZSE, NIR), Öko-Recherche (2005), Berechnungen des Öko-Instituts.

Die mengenmäßig wichtigsten Quellbereiche sind dabei für das Basisjahr der Szenarien:

- die flüchtigen CH_4-Emissionen aus den Energiesektoren
- die CH_4-Emissionen aus der Abfallwirtschaft
- die N_2O- sowie die HFKW-Emissionen aus Industrieprozessen.

Wie die Übersicht jedoch auch zeigt, sind bis zum Jahr 2030 wesentliche Veränderungen der Emittentenstrukturen zu erwarten:

- deutlich zurückgehen werden die CH_4-Emissionen aus dem Kohlenbergbau und der Abfallwirtschaft, als Effekte der (unterstellten) signifikanten Veränderung energiepolitischer Rahmenbedingungen für die deutsche Steinkohlenförderung bzw. als Wirkung eines abfallpolitischen Instruments mit großer Eingriffstiefe;
- eine deutliche Zunahme von Emissionen ergibt sich bei den N_2O-Emissionen aus Industrieprozessen, wobei der massive Anstieg sich hier im Zeitraum 2000 bis 2005 vollzogen hat sowie bei den HFKW-Emissionen aus der zunehmenden Verwendung von HFKW in verschiedenen Prozessen und Anlagen.

Tabelle 4-68 Entwicklung der Nicht-CO_2-Treibhausemissionen (ohne verbrennungsbedingte Emissionen) im Ohne-Maßnahmen-Szenario, 2000-2030

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	kt CO_2-Äqu.						
CH_4-Emissionen							
Flüchtige Emissionen aus den Energiesektoren (1B)	19.309	15.833	14.811	13.300	11.326	11.254	11.148
Kohlenbergbau	*11.949*	*8.857*	*7.691*	*6.146*	*4.214*	*4.212*	*4.210*
Öl und Gas	*7.360*	*6.977*	*7.120*	*7.154*	*7.112*	*7.042*	*6.938*
Industrieprozesse (2)	2,4	2,1	2,2	2,1	2,0	1,9	1,9
Chemische Industrie (2B)	*0,2*	*0,2*	*0,2*	*0,2*	*0,2*	*0,2*	*0,2*
Metallherstellung (2C)	*2,2*	*1,8*	*1,9*	*1,9*	*1,8*	*1,7*	*1,7*
Abfallwirtschaft (6)	19.451	11.054	7.601	5.446	4.126	3.256	2.650
Deponien (6A)	18.725	10.416	6.907	4.752	3.432	2.562	1.956
Abwasserbehandlung (6B)	175	91	91	91	91	91	91
Abfallbehandlung (6D)	551	546	603	603	603	603	603
Gesamt (1B, 2B, 2C, 6)	38.762	26.889	22.414	18.748	15.455	14.512	13.800
N_2O-Emissionen							
Industrieprozesse (2)	6.245	15.061	15.061	15.061	15.061	15.061	15.061
Chemische Industrie (2B)	6.245	15.061	15.061	15.061	15.061	15.061	15.061
Produktverwendung (3D)	1.257	1.174	1.174	1.174	1.174	1.174	1.174
Abfallwirtschaft (6)	2.539	2.640	2.716	2.716	2.716	2.716	2.716
Abwasserbehandlung (6B)	2.247	2.275	2.275	2.275	2.275	2.275	2.275
Abfallbehandlung (6D)	292	365	441	441	441	441	441
Gesamt (2B, 3D, 6)	10.041	18.876	18.951	18.951	18.951	18.951	18.951
HFKW							
Industrieprozesse (2)	*6.481*	*9.360*	*18.513*	*19.486*	*20.458*	*20.458*	*20.458*
FKW							
Industrieprozesse (2)	*786*	*718*	*1.720*	*2.253*	*2.786*	*2.786*	*2.786*
SF_6							
Industrieprozesse (2)	*5.400*	*4.740*	*7.874*	*9.215*	*10.556*	*10.556*	*10.556*
Gesamt	61.469	60.583	69.472	68.653	68.206	67.263	66.551
ggü. 2000	-	*-1,4%*	*13,0%*	*11,7%*	*11,0%*	*9,4%*	*8,3%*

Quellen: UBA (ZSE, NIR), Öko-Recherche (2005), Berechnungen des Öko-Instituts.

Die Tabelle 4-68 zeigt die Ergebnisse für das Ohne-Maßnahmen-Szenario im Überblick. Hier liegen die Emissionen um ca. 5 Mt CO_2-Äqu. über dem Ausgangswert von 2000. Dies ist vor allem ein Ergebnis der veränderten Annahmen im Bereich der HFKW-, FKW- und SF_6-Emissionen.

4.5.6 Gesamte Treibhausgasemissionen im Mit-Maßnahmen- und im Ohne-Maßnahmen-Szenario

Aus den in den vorhergehenden Kapiteln beschriebenen Entwicklung für das Mit-Maßnahmen-Szenario ergibt sich das in Tabelle 4-69 gezeigte Gesamtbild. Die Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland wird auch weiterhin vor allem von den Veränderungen beim Ausstoß von CO_2 geprägt.

Tabelle 4-69 Entwicklung der analysierten Treibhausemissionen im Mit-Maßnahmen-Szenario, 2000-2030

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	Mio. CO_2-Äqu.						
Kohlendioxid	883,2	873,1	830,7	772,1	767,1	749,3	709,1
Methan	40,1	28,1	23,5	19,5	16,0	14,8	13,9
Lachgas	16,8	25,6	25,4	25,1	25,1	25,0	24,6
HFKW	6,5	9,4	11,0	10,3	9,6	9,6	9,6
FKW	0,8	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
SF_6	5,4	4,7	4,4	5,2	6,0	6,0	6,0
Gesamt	952,6	941,6	895,6	832,9	824,4	805,3	763,9
ggü. 2000	-	*-1,2%*	*-6,0%*	*-12,6%*	*-13,5%*	*-15,5%*	*-19,8%*
ggü. Basisjahr [a]	*-17,4%*	*-18,4%*	*-22,4%*	*-27,8%*	*-28,6%*	*-30,2%*	*-33,8%*
Nachr.:							
Internationaler Luftverkehr und Hochseebunkerungen	*24,8*	*29,3*	*33,2*	*37,7*	*42,7*	*48,3*	*51,6*

Anmerkung: [a] das Basisjahr ist 1990 für Kohlendioxid, Methan und Lachgas sowie 1995 für HFKW, FKW und Schefelhexafluorid

Quellen: UBA (ZSE, NIR), Berechnungen von Fraunhofer ISI, DIW Berlin, Forschungszentrum Jülich und Öko-Institut.

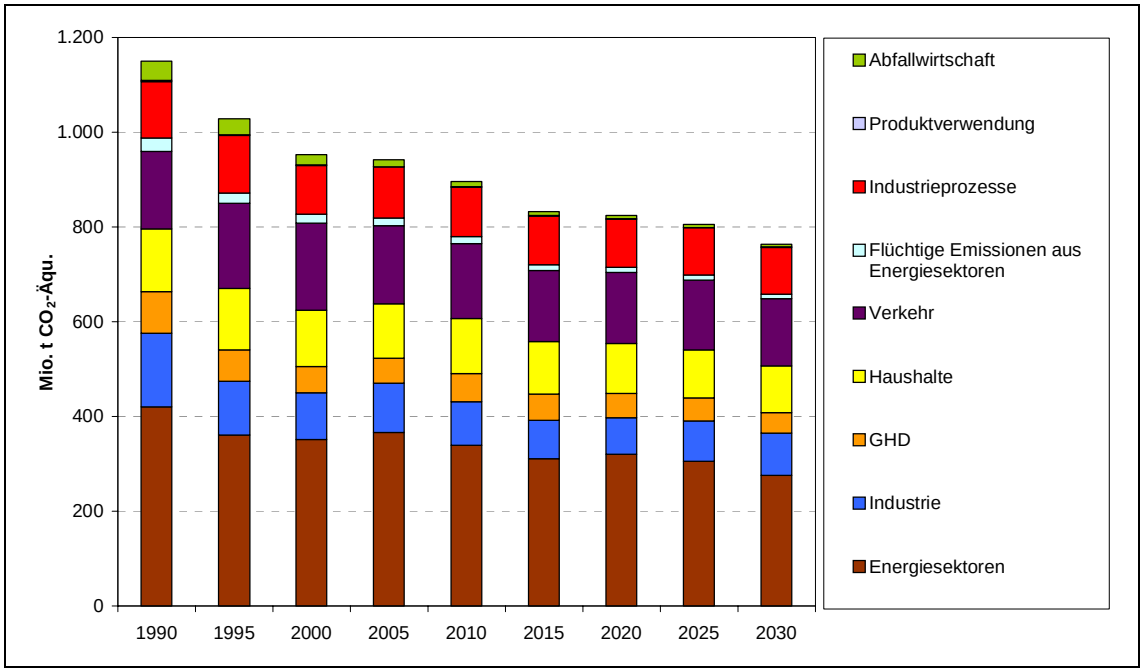
Für das Mit-Maßnahmen-Szenario kann bis zum Jahr 2030 mit einer Abnahme der CO_2-Emissionen um fast 190 Mt CO_2 gerechnet werden, die Beiträge der anderen Treibhausgase zur Emissionsminderung betragen insgesamt 15 Mt CO_2, wobei vor allem für N_2O und für HFKW eher Emissionserhöhungen abgeschätzt wurden. Hervorzuheben ist auch die Entwicklung bei den (bisher) nicht vom Kyoto-Protokoll erfassten Emissionen aus den Hochseebunkerungen und dem internationalen Flugverkehr. Die unter den Rahmenbedingungen des Mit-Maßnahmen-Szenario erwartete Ausweitung des Flugverkehrs resultiert hier in einer Emissionsausweitung um ca. 27 Mio. CO_2-Äqu. im Zeitraum 2000 bis 2030.

Insgesamt sinken die hier analysierten Treibhausgasemissionen (ausgeklammert bleibt dabei der Bereich der Landwirtschaft) von 2000 bis 2030 um insgesamt fast 20 %, im Vergleich zu den Basisjahren des Kyoto-Protokolls ergibt sich eine gesamte Emissionsminderung von 34 %. Für die Szenariostützpunkte 2010 und 2030 ergibt sich eine Emissionsminderung von 10 bzw. 14 % (im Vergleich zum Niveau von 2000) sowie von 26 bzw. 29 % (im Vergleich zu den Kyoto-Basisjahren).[52]

[52] Das Basisjahr für die CO_2-, CH_4- und N_2O-Emissionen ist hier 1990, für die synthetischen Gase HFKW, FKW und SF_6 das Jahr 1995.

Abbildung 4-44 verdeutlicht noch einmal die Beiträge der verschiedenen Quellsektoren für die Entwicklung der Emissionen seit 1990 und die Stützpunkte des Mit-Maßnahmen-Szenarios. Die Übersicht zeigt noch einmal die herausragende Stellung der Energiesektoren, aber auch die zentrale Bedeutung des Gebäude- und Verkehrssektors.

Abbildung 4-44 Entwicklung der gesamten Treibhausgasemissionen (ohne Landwirtschaft) im Mit-Maßnahmen-Szenario nach Sektoren, 1990-2030



Quellen: UBA (ZSE, NIR), Berechnungen von Fraunhofer ISI, DIW Berlin, Forschungszentrum Jülich und Öko-Institut.

Die Tabelle 4-70 zeigt die Emissionsentwicklung, die sich ohne die im Mit-Maßnahmen-Szenario berücksichtigten energie- und klimapolitischen Maßnahmen eingestellt hätte.

Letztlich kommt es im Ohne-Maßnahmen-Szenario nur zu einer Stabilisierung der Treibhausgasemissionen auf etwa dem Niveau des Jahres 2000. Die erzielte Minderung im Vergleich zu den Basisjahren des Kyoto-Protokolls würde für die nächsten Dekaden im Bereich von 16 bis 17 Prozent verbleiben.

Während die Methan-Emissionen auch im Ohne-Maßnahmen-Szenario deutlich zurückgehen und die Freisetzung von Lachgas in die Atmosphäre einen im Vergleich zum Mit-Maßnahmen-Szenario weitgehend unveränderten Anstieg verzeichnen, sind die Entwicklungen bei den CO_2-Emissionen durch Stagnation (auf hohem Niveau) und die bei den HFKW-, FKW- und SF_6-Emissionen durch eine massive Ausweitung charakterisiert.

Tabelle 4-70 Entwicklung der analysierten Treibhausemissionen im Ohne-Maßnahmen-Szenario, 2000-2030

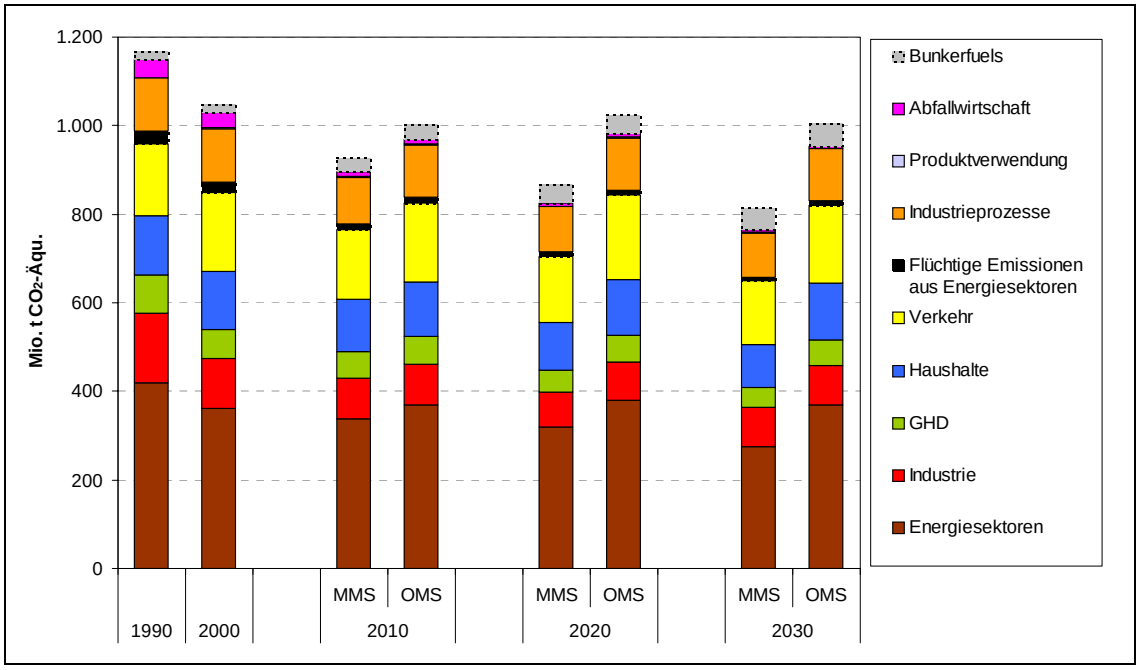
	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	Mio. CO_2-Äqu.						
Kohlendioxid	883,2	873,1	891,6	893,1	904,9	903,1	880,0
Methan	40,1	28,1	23,6	19,9	16,6	15,7	15,0
Lachgas	16,8	25,6	25,8	25,8	26,0	26,1	25,8
HFKW	6,5	9,4	18,5	19,5	20,5	20,5	20,5
FKW	0,8	0,7	1,7	2,3	2,8	2,8	2,8
SF_6	5,4	4,7	7,9	9,2	10,6	10,6	10,6
Gesamt	952,6	941,6	969,1	969,8	981,3	978,7	954,7
ggü. 2000	-	*-1,2%*	*1,7%*	*1,8%*	*3,0%*	*2,7%*	*0,2%*
ggü. Basisjahr [a]	*-17,4%*	*-18,4%*	*-16,0%*	*-16,0%*	*-15,0%*	*-15,2%*	*-17,3%*
Nachr.:							
Internationaler Luftverkehr und Hochseebunkerungen	*24,8*	*29,3*	*33,2*	*37,6*	*42,7*	*48,3*	*51,6*

Anmerkung: [a] das Basisjahr ist 1990 für Kohlendioxid, Methan und Lachgas sowie 1995 für HFKW, FKW und Schefelhexafluorid

Quellen: UBA (ZSE, NIR), Berechnungen von Fraunhofer ISI, DIW Berlin, Forschungszentrum Jülich und Öko-Institut.

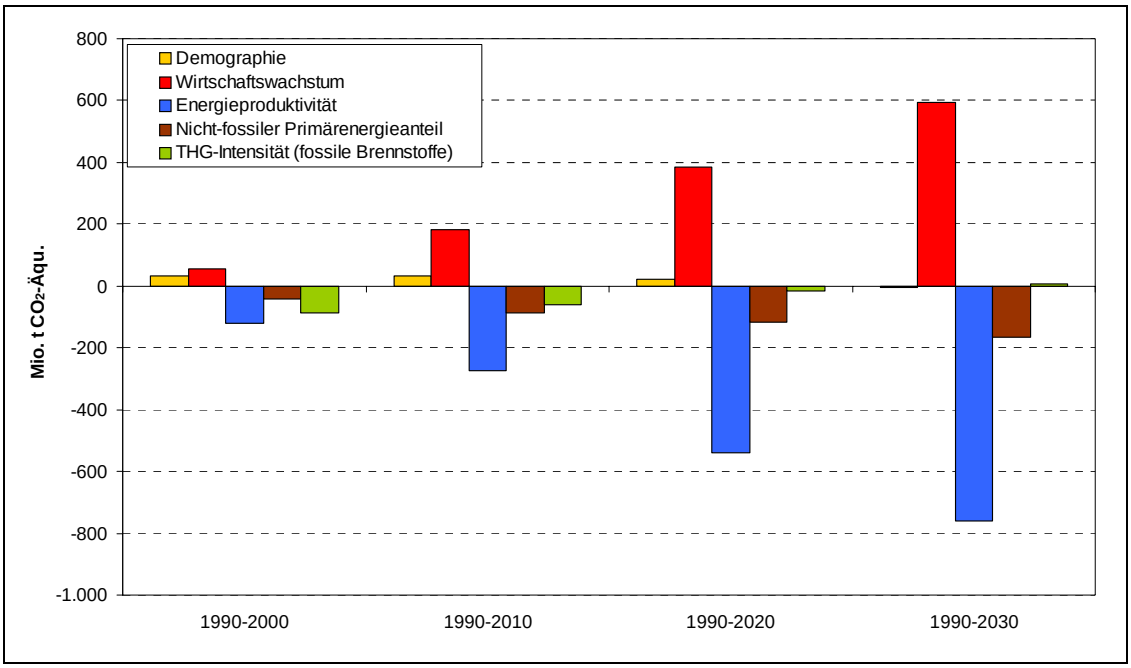
Die Abbildung 4-45 verdeutlicht die Unterschiede der beiden Szenario noch einmal und unterstreicht die herausragende Bedeutung der bisher ergriffenen Maßnahmen in den Bereichen Energiewirtschaft, Gebäude und Verkehr.

Abbildung 4-45 Entwicklung der gesamten Treibhausgasemissionen (ohne Landwirtschaft) im Mit-Maßnahmen- und im Ohne-Maßnahmen-Szenario nach Sektoren, 1990-2030



Quellen: UBA (ZSE, NIR), Berechnungen von Fraunhofer ISI, DIW Berlin, Forschungszentrum Jülich und Öko-Institut.

Abbildung 4-46 Komponentenanalyse für die energiebedingten Treibhausgasemissionen im Mit-Maßnahmen-Szenario, 1990-2030



Quellen: Berechnungen des Öko-Instituts.

Die Abbildung 4-46 zeigt das Ergebnis der Komponentenanalyse für die Entwicklung der energiebedingten Treibhausgasemissionen. Für die verschiedenen Komponenten sind unterschiedliche Entwicklungsmuster festzustellen.

- Relativ eindeutige Entwicklungstrends sind für die Beiträge des Wirtschaftswachstums (emissionserhöhend) sowie die Energieproduktivität und den Beitrag der nicht-fossilen Energieträger zum Primärenergieaufkommen (Beide emissionsmindernd) festzustellen.
- Deutliche Änderungen im Zeitverlauf ergeben sich für die demographische Entwicklung (zum Ende des Szenariozeitraums ein leicht emissionsmindernder Beitrag) sowie die Emissionsintensität der fossilen Energieträger (emissionserhöhender Beitrag zum Ende des Szenariozeitraums).

Bedingt vor allem durch die Tatsache, dass in den Endverbrauchssektoren in erheblichem Maße Mineralöl und Erdgas eingespart werden und die Stromerzeugung aus Kohle in der Tendenz zunimmt, entstehen die emissionsmindernden Effekte im Zeitraum bis 2030 nahezu ausschließlich durch die Erhöhung der gesamtwirtschaftlichen Energieproduktivität (diese erhöht sich von 2000 bis 2020 um etwa 45 % und bis 2030 um etwa 71 %) sowie des Anteils erneuerbarer Energien am Primärenergieaufkommen.[53]

[53] Auf die durch die energiestatistischen Konventionen für die primärenergieseitige Bewertung von erneuerbaren Energien und Kernenergie ist an anderer Stelle bereits hingewiesen worden. Eine Bereinigung der Komponentenanalyse um diese statistischen Artefakte wurde nicht vorgenommen.

5 Das Mit-weiteren-Maßnahmen-Szenario

5.1 Sektoranalysen zur Entwicklung des Endenergiebedarfs

5.1.1 Haushalte – Raumwärme und Warmwasser

5.1.1.1 Vorbemerkungen

Für das Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario wird gefordert, dass die CO_2-Emissionen bis 2030 auf ein deutlich niedrigeres Niveau als im Mit-Maßnahmen-Szenario reduziert werden. Die Umsetzung eines solchen Szenarios erfordert zusätzliche Maßnahmen, die in der Tabelle 6-1 aufgelistet sind. Sie zielen auf eine starke Verbesserung der Effizienz, eine Forcierung des Einsatzes erneuerbarer Energien sowie auf eine Verstärkung von Öffentlichkeitsarbeit, Beratung, Ausbildung und Qualitätsoffensiven.

Tabelle 5-1 Gebäudebezogene Maßnahmen im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario

Ordnungsrechtliche Maßnahmen
Verschärfung der EnEV um 25 % ab 2012
Technische Maßnahmen
Hocheff. Heizkessel und Systemtechniken (Brennwertkessel) Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien Verdopplung Potenzialausnutzung von bisher 32 % auf 65 %
Öffentlichkeitsarbeit, Beratung, Ausbildung, Innovation
Verstärkung der Maßnahmen gegenüber dem Mit-Maßnahmen-Szenario

Quelle: Darstellung des Forschungszentrums Jülich, IEF-STE.

Im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario wird mit einer mittleren Ausnutzung des Sanierungspotenzials von 65 % von 2006 bis 2030 gerechnet. Damit wird in 2030 ein Emissionsniveau von 69 Mt erreicht. Bezogen auf 1990 entspricht das einer Minderung von 46 %. Die Mehreinsparung gegenüber dem Mit-Maßnahmen-Szenario beläuft sich damit bis 2030 auf etwa 31 Mt.

Die Einsparungen sollen erreicht werden

- durch eine breitere und schnellere Einführung modernster und effizientester Heizungstechnologien,
- durch eine verstärkte Nutzung regenerativer Energien,
- durch eine Forcierung der Wärmedämmung im Altbau und
- durch eine Verschärfung der EnEV um 25 % im Alt- und Neubau.

In den folgenden Abschnitten werden die vier Maßnahmen beschrieben sowie die damit erzielbaren Effekte analysiert. Der methodische Ansatz und das verwendete Instrumentarium sind mit dem für die Analysen im Kapitel 4.2.1.1 beschriebenen identisch.

5.1.1.2 Zusätzliche Maßnahmen

5.1.1.2.1 Verstärkter Einsatz hocheffizienter Brennwertkessel

Brennwertkessel haben deutlich bessere Wirkungs- und Nutzungsgrade als die heute noch verbreiteten Niedertemperaturkessel. Es handelt sich hier um eine weit entwickelte Technologie, die bis an die Grenze des physikalisch Machbaren heranreicht. Die Brennwerttechnologie ist die bei weitem effizienteste marktfähige Technologie im Bereich der Gebäudeenergieversorgung. Der Anteil der Brennwertkessel bei den jährlich neu installierten Öl- und Gaskesseln liegt derzeit bei rund 45 %. Durch eine forcierte Einführung soll dieser Anteil so vergrößert werden, dass bis zum Ende des Zeithorizonts nur noch Brennwertkessel im Einsatz sind.

Meist werden alte, ineffiziente Kesselanlagen aus Unwissenheit oder Kapitalmangel so lange weiter betrieben, wie sie technisch gerade noch funktionieren. Entsprechend der Auswertung von Schornsteinfegerdaten (Kleemann et al. 2003a) werden Ölkessel derzeit in einem Alter von 15 bis 38 Jahren (Durchschnitt 26 Jahre) erneuert und Gaskessel im Alter von 13 bis 32 Jahren (Durchschnitt 22 Jahre). Dies entspricht einem mittleren Erneuerungszyklus für Öl- und Gaskessel zusammen von rund 24 Jahren. Da immer weniger Anlagen erneuert werden, nimmt das Durchschnittsalter des Bestands weiter zu, wenn es nicht gelingt, den Modernisierungsstau aufzulösen.

Man kann unterstellen, dass Kesselanlagen, die älter als 18 Jahre sind, bei weitem nicht mehr dem Stand der Technik entsprechen und sehr ineffizient arbeiten. Für die Einsparrechnungen im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario wurde deshalb mit einem Erneuerungszyklus von 18 Jahren gerechnet.

Derzeit werden bei rund 8 % der Neuinstallationen von Brennwertkesseln gleichzeitig Solaranlagen mit eingebaut. Die Kombination der hocheffizienten und wirtschaftlichen Brennwerttechnik mit der Solarthermie stellt einen geeigneten Anlagen-Mix dar. Im Rahmen des Mit-Maßnahmen-Szenarios wird deshalb angestrebt, den Anteil dieser Kombiinstallationen von heute 8 % bis 2020 auf 80 % anzuheben (Kleemann 2007).

5.1.1.2.2 Verstärkung des Einsatzes der erneuerbaren Energien Biomasse, Solarenergie und Umweltwärme

Die Verbrennung fester Biobrennstoffe, die Nutzung der Solarthermie und die Nutzung der Umgebungswärme durch Wärmepumpen sind besonders geeignet, im Gebäudebereich einen nachhaltigen Beitrag zur Wärmeversorgung zu liefern. Diese Technologien werden heute in zunehmenden Umfang genutzt und sind schon relativ weit in ihrer

technischen Entwicklung fortgeschritten. Zur festen Biomasse gehören Holz und Holzprodukte aus Walddurchforstungen, Restholz aus Sägereien, Altholz und Holz aus "Energieplantagen" und in gewissem Umfang auch Stroh. Die Verbrennung erfolgt in Heizwerken mit Nahwärmenetzen, aber vor allem in dezentralen Kleinanlagen in privaten Gebäuden, wobei zunehmend (aber noch mit geringem Anteil) Pellet-Heizungen eingesetzt werden.

Die Technologie der solarthermischen Nutzung eignet sich sehr gut zur Warmwassererwärmung und zur Heizungsunterstützung. Neben dezentralem Einsatz ist auch eine Einspeisung in Nahwärmenetzen möglich. Neben der festen Biomasse ist die Solarthermie die zweite Säule für die Erhöhung des Einsatzes erneuerbarer Energien.

Als dritte Säule wird die Nutzung der regenerativen Umweltwärme mit Hilfe von Wärmepumpen mit einbezogen. Wärmepumpen sind besonders geeignet, im Gebäudebereich einen nachhaltigen Beitrag zur Wärmeversorgung zu liefern. Diese Technologien werden heute in zunehmenden Umfang genutzt und sind schon relativ weit in ihrer technischen Entwicklung fortgeschritten. Wärmepumpen nutzen regenerative Umweltwärme, die im Erdreich, dem Grundwasser und der Außenluft gespeichert ist für die Heizung und die Warmwasserversorgung. Im Gegensatz zu den anderen Technologien zur Wärmeerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien braucht die Wärmepumpe zum Antrieb einen erheblichen Anteil an Fremdenergie in Form von Strom oder Gas. Trotzdem ist die Wärmepumpe in der primärenergetischen Bilanz zwischen den Systemen Brennwertkessel und Solaranlage und der Biomassenutzung einzuordnen.

Durch die Maßnahme „Verstärkung des Einsatzes erneuerbarer Energien" wird der Beitrag der erneuerbaren Energien von 191 PJ (53 TWh) in 2005 auf 410 PJ (114 TWh) in 2030 mehr als verdoppelt. Neben einer deutlichen Vergrößerung der Biomassenutzung erhöhen sich der Beitrag der Solarenergie um den Faktor 13 und der Beitrag der Umweltenergie um den Faktor 20.

5.1.1.2.3 Verdopplung der Ausnutzung des Sanierungspotenzials von 32 % auf 65 %

Um den Modernisierungsstau bei der Wärmedämmung aufzulösen, wird im Rahmen des Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenarios eine Verdopplung der Potenzialausnutzung von 32 % auf 65 % unterstellt. Dies soll durch folgende Einzelmaßnahmen erreicht werden:

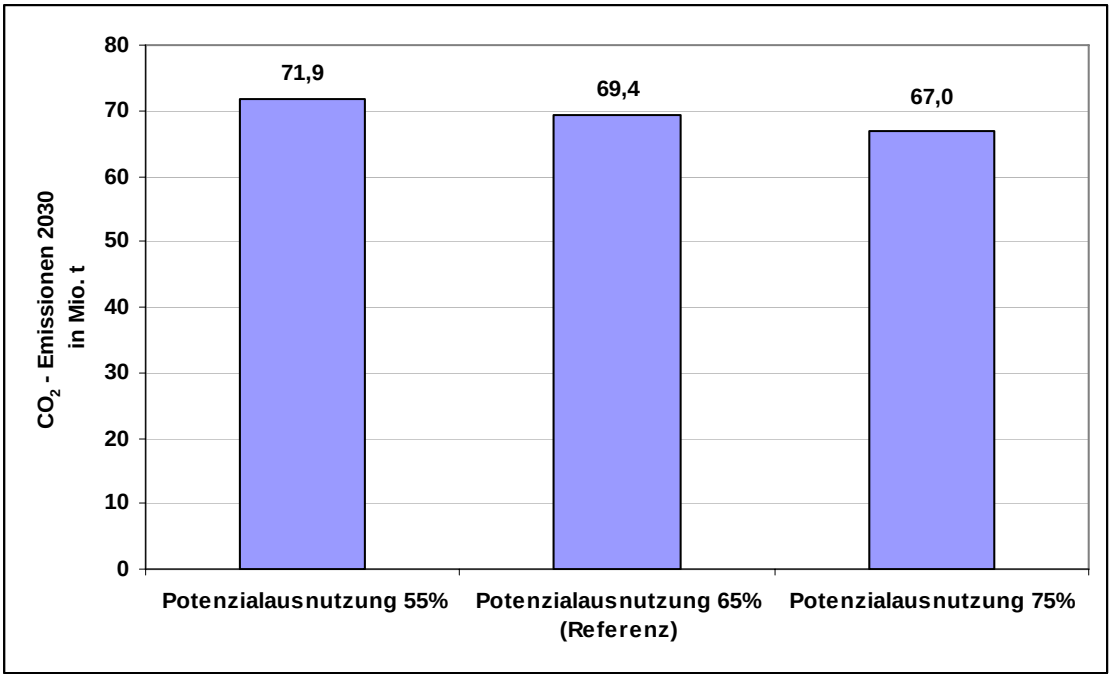
Statt defekte und überalterte Bauteile immer wieder behelfsmäßig zu reparieren, soll in solchen Fällen eine durchgreifende Sanierung angestoßen werden. Dadurch wird die Anzahl der Sanierungen erhöht. Dies entspricht praktisch einer Verkürzung der derzeitigen, im Mittel viel zu langen Renovierungszyklen der Bauteile.

Zur Verbesserung der Sanierungsqualität ist darauf hinzuwirken, dass Dächer und Fassaden nicht ohne Wärmedämmung saniert werden und dass bei der Durchführung von Wärmedämmungen die Anforderungen der Verordnung eingehalten werden.

Veränderung der Potenzialausnutzung

Durch eine Veränderung der Potenzialausnutzung von 10 Prozentpunkten nach oben oder unten variieren die CO_2-Emissionen des Referenzfalls um 2,4 Mt CO_2 nach unten oder oben. Je höher die Potenzialausnutzung ist, umso geringer werden die Emissionen (Abbildung 5-1).

Abbildung 5-1 Einfluss der Potenzialausnutzung (gegenläufiger Effekt)



Quellen: Berechnungen des Forschungszentrums Jülich, IEF-STE.

Durch die Steigerung der Potenzialausnutzung von 32 % auf 65 % werden bis 2030 knapp 8 Mt CO_2 zusätzlich eingespart.

5.1.1.2.4 Verschärfung der EnEV

Für das Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario wurde ab 2012 eine Verschärfung der EnEV für Neu- und Altbauten von 25 % unterstellt. In den Modellrechnungen wurde dabei im Altbaubereich eine Potenzialausnutzung von 65 % zugrunde gelegt. Die damit bis 2030 erreichbare Einsparung für Alt- und Neubauten beträgt bis 2030 lediglich 3 Mt CO_2. Die Einsparung durch die Verbesserung der Potenzialausnutzung von 32 % auf 65 % bei der Altbausanierung ist fast dreimal so groß. Es ist also kurz- bis mittelfristig effektiver, zunächst die Umsetzung der vorhandenen EnEV zu verbessern als die EnEV weiter zu verschärfen. Allerdings wird letzteres langfristig unvermeidlich sein.

5.1.1.3 Zusammenfassung

Entwicklung des Endenergieverbrauchs

Bei der Darstellung der Energieverbrauchsentwicklung werden die Fernwärme und der Stromverbrauch mit bilanziert (vgl. dazu die Ausführungen zur Bilanzierung nach dem Quellenprinzip). Tabelle 5-2 zeigt die Entwicklung des Endenergieverbrauchs für das Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario sowie das Mit-Maßnahmen-Szenario im Vergleich.

Tabelle 5-2 Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario

	1990	1995	2000	2005	2006	2010	2015	2020	2025	2030
	PJ									
	Endenergieverbrauch mit Strom + Fernwärme									
Entwicklung 1990 - 2005	2.213	2.440	2.287	2.280						
Mit-Maßnahmen-Szenario					2.398	2.348	2.256	2.167	2.085	2.012
Mit-weiteren-Maßnahmen-Szenario (65%)					2.398	2.314	2.152	1.964	1.786	1.619
						Veränderung ab 1990 in %				
Mit-Maßnahmen-Szenario						6	2	-2	-6	-9
Mit-weiteren-Maßnahmen-Szenario (65%)						5	-3	-11	-19	-27
						Veränderung ab 2006 in %				
Mit-Maßnahmen-Szenario						-2	-6	-10	-13	-16
Mit-weiteren-Maßnahmen-Szenario (65%)						-3	-10	-18	-26	-32
	Endenergieverbrauch ohne Strom + Fernwärme									
Entwicklung 1990 - 2005	1.863	2.079	1.963	1.937						
Mit-Maßnahmen-Szenario					2.059	2.005	1.939	1.874	1.815	1.763
Mit-weiteren-Maßnahmen-Szenario (65%)					2.059	1.983	1.862	1.717	1.578	1.446
						Veränderung ab 1990 in %				
Mit-Maßnahmen-Szenario						8	4	1	-3	-5
Mit-weiteren-Maßnahmen-Szenario (65%)						6	0	-8	-15	-22
						Veränderung ab 2006 in %				
Mit-Maßnahmen-Szenario						-3	-6	-9	-12	-14
Mit-weiteren-Maßnahmen-Szenario (65%)						-4	-10	-17	-23	-30

Quellen: AG Energiebilanzen 2006a, EWI/Prognos 2006, Berechnungen des Forschungszentrums Jülich.

Die Zahlen umfassen alle Energieträger für die Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung. Der ausgewiesene Stromverbrauch beinhaltet den Strom zum Heizen, den Strom zur Warmwasserbereitung, Hilfsenergie für Betrieb und Regelung von Öl- und Gasheizungen sowie die Antriebsenergie der Wärmepumpen.

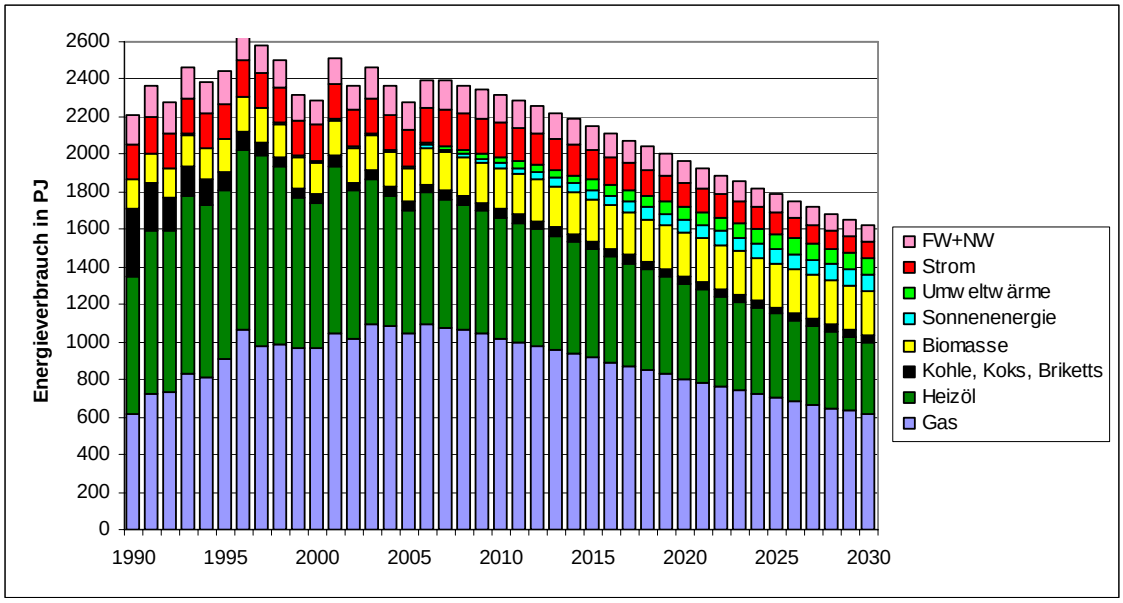
Die Einsparungen bis 2030 betragen im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario gegenüber 2005 rund 32 %, wenn Strom und Fernwärme mit berücksichtigt werden. Ohne Strom und Fernwärme belaufen sich die Einsparungen auf etwa 30 %.

Einsparung fossiler Energieträger

Im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario ergibt sich eine Einsparung der fossilen Energieträger Heizöl und Erdgas von zusammen 800 PJ oder 44 %. Das sind rund 23 % des gesamten deutschen Erdgas- und Heizölverbrauchs in 2006. Dies zeigt auch die große Bedeutung des Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenarios für die Reduktion der deutschen Energieimporte.

Der Anteil der fossilen Energieträger Heizöl und Erdgas, den Hauptenergieträgern zur Wärmeerzeugung, sinkt zusammen im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario von 1800 PJ in 2006 auf etwa 1000 PJ bis 2030. Das entspricht einer Minderungsrate von 44 %.

Abbildung 5-2 Energieverbrauchsstruktur im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario



Quellen: Berechnungen des Forschungszentrums Jülich, IEF-STE.

Beitrag der erneuerbaren Energien

Im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario steigt der Anteil der erneuerbaren Energie bis 2030 auf einen Anteil von 25 %, dies entspricht fast dem Doppelten des im Mit-Maßnahmen-Szenario erreichten Werts.

Im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario liefert wie schon im Mit-Maßnahmen-Szenario die Biomasse den größten Einzelbeitrag unter den erneuerbaren Energien. Allerdings wachsen im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario die Beiträge von Sonnenenergie und Umweltwärme bis 2030 sehr stark an, mit jeweils etwa dem gleichen Volumen. Tabelle 5-3 zeigt die Beiträge der erneuerbaren Energie für das Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario und das Mit-Maßnahmen-Szenario im Vergleich.

Tabelle 5-3 Entwicklung der regenerativen Energieträger im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario für den Gebäudesektor

	1990	2000	2006	2010	2015	2020	2025	2030
	PJ							
Mit-Maßnahmen-Szenario								
Biomasse	152	165	191	193	196	198	199	201
Sonnenenergie	1	3	9	13	18	22	26	30
Umweltwärme	0	4	7	14	22	29	36	42
Summe	153	171	207	220	235	249	261	273
Mit-weiteren-Maßnahmen-Szenario								
Biomasse	152	165	195	211	225	232	234	234
Sonnenenergie	1	3	12	31	51	67	79	89
Umweltwärme	0	4	10	29	50	66	79	89
Summe	153	171	218	272	326	365	393	412

Quellen: Berechnungen des Forschungszentrums Jülich, IEF-STE.

CO_2-Emissionen

Im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario sinken die CO_2-Emissionen bis zum Jahr 2030 auf ein Niveau von 69 Mt CO_2, dies sind nochmals 31 Mt CO_2 weniger als im Mit-Maßnahmen-Szenario (Tabelle 5-4). Bezogen auf das Jahr 2006 entspricht dies einer Minderung von etwa 44 %, im Vergleich zu 1990 sogar noch einer etwas höheren Minderungsrate (46 %).

Tabelle 5-4 CO_2-Emissionen des Gebäudesektors im Mit-Weiteren- und im Mit-Maßnahmen-Szenario, 1990 bis 2030.

	1990	2000	2006	2010	2015	2020	2025	2030
	Mio. t CO_2							
Entwicklung 1990 - 2005	128	118						
Mit-Maßnahmen-Szenario (32%-42%)			121	118	113	108	104	100
Mit-weiteren-Maßnahmen-Szenario (65%)			121	113	102	90	79	69
				Veränderung ab 1990 in %				
Mit-Maßnahmen-Szenario (32%-42%)				-7,8	-12	-15	-19	-22
Mit-weiteren-Maßnahmen-Szenario (65%)				-12	-20	-30	-38	-46
				Veränderung ab 2006 in %				
Mit-Maßnahmen-Szenario (32%-42%)				-4,3	-8,4	-12	-16	-19
Mit-weiteren-Maßnahmen-Szenario (65%)				-8,2	-17	-27	-36	-44

Quellen: Berechnungen des Forschungszentrums Jülich, IEF-STE.

In der Tabelle 5-5 sind schließlich für die Einzelmaßnahmen des Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenarios die Minderungseffekte zusammengestellt. Ohne Überlagerungseffekte ergeben sich in diesem Szenario bis 2030 CO_2-Reduktionspotenziale von insgesamt 31 Mt.

Tabelle 5-5 Kumulative CO_2-Einsparungen im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario nach Maßnahmen im Gebäudebereich

Maßnahme/ Umsetzung/ Institution	Typ	Beschreibung/Ziele (Wirkungsbereich)	Umsetzungs-stand (Wirkungs-beginn)	Direkte Emissionsminderungseffekte				
				2010	2015	2020	2025	2030
				Mio. t CO_2-Äqu.				
Verstärkter Einsatz hocheffizienter Brennwertkessel / Bundesregierung, Wirtschaft	(F)		ab 2006	-3	-5	-8	-10	-13
Verstärkte Nutzung regenerativer Energien / Bundesregierung, Länder, Wirtschaft	(F)		ab 2006	-2	-3	-5	-8	-11
Forcierung der Wärmedämmung im Altbau / Bundesregierung (Wirtschaft)	(F)		ab 2006	-1	-3	-5	-6	-8
Verschärfung der EnEV um 25% in Alt- und Neubau / Bundesregierung, Länder	R	ordnungsrechtliche Maßnahme	ab 2006	-1	-1	-2	-2	-3
Ungewichtete Summe der Wirkungen der Einzelmaßnahmen				-6	-12	-19	-26	-34
Gewichtete Summe der Wirkungen der Einzelmaßnahmen (ohne Überlagerungseffekte)				-5	-11	-17	-24	-31

Quellen: Berechnungen des Forschungszentrums Jülich, IEF-STE.

5.1.2 Nicht-Wohngebäude

5.1.2.1 Vorbemerkungen

Wie auch im Mit-Maßnahmen-Szenario werden der Energieverbrauch und die CO_2-Emissionen für die Nichtwohngebäude summarisch analysiert. Im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario wird dabei eine Verdopplung des Beitrags erneuerbarer Energien gegenüber dem Mit-Maßnahmen-Szenario unterstellt, ein verstärkter Einsatz von Brennwertkesseln angenommen sowie die Forcierung der Wärmedämmung mit einer Erhöhung der Ausnutzung des Sanierungspotenzials auf 65 % analysiert.

Die nachfolgenden Abschnitte enthalten die Ergebnisse dieser Analysen für den Endenergieverbrauch sowie die CO_2-Emissionen.

5.1.2.2 Endenergieverbrauch der Nichtwohngebäude bis 2030

Die Tabelle 5-6, Abbildung 5-3 sowie Abbildung 5-4 zeigen die Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Nichtwohngebäude bis 2030. Strom und Fernwärme sind der Vollständigkeit halber mit aufgeführt.

Die Zahlen von 1990 bis 2005 sind aus den Daten der AG Energiebilanzen (2006b) abgeleitet. Der Gesamtverbrauch sinkt im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario um 49 %. Die Gründe für diesen starken Abfall entsprechen den im Bereich der Wohngebäude ausführlicher behandelten Sachverhalten.

Der gesamte Endenergieverbrauch der Nichtwohngebäude im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario (einschließlich Strom und Fernwärme) liegt damit im Jahr 2030 nochmals um 190 PJ unter dem Vergleichswerte des Mit-Maßnahmen-Szenarios.

Bei der Entwicklung der Energieträgerstruktur zeigt sich folgendes Bild: Gas kann im Mit-Maßnahmen-Szenario den Rückgang des Verbrauchs ab 2005 durch Neuanschlüsse nicht kompensieren. Im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario ist der Verbrauchsrückgang dann deutlich stärker, so dass auch erhebliche Marktverluste auftreten. Deutlich stärker als Gas nimmt der Einsatz von Heizöl in beiden Szenarien ab.

Tabelle 5-6 Entwicklung der Energieverbrauchsstruktur für die Nichtwohngebäude, 1990 bis 2030

	1990	2000	2006	2010	2015	2020	2025	2030
	PJ							
Gas	298	444	479	461	440	419	397	376
Heizöl	405	279	270	246	215	184	153	122
Biomasse	0	2	3	4	5	6	7	8
Sonne	0	1	2	2	2	3	3	4
Strom	59	68	67	68	69	70	71	72
Fernwärme	121	89	92	87	80	74	68	62
Summe	883	883	913	868	812	756	700	644
Gas	298	444	479	441	393	345	298	250
Heizöl	405	279	270	240	201	162	124	85
Biomasse	0	2	3	5	8	11	13	16
Sonne	0	1	2	3	4	5	7	8
Strom	59	68	67	65	61	57	54	50
Fernwärme	121	89	92	84	74	64	55	45
Summe	883	883	913	836	741	645	549	454

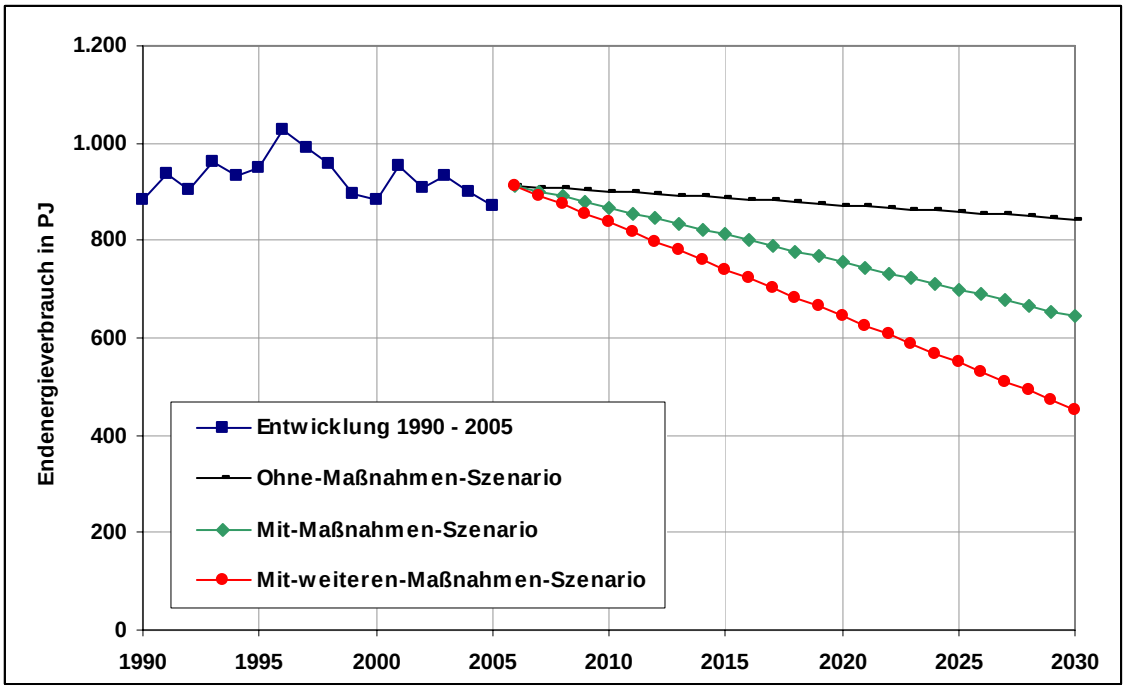
Quellen: Berechnungen des Forschungszentrums Jülich, IEF-STE.

Im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario kommt es – im Gegensatz zum Mit-Maßnahmen-Szenario – aufgrund der starken Einsparung zu einem Rückgang des Stromverbrauchs.[54]

Die erneuerbaren Energien in Form von Biomasse und Sonnenenergie nehmen relativ stark zu, bewegen sich aber absolut immer noch auf niedrigem Niveau. Auch hier ist nochmals auf die unzureichende Datenbasis hinzuweisen.

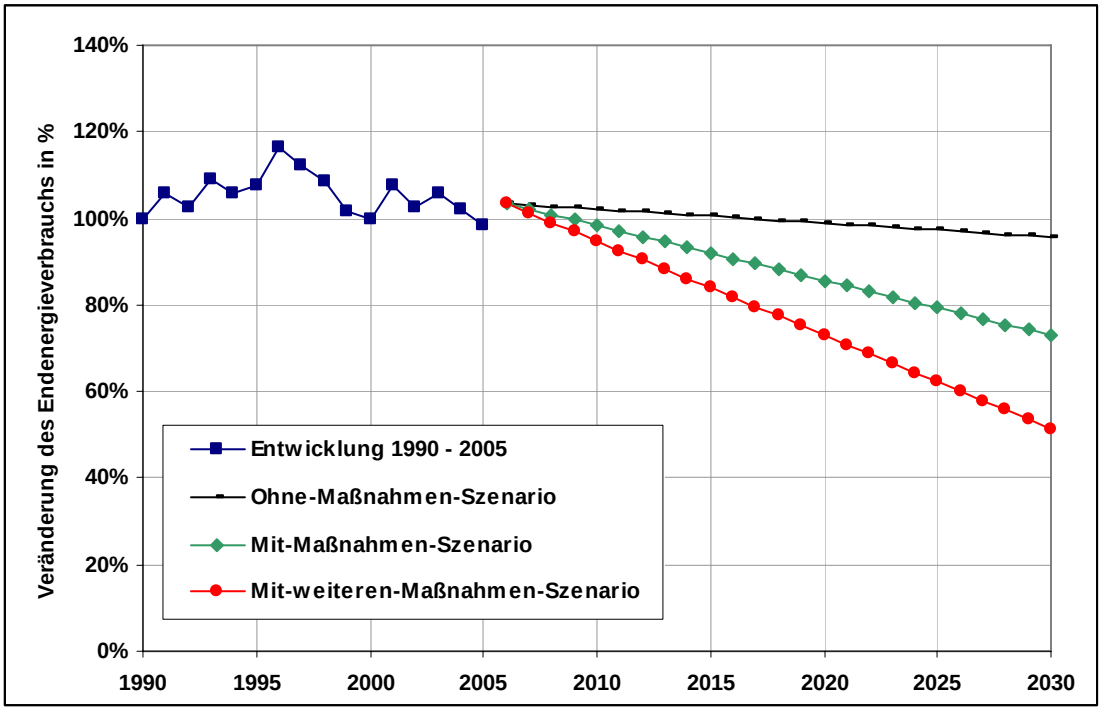
[54] Der Stromverbrauch umfasst folgende Anwendungen: Warmwasserbereitung, Hilfsenergie für den Betrieb von Öl- und Gaskesseln und Strom für die Klimatisierung und Lüftung. Allerdings ist wiederum anzumerken, dass die diesbezügliche Datenbasis sehr unsicher ist.

Abbildung 5-3 Gesamter Endenergieverbrauch von 1990 bis 2030 in PJ



Quellen: Berechnungen des Forschungszentrums Jülich, IEF-STE.

Abbildung 5-4 Gesamter Endenergieverbrauch von 1990 bis 2030 in %



Quellen: Berechnungen des Forschungszentrums Jülich, IEF-STE.

5.1.2.3 CO_2-Emissionen der Nichtwohngebäude bis 2030

Die Tabelle 5-7 sowie die Abbildung 5-5 zeigen die Entwicklung der CO_2-Emissionen der Nichtwohngebäude für das Mit-Weiteren-Maßnahmen- und das Mit-Maßnahmen-Szenario im Überblick.

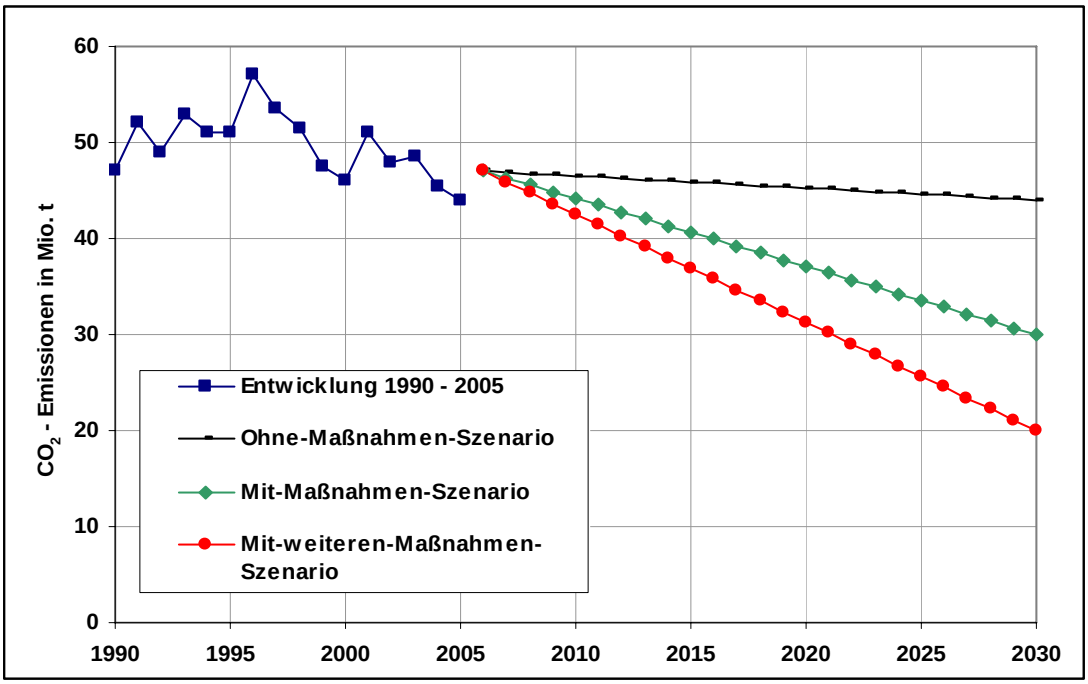
Im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario kann danach bis zum Jahr 2030 – im Vergleich zu 1990 – eine Minderung von 27 Mt CO_2 oder 57 % erwartet werden. Bezogen auf das Jahr 2006 ergibt sich eine CO_2-Reduktion von ebenfalls 57 %.

Tabelle 5-7 Entwicklung der CO_2-Emission der Nichtwohngebäude im Mit-Weiteren- und im Mit-Maßnahmen-Szenario, 1990 bis 2030

	1990	2000	2006	2010	2015	2020	2025	2030
	Mio. t CO_2							
Entwicklung 1990 - 2005	47	46						
Mit-Maßnahmen-Szenario			47	45	41	37	34	30
Mit-weiteren-Maßnahmen-Szenario			47	43	37	32	26	20
				Veränderung ab 1990 in %				
Mit-Maßnahmen-Szenario				-6	-14	-21	-29	-36
Mit-weiteren-Maßnahmen-Szenario				-10	-21	-33	-45	-57
				Veränderung ab 2006 in %				
Mit-Maßnahmen-Szenario				-6	-14	-21	-29	-36
Mit-weiteren-Maßnahmen-Szenario				-9	-21	-33	-45	-57

Quellen: Berechnungen des Forschungszentrums Jülich, IEF-STE.

Abbildung 5-5 Entwicklung der CO_2-Emissionen der Nichtwohngebäude im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario, 1990 bis 2030



Quellen: Berechnungen des Forschungszentrums Jülich, IEF-STE.

5.1.3 Elektrische Haushaltsgeräte

5.1.3.1 Vorbemerkungen

Die derzeit diskutierten Maßnahmen zur Verringerung des Stromverbrauchs elektrischer Haushaltsgeräte richten sich zum einen auf die Ausschöpfung weiterer Einsparpotenziale bei großen elektrischer Haushaltsgeräten, die z. T. auch heute schon von der EnVKV erfasst sind und die auch weiterhin den Stromverbrauch privater Haushalte dominieren werden. Einen weiteren Schwerpunkt bilden Maßnahmen zur Reduzierung des Standby-Verbrauchs von Geräten aus der Unterhaltungselektronik (Audio- und Video-Geräte, Fernseher, Set-top-Boxen), und in Haushalten genutzten Bürogeräten (Computer und Peripheriegeräte). Auf der Grundlage verschiedener Programme und Maßnahmenvorschläge zur Stromeinsparung in Haushalten[55] wurden im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario folgende Maßnahmen berücksichtigt:

1. Verbindliche Mindesteffizienzstandards für weitere elektrische Haushaltsgeräte über die in der EnVHV erfassten Kühl- und Gefriergeräte hinaus.
2. Verschärfung und Dynamisierung der bestehenden verbindlichen Produktkennzeichnungen für elektrische Haushaltsgeräte (z. B. europäisches "Top-Runner-Programm").
3. Verpflichtender Einbau netztrennender Schalter zur Vermeidung des Schein-Aus-Verbrauchs.
4. Verpflichtende Kennzeichnung des Leerlaufverbrauchs (Bereitschafts- und Schein-Aus-Verbrauch) elektrischer und elektronischer Geräte (oder vergleichbare Maßnahme zur Reduzierung des Leerlaufverbrauchs).
5. Fortführung und Verstärkung der dena-Initativen zur Stromeinsparung (und ggf. weitere Informationsprogramme).

Die Wirkungen dieser Maßnahmen sind jedoch nicht additiv, sondern die Maßnahme 1 stellt eine Verschärfung der Maßnahme 2 dar und die Maßnahme 3 zur Vermeidung des Schein-Aus-Verbrauchs ist teilweise in Maßnahme 4 enthalten. Eine separate Quantifizierung der Wirkung weiterer Informationsprogramme (Maßnahme 5) wird ebenfalls nicht vorgenommen, da diese als notwendige begleitende Maßnahme für die Maßnahmen 1-4 anzusehen und deshalb in deren Wirkung implizit enthalten sind.

[55] Neben dem Nationalen Klimaschutzprogramm von 2000 und 2005 waren dies Studien zum Stromverbrauch elektrischer Geräte (inkl. Standby) im Auftrag von BMWi (Fraunhofer ISI/FfE/TUD 2005 und die Vorläuferstudie Fraunhofer ISI/Cepe 2003) und UBA (v. a. Ifeu 2005a) sowie der Koalitionsvertrag von November 2005 und zuletzt der Bericht der Arbeitsgruppe 3 "Forschung und Energieeffizienz" zum Energiegipfel am 9. Oktober 2006.

5.1.3.2 Verbindliche Mindesteffizienzstandards bzw. Verschärfung und Dynamisierung verbindlicher Produktkennzeichnung großer elektrischer Haushaltsgeräte

Grundsätzlich wird ordnungsrechtlichen Maßnahmen wie verpflichtenden Labeln oder Standards im Hinblick auf die Beeinflussung der Energieeffizienz von Geräten eine hohe Effektivität zugemessen (Wiel, McMahon 2001). Energielabel zur Kennzeichnung und Klassifizierung des Stromverbrauchs von Geräten schaffen eine größere Markttransparenz und bieten dem Käufer ein zusätzliches Entscheidungskriterium. Standards beschleunigen die Markttransformation und den technischen Fortschritt. In Verbindung mit vergleichsweise geringen Durchführungskosten ist auch das Kosten-Nutzen-Verhältnis verglichen mit anderen Maßnahmenarten relativ günstig. Dass eine Politik verpflichtender Energielabels und Standards tatsächlich einen nennenswerten Beitrag zur Reduzierung des Energieverbrauchs und der CO_2-Emissionen leisten kann, zeigen die in einigen Ländern wie Australien, Kanada, USA und EU durchgeführten Evaluierungen (IEA 2000) oder auch die Evaluierung der Energieverbrauchskennzeichnungsverordnung für Deutschland (Fraunhofer ISI/GfK 2001). Hauptproblem ist – neben der Kontrolle der Einhaltung der Vorschriften – die häufig zu langsame Anpassung der Effizienzklassen oder Standards an den energietechnischen Fortschritt. Hier könnte ein TopRunner-Ansatz nach japanischem Vorbild eine Möglichkeit zur Dynamisierung darstellen.

In Japan wurden im 1998 revidierten Energieeinspargesetz im Rahmen des Top-Runner-Programms verbindliche Energieverbrauchs-Zielwerte für ausgewählte Produkte oder Produktgruppen (u. a. Kühl- und Gefriergeräte, Geräte der Unterhaltungselektronik, Computer, Kopierer) festgelegt. Dazu wird für die jeweilige Produktgruppe das jeweils energieeffizienteste Produkt ermittelt. Nach einer bestimmten vorgegebenen Zeit müssen die Produkte aller Hersteller bzw. Importeure diesen Energieeffizienzwert im Durchschnitt erreichen, ansonsten drohen Sanktionen. Flankiert wird das Programm von einer Produktkennzeichnung und Verbraucherinformationen. Im Koalitionsvertrag der Bundesregierung vom 11. November 2005 wurde dieser Ansatz aufgegriffen und das Ziel formuliert, die europäischen Initiativen zur Verbesserung der Energieeffizienz zu unterstützen und auf ein europäisches Top-Runner-Programm hinzuwirken.[56]

Eine noch stärkere Wirkung als von verpflichtenden Produktkennzeichnungen – auch wenn die Anforderungen an die Energieeffizienz schneller an den technischen Fortschritt angepasst werden – würde von verpflichtende Mindesteffizienzanforderungen an die Geräte ausgehen, wie es sie auf EU-Ebene bisher vor allem für Haushaltskühl- und -gefriergeräte (Richtlinie 96/57/EG) gibt. Auch hier ist – wie bei verbindlichen Produktkennzeichnungen – eine regelmäßige Anpassung der Standards Voraussetzung für einen

[56] Einen Überblick über die Inhalte des japanischen Top-Runner-Programms und erste Einschätzungen zu den Möglichkeiten einer Nutzung dieses Ansatzes auf EU-Ebene geben die Vorträge des am 29. Juni 2006 in Berlin veranstalteten Fachworkshops "TopRunner". http://www.initiative-energieeffizienz.de/index.php?id=1163

anhaltenden Erfolg der Maßnahme. Schon seit der EU-weiten Implementierung von Mindesteffizienzanforderungen an Kühl- und Gefriergeräten wurde immer wieder eine Ausdehnung der Effizienz-Mindeststandards auf weitere Produktgruppen gefordert, u. a. bereits im Nationalen Klimaschutzprogramm von 2000. Mit der Ökodesign-Richtlinie vom 6. Juli 2005 (Richtlinie 2005/32/EG), die als Rahmenrichtlinie noch weiterer Konkretisierung bedarf, wurde dafür nun auf EU-Ebene ein rechtlicher Rahmen geschaffen.

Technisch würden sich beide vorgeschlagenen Maßnahmen in einem gegenüber dem Referenzszenario beschleunigten Rückgang des spezifischen Verbrauchs pro Gerät (Technikkomponente des Stromverbrauchs) niederschlagen. Für alle übrigen Einflussfaktoren auf den Stromverbrauch durch elektrische Geräte - wie eine Veränderung der Nutzungsintensitäten, höhere Komfortansprüche oder veränderte Ausstattungsraten – hingegen werden die Annahmen des Referenzszenarios nicht verändert. Einbezogen wurden nur solche Geräte, die einen großen Beitrag zum Haushaltsstromverbrauch leisten und bei denen der Stromverbrauch im Normalbetrieb dominiert. Dies sind neben den großen elektrischen Haushaltsgeräten (Kühl- und Gefriergeräte, Waschmaschinen, Trockner, Geschirrspüler[57]) sind dies vor allem die Beleuchtung und TV-Geräte. Für diese Gerätegruppen wird eine durch die beiden Maßnahmen induzierte Beschleunigung des spezifischen Verbrauchsrückgangs im Gerätebestand unterstellt, die bei der Maßnahme 1 (Ausweitung der Mindeststandards mit Dynamisierung) stärker ausfällt als bei Maßnahme 2 (Verschärfung und Dynamisierung verpflichtender Produktkennzeichnungen) (siehe Tabelle 5-8 und Tabelle 5-9). Für die Beleuchtung wird angenommen, dass die Maßnahmen auch zu einer deutlichen Substitution von Glüh- und Halogenlampen durch Energiesparlampen führen. Diejenigen Geräte, bei denen vor allem der so genannte Leerlaufverbrauch ("Standby") eine Rolle spielt – neben Radio- und Hifi-Geräten sind dies vor allem Computer und Peripheriegeräte sowie zunehmend Set-Top-Boxen für den Fernsehempfang oder Router für den Internet-Zugang, werden in Zusammenhang mit den Maßnahmen 3 und 4 behandelt, die auf eine Verringerung des Standby-Verbrauchs abzielen. [58]

---

57 Der Energieverbrauch für das Kochen wird im Modell separat betrachtet und ist hier nicht einbezogen.

58 Normalbetrieb: Betriebszustand, in dem das Gerät seine Hauptfunktion erfüllt; Bereitschaftsbetrieb: Zustand, in dem wenigstens eine, nicht aber die Hauptfunktion erfüllt wird; Schein-Aus-Betrieb: Zustand, wenn das Gerät ausgeschaltet scheint, aber dennoch Strom verbraucht, weil der Schalter das Gerät nicht vollständig vom Stromnetz trennt. Der Bereitschafts- und Schein-Aus-Zustand wird zusammengenommen häufig auch als "Leerlauf" oder "Standby" bezeichnet.

Tabelle 5-8 Veränderung der spezifischen Verbrauchswerte der Elektrogeräte (Technikkomponente) gegenüber der Referenzentwicklung aufgrund weitergehender Maßnahmen – Maßnahme 1: Verbindliche Mindeststandards

	Einheit	2002	2010	2015	2020	2025	2030
Licht	kWh/ Gerät	291	235	203	170	160	150
Kühlschrank	kWh/ Gerät	255	205	163	120	110	100
Kühl-Gefrier-Gerät	kWh/ Gerät	274	225	178	130	120	110
Gefrier-Gerät	kWh/ Gerät	264	220	190	160	150	140
Waschmaschine	kWh/ Gerät	146	115	103	90	83	75
Waschtrockner	kWh/ Gerät	406	365	338	310	295	280
Wäschetrockner	kWh/ Gerät	273	240	213	185	180	175
Geschirrspüler	kWh/ Gerät	214	180	158	135	125	115
Farb-TV	kWh/ Gerät	165	180	173	165	150	125
SW-TV	kWh/ Gerät	0	0	0	0	0	0
Radio-HiFi	kWh/ Gerät	36	36	36	36	36	36
Video	kWh/ Gerät	72	72	72	72	72	71
Bügeleisen	kWh/ Gerät	25	25	25	25	25	25
Staubsauger	kWh/ Gerät	24	24	24	24	24	24
Kaffeemaschine	kWh/ Gerät	60	60	60	60	60	60
Toaster	kWh/ Gerät	25	25	25	25	25	25
Fön	kWh/ Gerät	25	25	25	25	25	25
Dunstabzugshaube	kWh/ Gerät	45	45	45	45	45	45
Mikrowelle	kWh/ Gerät	35	35	35	35	35	35
PC (incl. Nutzungskomponente)	kWh/ Gerät	232	232	231	229	228	226
Gemeinschaftsbeleuchtung u.ä.	kWh/ Gerät	87	81	78	75	74	72

Anmerkung: grau hinterlegt = gegenüber Referenzentwicklung veränderte Werte

Quellen: EWI/Prognos 2006; Schätzung Fraunhofer ISI.

Tabelle 5-9 Veränderung der spezifischen Verbrauchswerte der Elektrogeräte (Technikkomponente) gegenüber der Referenzentwicklung aufgrund weitergehender Maßnahmen – Maßnahme 2: Verschärfung und Dynamisierung verbindlicher Produktkennzeichnungen

	Einheit	2002	2010	2015	2020	2025	2030
Licht	kWh/ Gerät	291	247	222	196	188	179
Kühlschrank	kWh/ Gerät	255	220	205	190	177	163
Kühl-Gefrier-Gerät	kWh/ Gerät	274	238	222	205	191	177
Gefrier-Gerät	kWh/ Gerät	264	231	216	200	187	174
Waschmaschine	kWh/ Gerät	146	123	117	111	108	104
Waschtrockner	kWh/ Gerät	406	372	354	336	322	307
Wäschetrockner	kWh/ Gerät	273	252	239	226	215	203
Geschirrspüler	kWh/ Gerät	214	197	189	181	174	166
Farb-TV	kWh/ Gerät	165	180	178	170	155	131
SW-TV	kWh/ Gerät	0	0	0	0	0	0
Radio-HiFi	kWh/ Gerät	36	36	36	36	36	36
Video	kWh/ Gerät	72	72	72	72	72	71
Bügeleisen	kWh/ Gerät	25	25	25	25	25	25
Staubsauger	kWh/ Gerät	24	24	24	24	24	24
Kaffeemaschine	kWh/ Gerät	60	60	60	60	60	60
Toaster	kWh/ Gerät	25	25	25	25	25	25
Fön	kWh/ Gerät	25	25	25	25	25	25
Dunstabzugshaube	kWh/ Gerät	45	45	45	45	45	45
Mikrowelle	kWh/ Gerät	35	35	35	35	35	35
PC (incl. Nutzungskomponente)	kWh/ Gerät	232	232	231	229	228	226
Gemeinschaftsbeleuchtung u.ä.	kWh/ Gerät	87	81	78	75	74	72

Anmerkung: grau hinterlegt = gegenüber Referenzentwicklung veränderte Werte

Quellen: EWI/Prognos 2006; Schätzung Fraunhofer ISI.

Es wird angenommen, dass durch diese Maßnahmen ein beträchtlicher Teil zumindest der wirtschaftlichen Einsparpotenziale elektrischer Haushaltsgeräte ausgeschöpft werden kann, wie sie in verschiedenen Untersuchungen ermittelt wurden (insbesondere Lechtenböhmer et al. 2006; Almeida et al. 2006; Fraunhofer ISI/STE 2001; Langgassner 2001). Für große elektrische Haushaltsgeräte mit elektromotorischen Antrieben ergeben diese Untersuchungen ein wirtschaftliches Einsparpotenzial von mindestens 8 TWh, das sich durch angepasste Auswahl und Dimensionierung der Antriebe, durch Optimierung der Betriebsweise und durch Modifikation der elektrischen Schaltung einsparen lässt (Langgassner 2001; Geiger/Wagner 2005).

Im Bereich der Beleuchtung bestehen große Einsparpotenziale durch die stärkere Substitution von Glühlampen und den in Haushalten weit verbreiteten Halogenlampen durch Energiesparlampen, die zwar in der Anschaffung deutlich teurer sind, dafür aber eine erheblich längere Lebensdauer haben und rund 80 % weniger Strom verbrauchen als die herkömmlichen Glühlampen. Angesichts der mit einem Anteil von unter 20 % noch geringen Verbreitung von Energiesparlampen in privaten Haushalten ist das erreichbare Einsparpotenzial beträchtlich.[59] Bei Fernsehern besteht das größte Einsparpotenzial in der Substitution der heute im Bestand noch vorherrschenden Kathodenstrahlröhren(CRT)-Technologie durch die grundsätzlich effizientere LCD-Technologie. Allerdings werden die dadurch möglichen Einsparungen durch die deutliche Zunahme der Bildschirmgröße und höhere Bildwiederholraten praktisch kompensiert, so dass das tatsächliche Einsparpotenzial vor allem kurz- bis mittelfristig eher als gering einzuschätzen ist. Plasmafernseher, deren Leistungsaufnahme etwas vier Mal so hoch liegt wie bei LCD-Fernsehern, dürften im Haushaltsbereich auch in Zukunft eher von untergeordneter Bedeutung bleiben (Fraunhofer ISI/FfE/TUD 2005). Dennoch wird bei Fernsehern von keinen nennenswerten Einsparungen ausgegangen, die über die in der Referenzentwicklung angenommenen spezifischen Verbrauchswerte hinausgehen.

Verknüpft man die in Tabelle 5-8 und Tabelle 5-9 angenommenen spezifischen Verbrauchswerte mit den in der Referenzentwicklung angenommenen Gerätebeständen (Tabelle 4-16), so ergeben sich für die Maßnahme 1, die Ausweitung der Mindeststandards auf weitere Gerätegruppen, bis zum Jahr 2030 Einsparungen von rund 11 TWh (Tabelle 5-10). Für die Maßnahme 2 wird von einer geringeren Ausschöpfung der bestehenden wirtschaftlichen Einsparpotenziale ausgegangen, so dass die Einssparungen hier bei rund 8 TWh liegen (und in den Einsparungen von Maßnahme 1 enthalten sind).

[59] Bei einer Befragung von 20 000 Haushalten in Deutschland im Herbst 2002 (Fraunhofer ISI et al. 2002) hatten die Befragten 25 Lampen pro Haushalt, davon waren 3,6 Energiesparlampen. Dieses Ergebnis wurde in einer Befragung von 500 Haushalten im November 2006 (Fraunhofer ISI/GfK 2007) bestätigt, von im Schnitt 25 Lampen pro Haushalt waren nur 3 Energiesparlampen. Auch gaben nur 28 % der im November 2006 befragten Haushalte an, überwiegend Energiesparlampen zu kaufen, während 45 % der Haushalte selten oder nie zu Energiesparlampen greifen. Sehr weit verbreitet sind demgegenüber Halogenlampen mit einem Anteil von über 30 %.

Tabelle 5-10: Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario: Erwartete Effekte der Maßnahme 1 (Mindesteffizienzstandards) und der Maßnahme 2 (verschärfte Produktkennzeichnung) für Haushalts-Elektrogeräte

Maßnahme/ Umsetzung/ Institution	Typ	Beschreibung/Ziele (Wirkungsbereich)	Umsetzungs-stand (Wirkungs-beginn)	Stromeinsparung				
				2010	2015	2020	2025	2030
				TWh				
Verbindliche Mindest-effizienzstandards für weitere elektrische Haushaltsgeräte EU/Bundesregierung	R		2008	2,00	5,00	9,00	10,00	11,00
Verschärfung und Dynamisierung der bestehenden verbindlichen Produktkennzeichnungen für elektrische Haushaltsgeräte (z.B. europäisches Top-Runner-Programm) [1)] EU/Bundesregierung	R		2008	1,00	3,00	6,00	7,00	8,00

1) Wirkung in Maßnahme 1 enthalten.

Quellen: Abschätzungen Fraunhofer ISI.

5.1.3.3 Maßnahmen zur Verringerung des Leerlaufverbrauchs

Nach Berechnungen des Fraunhofer ISI und der FfE (Fraunhofer ISI/FfE/TUD 2005) belief sich der Leerlaufverbrauch von IuK-Endgeräten in Haushalten und der zugehörigen IuK-Infrastruktur sowie von großen elektrischen Haushaltsgeräten (bei denen der Leerlaufverbrauch allerdings von untergeordneter Bedeutung ist) im Jahr 2004 auf rund 14,5 TWh (Tabelle 5-11).

Bis zum Jahr 2015 wurde ein technisches Einsparpotenzial von rund 9 TWh ermittelt (Tabelle 5-12), das sich durch technische Optimierungen von Funktionseinheiten (Steuerelektronik, Visualisierung) erreichen ließe. Der Schein-Aus-Verbrauch ließe sich technisch durch den Einbau netztrennender Schalter vermeiden.

Es wird angenommen, das sich der das Einsparpotenzial im Schein-Aus-Verbrauch schon bis zum Jahr 2015 vollständig ausschöpfen ließe, wenn die Hersteller zum Einbau netztrennender Schalter verpflichtet wären (Tabelle 5-13).

Das Einsparpotenzial im Bereitschaftsbetrieb ließe sich durch geeignete Maßnahmen ebenfalls weitgehend ausschöpfen, allerdings über einen längeren Zeitraum bis zum Jahr 2030. Als eine mögliche Maßnahme wird die verpflichtende Einführung eines Labels für den Leerlaufverbrauch vorgeschlagen. Während sich das verpflichtende EU-Label auf den Normalverbrauch bestimmter elektrischer Gerätearten bezieht, gibt es für den Standby-Verbrauch bisher nur Label auf freiwilliger Basis, wie den Energy Star oder das GEEA Label. Insbesondere die Vorgaben des Energy Star sind allerdings nicht sehr anspruchsvoll und somit wenig aussagekräftig.

Tabelle 5-11: Strombedarf elektrischer Haushaltsgeräte im Leerlauf im Jahr 2004

Bereich/Gerätegruppe	**Leerlaufverbrauch 2004 GWh**
IuK-Endgeräte HH	**10.932**
Audio-Geräte	2.753
Fernseher	2.770
Video-Geräte	1.182
Kameras/Spielkonsole	210
Telefone (incl. mobil)	1.421
Rechner	1.165
Monitore	450
Drucker	652
Sonstiges	328
Elektrische HH-Geräte	**2.101**
darunter:	
Mikrowelle	403
Herd	500
Kaffeemaschine/-automat	591
Waschmaschine/Trockner	371
IuK-Infrastruktur HH	**1.347**
Fernseher-Infrastruktur	483
Internet-Anschlüsse (Breitband)	109
DSL-Router/W-Lan	0
Telefonmodem	34
Türsprechanlage	721
Summe Haushalte	**14.380**

Quellen: Berechnungen Fraunhofer ISI und FfE.

Tabelle 5-12: Einsparpotenziale im Leerlauf durch Einsatz verbrauchsoptimierter Geräte

2015	Technisches Einsparpotenzial Leerlauf		
	Bereitschaft	Schein-Aus	Gesamt
	GWh/a		
IuK Endgeräte Haushalt	5.455	1.241	6.697
Haushaltsgeräte	1.065	257	1.322
IuK-Infrastruktur HH	1.160	0	1.160
Gesamt	**7.680**	**1.498**	**9.179**

Quellen: Fraunhofer ISI/FfE/TUD 2005.

Tabelle 5-13: Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario: Erwartete Effekte der Maßnahme 3 und 4 zur Verringerung des Leerlaufverbrauchs von Haushalts-Elektrogeräten

Maßnahme	2010	2015	2020	2025	2030
	Erwartete Einsparung (TWh)				
3. Verpflichtender Einbau netztrennender Schalter	0,75	1,5	1,5	1,5	1,5
4. Verpflichtende Kennzeichnung des Leerlaufverbrauchs (oder vergleichbare Maßnahme)	2,6	5,2	5,8	6,4	7,0

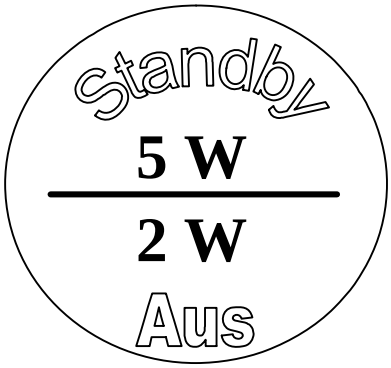
Quellen: Fraunhofer ISI/FfE/TUD 2005.

Eine verpflichtende Kennzeichnung des Leerlaufverbrauchs könnte dazu beitragen, die ermittelten Einsparpotenziale im Standby-Betrieb mittel- bis längerfristig weitgehend

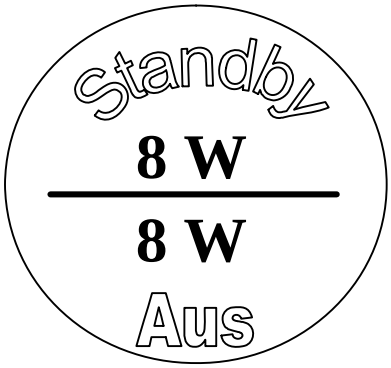
auszuschöpfen. Ein solches Label könnte beispielsweise den Stand-by-Verbrauch eines Gerätes in Watt angeben und zusätzlich den Verbrauch im Schein-Aus-Zustand ausweisen (Abbildung 5-6). Dieses Label könnte zur Kennzeichnung des Leerverbrauchs fast aller elektrischen Haushalts- und IuK-Geräte verwendet werden. Ausgenommen werden sollten Kleingeräte mit geringem Potenzial (z. B. Digitalkameras, Steckernetzteile) sowie die Haushaltsgeräte, für die bereits das EU-Energielabel verpflichtend ist. Eine Alternative zu einem reinen Watt-Label wäre ein Label, das an die schon von verschiedenen Initiativen aufgegriffene 1-Watt-Grenze für den Leerlaufverbrauch anknüpft und als Positivkennzeichnung nur Geräten verliehen wird, die diese Grenze einhalten.[60]

Abbildung 5-6: Vorschlag für ein Label zur Kennzeichnung des Leerlaufverbrauchs elektrischer Haushalts- und IuK-Geräte (Beispiele)

Fernseher



Set-Top-Box



Quellen: Fraunhofer ISI/FfE/TU Dresden 2005.

Eine grundsätzliche Alternative zu einem Standby-Label, gegen das häufig die schon existierende Label-Vielfalt angeführt wird, wäre die Festsetzung von Mindesteffizienzanforderungen auch für den Standby-Verbrauch. Damit ließen sich die vorhandenen Einsparpotenziale ebenfalls – und möglicherweise noch in einem kürzeren Zeitraum – ausschöpfen.

Grundsätzlich sollten alle Maßnahmen zur Reduzierung des Energieverbrauch elektrischer Geräte von Informationskampagnen begleitet werden, deren Wirkung bereits in den Maßnahmenwirkungen mit enthalten ist.

[60] Ein Beispiel dafür wäre die von AudioVideoFoto-Bild und dem Umweltbundesamt unterstützte Aktion "No-Energy", die eine "Stromsparer-Plakette" vergibt, die nur Geräte tragen dürfen, die komplett ausgeschaltet werden können und im Bereitschaftszustand weniger als 1 Watt Strom verbrauchen (UBA 2006b).

5.1.3.4 Zusammenfassung

Tabelle 5-14 gibt einen zusammenfassenden Überblick über die geschätzten Wirkungen der im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario berücksichtigten Maßnahmen. Insgesamt werden für den Bereich der elektrischen Geräte Nettoeinsparungen von rund 18 TWh erwartet.

Tabelle 5-14 Minderungseffekte für den Stromverbrauch der elektrischen Geräte im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario nach Maßnahmen

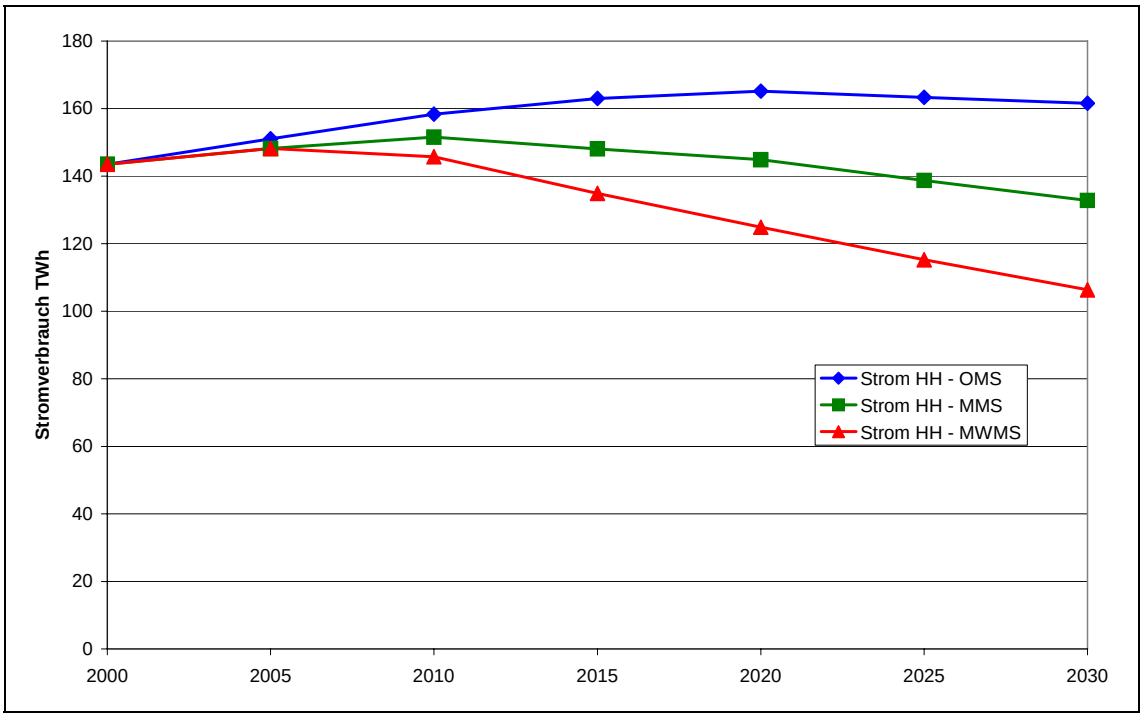
Maßnahme/ Umsetzung/ Institution	Typ	Beschreibung/Ziele (Wirkungsbereich)	Umsetzungs-stand (Wirkungs-beginn)	Effekt für Stromaufkommen				
				2010	2015	2020	2025	2030
				TWh				
Verbindliche Mindest-effizienzstandards für weitere elektrische Haushaltsgeräte / EU-Kommission bzw. Bundesregierung	R		2008	-2	-5	-9	-10	-11
Verschärfung und Dynamisierung der bestehenden verbindlichen Produktkennzeichnungen für elektrische Haushaltsgeräte (z.B. europäisches Top-Runner-Programm) / EU-Kommission bzw. Bundesregierung	R		2008	-1	-3	-6	-7	-8
Verpflichtender Einbau netztrennender Schalter / EU-Kommission bzw. Bundesregierung	R	Verpflichtung zum Einbau netztrennender Schalter zur vollständigen Vermeidung des Schein-Aus-Verbrauchs elektrischer und elektronischer Geräte in Haushalten (oder vergleich-bare Maßnahme zur Vermeidung des Schein-Aus-Verbrauchs)	2008	-1	-2	-2	-2	-2
Verpflichtende Kennzeichnung des Leerlaufverbrauchs elektrischer und elektronischer Geräte in Haushalten (oder vergleichbare Maßnahme zur Reduzierung des Leerlaufverbrauchs) / EU-Kommission oder Bundesregierung	I	Verpflichtendes Label in Anlehnung an die Kennzeichnung elektrischer Haushaltsgeräte	2008	-3	-5	-6	-6	-7
Fortführung und Verstärkung der dena-Initiativen zur Strom-einsparung (ggf. weitere Informationsprogramme) / Bundesregierung, dena, Wirtschaft	I		2008	Notwendige begleitende Maßnahme für übrige Maßnahme; in deren Wirkung implizit enthalten				
Ungewichtete Summe der Wirkungen der Einzelmaßnahmen				-6	-15	-22	-25	-28
Gewichtete Summe der Wirkungen der Einzelmaßnahmen (ohne Überlagerungseffekte)				-5	-10	-15	-16	-18

Quellen: Abschätzungen Fraunhofer ISI.

Abbildung 5-7 zeigt die Entwicklung des gesamten Stromverbrauchs privater Haushalte im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario und im Vergleich zum Ohne-Maßnahmen-Szenario und im Mit-Maßnahmen-Szenario. Auf den hier maßnahmenseitig betrachteten Stromverbrauch elektrischer Geräte entfällt davon knapp 60 %, der Rest entfällt auf den Energieverbrauch für das Kochen sowie auf die bei den Wohngebäuden betrachteten Stromanwendungen für Warmwasserbereitung, Hilfsenergie für den Betrieb von Öl-

und Gaskesseln und für die Klimatisierung und Lüftung. Gegenüber dem Mit-Maßnahmen-Szenario geht der Stromverbrauch im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario bis zum Jahr 2030 nochmals um rund 26 TWh zurück. Der größte Teil dieses Rückgangs, nämlich18 TWh, ist dabei auf die hier untersuchten zusätzlichen Maßnahmen zur Stromeinsparung elektrischer Geräte zurückzuführen.

Abbildung 5-7: Entwicklung des Stromverbrauchs privater Haushalte im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario (MWMS) im Vergleich zum OMS und MMS, 2000 – 2030



Quellen: Berechnungen Fraunhofer ISI und Öko-Institut.

5.1.4 Verkehrssektor

5.1.4.1 Vorbemerkungen

Im Bereich des Verkehrs werden für das MWMS zehn Maßnahmen auf ihre Wirkungen hin untersucht. Diese fokussieren sowohl technische Maßnahmen als auch – für diesen Sektor als Besonderheit – politische Instrumente in den folgenden Bereichen

- Maßnahme M6: Abschaffung der Entfernungspauschale ab 2010;
- Maßnahme M7: Fortsetzung und Verschärfung der durchschnittlichen Höchstverbrauchswerte für Neuwagen (als Selbstverpflichtung der Autoindustrie zur Verbrauchsabsenkung oder als ordnungsrechtliche Regulierung). Für 2012 wird ein Wert von 130 g CO_2/km und für 2030 ein Wert von 100 g CO_2/km als Durchschnittswert der neu zugelassenen PKW festgelegt;

- Maßnahme M8: Angleichung der Dieselmineralölsteuer and die Mineralölsteuer von Benzin;
- Maßnahme M9: Verdopplung der nominalen LKW-Nutzerkosten bis 2015;
- Maßnahme M10: Erhöhung des Anteils von Biokraftstoffen bis 2020 auf 12,5 % und bis 2030 auf 25 %;
- Maßnahme M11: Einsatz von Leichtlaufreifen und -ölen mit 100 % Marktdurchdringung bei Neuwagen bis 2010 und 100 % Marktdurchdringung des Alt-Fahrzeugbestandes bis 2020;
- Maßnahme M12: Einführung einer CO_2-emissionsbezogenen KFz-Steuer;
- Maßnahme M13: Erweiterung der LKW-Maut durch Ausdehnung auf das nachgeordnete Fernstraßennetz sowie auf LKW ab 3.5t zul. Gesamtgewicht;
- Bepreisung des Flugverkehrs durch zwei Maßnahmen:
    - Maßnahme M14: Einbeziehung des Flugverkehrs in den EU-ETS ab 2013. Die in Politikszenarien IV verwendeten Zertifikatspreise werden bis 2013 graduell eingepreist. Der Preispfad der CO_2-Zertifikate folgt der im Kapitel 3.5 dargelegten Entwicklung und wird entsprechend der spezifischen Verbräuche auf die Flugverkehrskosten umgelegt;
    - Maßnahme M15: Europaweite Einführung einer Kerosinsteuer von 302 €/1.000 l im Jahr 2013.

Auch für die Abschätzung der Wirkungen des Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenarios (MWMS) wird soweit möglich das ASTRA-Modell herangezogen. Dies betrifft die Maßnahmen M6 bis M10, die dadurch inklusive ihrer Rebound- oder Synergieeffekte erfasst werden: Abschaffung der Entfernungspauschale, Festsetzung von CO_2-Verbrauchsgrenzwerten, Anpassung der Diesel- an die Benzin-Mineralölsteuer, Verdopplung der nominalen LKW-Nutzerkosten und Erhöhung der Biokraftstoffquoten. Die übrigen fünf Maßnahmen werden anhand von Literaturangaben und Partialmodellen abgeschätzt. Die Abschätzungen mit Partialmodellen berücksichtigen Rebound- und Synergieeffekte der Maßnahmen nur wo dies ausdrücklich in der Maßnahmenbeschreibung erwähnt wird. Die folgenden Abschnitte beschreiben zuerst die Ergebnisse der Abschätzungen mit ASTRA, dann die Abschätzungen mittels Partialmodellen und abschließend werden die Ergebnisse des MWMS im Überblick dargestellt.

5.1.4.2 Abschaffung der Entfernungspauschale ab 2010

Diese Maßnahme geht von einer schlagartigen Abschaffung der Entfernungspauschale im Jahr 2010 aus.

5.1.4.2.1 Abschaffung der Entfernungspauschale in der Literatur

In einer Studie der GWS (2004) wird als Szenario die lineare Reduzierung der Entfernungspauschale von 2004 an bis zum Wegfall im Jahr 2015 angenommen. Die Reduzierung beginnt somit früher als in der hier betrachteten Maßnahme und ist schrittweise, die Pauschale fällt aber erst fünf Jahre später komplett weg.

Dem Szenario wird ein Wegfall der Begünstigungen in Höhe von insgesamt 5,5 Mrd. Euro zugrunde gelegt. (GWS zitiert Kloas, Kuhfeld 2003). Hierbei wurde ein durchschnittlicher Steuersatz von 19 % angenommen und weiterhin, dass nur 75 % der gefahrenen Kilometer tatsächlich anrechenbar sind.

Bei der Berechnung der Szenarien wurde unterschieden, wie die gewonnenen Steuereinnahmen genutzt werden. Im ersten Szenario wurde angenommen, dass sie zur Schuldentilgung eingesetzt werden, im zweiten Szenario zur Einkommenssteuersenkung.

Für das Szenario ergibt sich bereits kurzfristig ein Rückgang der gefahrenen (Auto)-Kilometer um -1,8 %. Dies ist auf einen gefühlten Preisaufschlag von 5,9 % auf einen Liter Treibstoff und einer angenommenen Elastizität der gefahrenen Kilometer bezüglich des Kraftstoffpreises (um Subventionierung bereinigt) von -0,31. Langfristig verstärkt sich dieser Effekt auf -2,6 % durch einen kontinuierlich sinkenden Durchschnittsverbrauch sowie durch langfristig sinkendes (verfügbares) Einkommen der Privathaushalte. Für Zug / ÖPNV ist die Entfernungspauschale nicht so bedeutend (80 % wird für Autofahrten gewährt) und somit ist der Rückgang in gefahrenen Kilometer deutlich geringer (unter 1 %).

Weiterhin werden ältere Autos weniger oft gefahren und evtl. verbrauchsarme (Zweit)Autos gekauft. Somit reduziert sich die Fahrleistung pro PKW laut GWS um -1,3 %.

Der reduzierte Ersatzbedarf für Fahrzeuge durch den Rückgang der gefahrenen Kilometer ist stärker als der sich theoretisch erhöhende Ersatzbedarf durch die reduzierte Fahrleistung pro PKW. Netto ergibt sich in der GSW-Studie ein Rückgang sowohl im erforderlichen Fahrzeugbestand (-1,4 %) als auch bei den Neuzulassungen (-2 %).

Ein langfristiger Effekt ist die Reduzierung der berufsbedingten Fahrten durch Verlagerung von Wohn- und Arbeitsort. Die Studie macht hierzu keine detaillierten Angaben. Im Vergleich zum Basisszenario wurde ein Rückgang der Siedlungsfläche um -0,1 % errechnet.

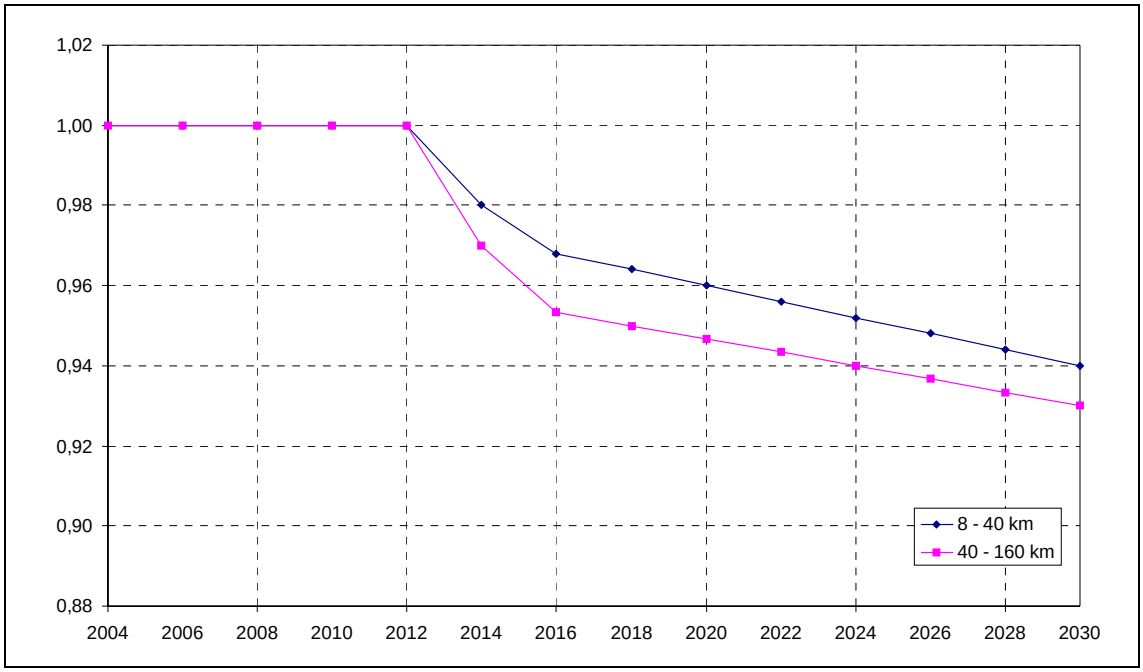
Insgesamt werden die CO_2-Emissionen im Vergleich zum Basisszenario um -0,3 % gesenkt.

Für das Szenario, dass die zusätzlichen Steuereinnahmen zur Einkommenssteuersenkung genutzt werden, sehen die Effekte bezüglich gefahrener Kilometer und Fahrleistung pro PKW ähnlich aus. Dies gilt auch für die CO_2-Emissionen (-0,2 %) und die Siedlungsfläche (-0,1 %).

5.1.4.2.2 Abschätzung der Maßnahme M6: Abschaffung der Entfernungspauschale im Jahr 2010

Die Abschaffung der Entfernungspauschale im Jahr 2010 wurde in ASTRA ähnlich modelliert wie die Kappung der Entfernungspauschale durch Beschränkung der steuerlichen Absetzbarkeit auf Entfernungen über 20 km in 2007 (siehe Maßnahme M1 Abschnitt 4.2.3.4). Das bedeutet, den entscheidenden Hebel stellen wieder die rund 2,5 Millionen Umzugsentscheidungen pro Jahr dar. Es wird angenommen, dass die Entscheidung eines kleinen Teils der Umziehenden durch die Abschaffung der Entfernungspauschale beeinflusst wird und dies zu entsprechenden Reduktionsfaktoren bei den Fahrtweiten führt. Neben den Pendel- und Berufsfahrten werden durch diesen Effekt auch die Einkaufs- und Ausbildungsfahrten verkürzt, da das Gros der Arbeitsplätze in Ballungszentren mit entsprechender Nahversorgung an Einkaufs- und Ausbildungsplätzen liegt. Die Reduktion wirkt sich hier aber nur auf Fahrten in den Entfernungsbändern 8-40 km und 40-160 km aus, da für Fahrten unterhalb 8km die Kappung der Entfernungspauschale (M1) bereits zum kompletten Wegfall der steuerlichen Absetzbarkeit geführt hat. Die Reduktionsfaktoren sind in Abbildung 5-8 dargestellt.

Abbildung 5-8 Reduktionsfaktoren der Fahrtweiten durch Abschaffung der Entfernungspauschale auch für Fahrtstrecken über 20km



Quelle: Fraunhofer ISI.

Da für diese Maßnahme für die Betroffenen die Kostenerhöhung wesentlich deutlicher ausfallen kann, da die Absetzbarkeit für längere Fahrstrecken entfällt, wurde der Wegfall der Entfernungspauschale in ASTRA auch als Kostenerhöhungen im Bereich der Pendel- und Berufsfahrten umgesetzt. Für den Bereich der Fahrten von 8-40 km wurden

+2 % Kostenerhöhung angesetzt und für den Bereich der Fahrten von 40-160 km wurden +5 % Kostenerhöhung angesetzt. Außerdem richtet sich das Umzugsverhalten stärker an den Verdichtungsräumen aus, wo Arbeitsplätze und Wohnorte näher beisammen liegen können und Alternativen zur PKW-Nutzung eher zur Verfügung stehen. Durch die drei Effekte, Verkürzung der Wege durch Umzug, Erhöhung der Pendelkosten und Tendenz zum Umzug in Verdichtungsräume ergibt sich ein Rückgang der Nachfrage nach PKW-Verkehr (in pkm) um knapp -2 % und ein Rückgang der Personenverkehrsnachfrage (in pkm) um -3 %. Der größere Effekt bei der Gesamtnachfrage entsteht, da durch Umzüge auch sonstige Nicht-PKW-Fahrten (z.B. Bus, Bahn) verkürzt werden. Die ausgelösten Einsparungen an Energie und CO_2-Emissionen sind in Tabelle 5-15 dargestellt und belaufen sich auf -35,6 PJ und -2,6 Mt CO_2 in 2030.

Tabelle 5-15 Reduktionswirkung der Maßnahme M6: Abschaffung der Entfernungspauschale

	pro Jahr in:	2010	2015	2020	2025	2030
Energieverbrauch	PJ	0,0	-24,2	-30,6	-33,7	-35,6
CO_2-Emission	Mio. t CO_2-Äqu.	0,0	-1,8	-2,2	-2,5	-2,6

Quellen: Berechnungen des Fraunhofer ISI mit ASTRA.

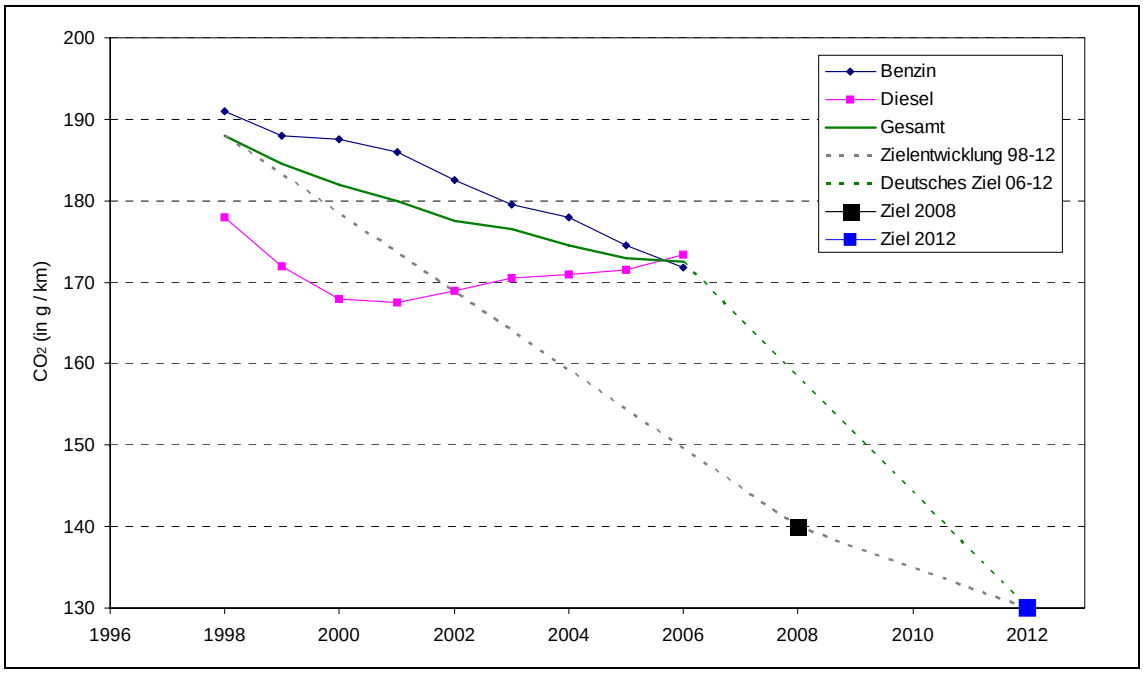
Die Wirkung dieser Maßnahme kann verstärkt werden durch andere Maßnahme die zu einer kompakteren Siedlungsstruktur führen würden, wie Verteuerung von Personenverkehr z.B. durch Einpreisung der externen Kosten wie bei der Ökologischen Steuerreform, oder andere bereits ergriffene Maßnahmen (wie Abschaffung der Eigenheimzulage) oder in der Diskussion befindliche Maßnahmen (wie Zertifikate für Flächennutzung und Beschränkung der weiteren Zersiedelung).

5.1.4.3 Festsetzung von CO_2-Emissionsgrenzwerten für Neuwagen: 2012: 130 g/km, 2030: 100 g/km

Diese Maßnahme setzt die in Abschnitt 4.2.3.5 beschriebene ACEA-Selbstverpflichtung fort. Sie wird durch Annahmen bezüglich der technologischen Entwicklung von CO_2-Emissionsfaktoren beschrieben, d.h. die durchschnittlichen CO_2-Emissionen der Neuwagenflotte in Deutschland in 2012 sollen 130 g/km betragen und in 2030 100 g/km. Es wird von dem Niveau der CO_2-Emissionen Ende 2006 ausgegangen und angenommen, dass die Zielwerte tatsächlich erreicht werden. Dies bedeutet für die Jahre 2007 bis 2012 eine jährliche Abnahme der spezifischen CO_2-Emissionen von rund 7 gCO_2/km. Abbildung 5-9 verdeutlicht, das hierfür ein deutlicher Trendbruch nötig wäre, um das Ziel in 2012 zu erreichen. Betrachtet man die Wirkung der ACEA-Selbstverpflichtung (siehe Abschnitt 4.2.3.5) wird ein solcher Trendbruch sicherlich nicht mit einer weite-

ren freiwilligen Maßnahme erreichbar sein, sondern nur durch entsprechende Regulierungen[61], die auch wirksame Sanktionsmöglichkeiten vorsehen.

Abbildung 5-9 Erforderliche Veränderung in der Entwicklung der CO_2-Emissionen von Neuwagen in Deutschland durch die Maßnahme M7



Quellen: Fraunhofer ISI, historische Emissionsdaten nach KBA (2006).

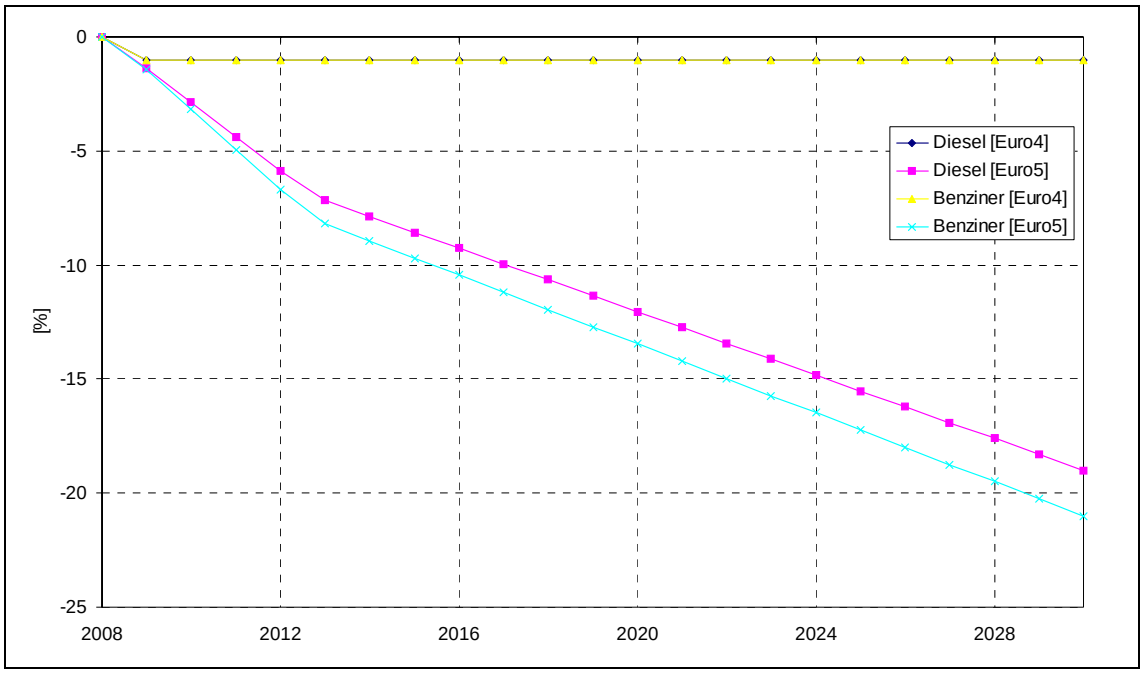
Da vor allem das Ziel für 2012 als ambitioniert eingeschätzt wird, muss von einem zusätzlichen Aufwand seitens der Autoindustrie ausgegangen werden, um das Ziel zu erreichen. Es konnte in europäischen Projekten gezeigt werden, dass häufig Maßnahmen, die auf das Verkehrssystem abzielen, auch signifikante Sekundäreffekte in anderen ökonomischen Sektoren und für die Gesamtwirtschaft induzieren (Schade 2005, Renes et al. 2004). Daher wurde der zusätzliche Aufwand in Form von Kostensteigerungen bei PKW und aus diesen Einnahmen finanzierten zusätzlichen Forschungs- und Entwicklungsinvestitionen sowie neuen Produktionsanlagen der Autoindustrie grob abgeschätzt und in ASTRA implementiert. Es wird mit einem Kostenanstieg der PKW bis 2015 um rund 10 % und bis 2030 um weitere 5 % gerechnet gegenüber dem MMS. Dadurch werden bis 2015 zusätzliche Investitionen von rund 30 Mrd. Euro ausgelöst.

Die Umsetzung der CO_2-Obergrenzen folgt analog den in der Maßnahme M2 (Abschnitt 4.2.3.5) beschriebenen Überlegungen und ist daher auf Basis einer Absenkung der E-

[61] Die Europäische Kommission hat bereits den Prozess gestartet, verpflichtende CO_2-Emissionsgrenzwerte für PKW in Europa einzuführen (Community Strategy to reduce CO_2 emissions from passenger cars and light-commercial vehicles, Communication from the Commission COM (2007) 19).

missionsfaktoren für verschiedene Technologien implementiert. In diesem Fall sind zu einem sehr geringen Umfang noch Euro-4 PKW und ansonsten Euro-5 PKW betroffen (Euro-6 ist noch nicht in ASTRA implementiert). Schreibt man den Trend von 1998 bis 2006 einer Reduktion von jährlich 1,9 g CO_2/km der deutschen Neuwagen fort bis 2012 lägen die CO_2-Emissionswerte fast 24 % über dem Zielwert von 130 g CO_2/km. D.h. diesen Beitrag müsste die Maßnahme CO_2-Emissions-Obergrenzen maximal leisten. Öffentliche Debatten (wie ausgelöst durch den 4. IPCC Report zum Klimawandel) oder sparsame Fahrzeuge von Wettbewerbern wie Toyota (Prius) oder Citroen (ganze Palette von 4l-Autos) schaffen sowohl Druck durch die öffentliche Meinung als auch Anreize durch die Marktnachfrage. Daher kann davon ausgegangen werden, dass die deutsche Autoindustrie auch ohne diese Maßnahme ihre Anstrengungen zur Verbrauchsreduktion intensivieren würde. Die zusätzliche Reduktion der CO_2-Emissionen durch die Maßnahme wurde somit nicht mit 24 % bis 2012 angenommen sondern nur mit 16 %. Diese werden messbar im Jahr 2022, wenn die Flotte nach Abschluss der ersten Phase im Jahr 2012 einmal umgeschlagen wurde (siehe Abbildung 5-10). Die weitere Reduktion lässt sich dann auf den Zielpfad bis 2030 mit dem Ziel 100 g CO_2/km zurückführen. In diesem Zeitabschnitt beeinflussen wechselseitige Effekte die Maßnahmewirkung. Zum einen ist der Zeitraum länger und damit die jährlich erforderliche Reduktion wesentlich geringer bzw. näher an der autonomen Entwicklung, zum anderen sind die einfacher zu hebenden Einsparpotentiale vermutlich bereits verwirklicht, so dass sich zusätzliche Potentiale dann eher durch einen Übergang zu anderen Antriebskonzepten wie Brennstoffzellen oder Batterien mit größerem Aufwand verwirklichen lassen.

Abbildung 5-10 Beitrag der CO_2-Emissions-Obergrenzen zur Verringerung der Verbrauchsfaktoren von PKW (Euro-4, Euro-5)



Quelle: Fraunhofer ISI.

Mit diesen Reduktionsfaktoren lassen sich die Einsparungen an Energie und CO_2 durch die Einführung von CO_2-Emissions-Obergrenzen berechnen. Mit einer Einsparung von jährlich 16 Mt CO_2 in 2030 (siehe Tabelle 5-16) gehört die Maßnahme neben der Kerosinsteuer, den ambitionierten Biokraftstoffquoten und den LKW-Kostenerhöhungen zu den effektivsten Maßnahmen. Hinzu kommt, dass die Maßnahme eher konservativ abgeschätzt wurde (z.B. im Vergleich zu den forcierten Biokraftstoffquoten) und das Wirkungspotential auch höher liegen könnte z.B. wenn die Annahmen bzgl. der autonomen Reaktion der deutschen Autoindustrie auf das geänderte Marktumfeld sich als zu optimistisch erweisen sollten.

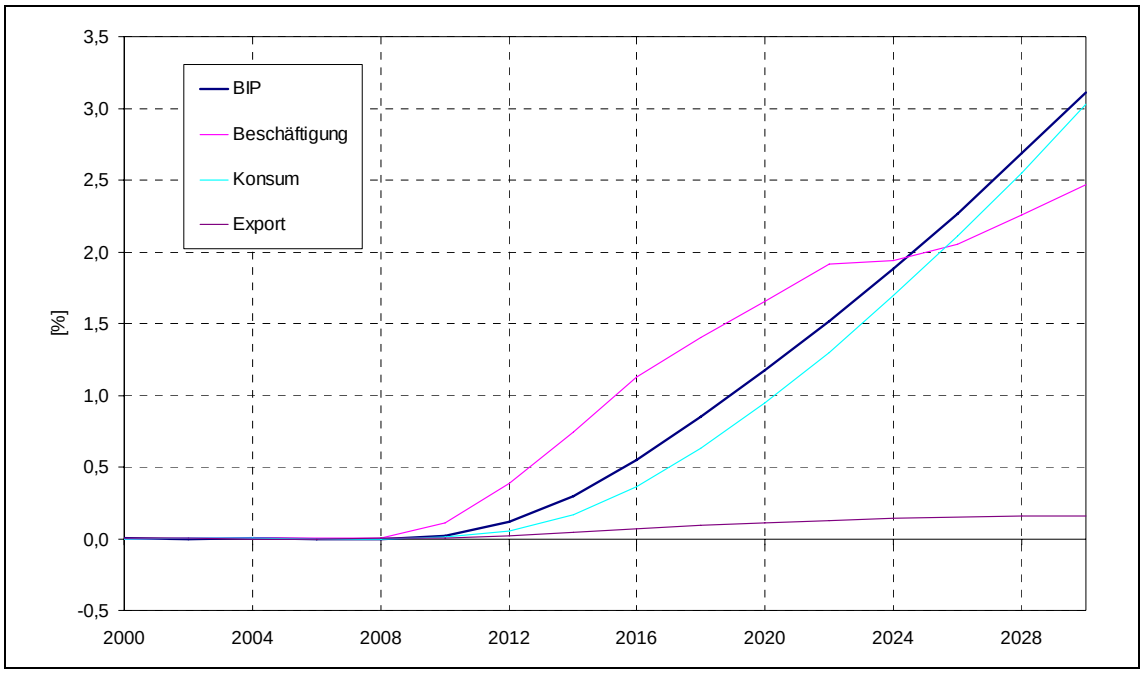
Tabelle 5-16 Reduktionswirkung der Maßnahme M7: Einführung von CO_2-Emissions-Obergrenzen für Neuwagen

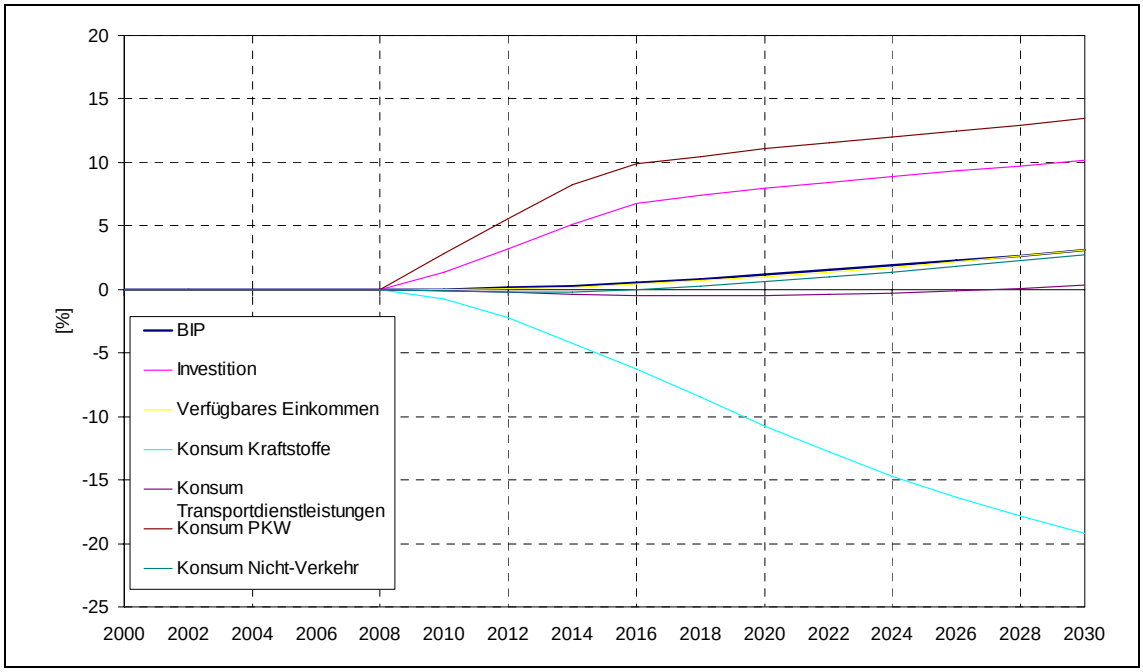
	pro Jahr in:	2010	2015	2020	2025	2030
Energieverbrauch	PJ	-12,1	-95,2	-154,4	-206,3	-230,1
CO_2-Emission	Mio. t CO_2-Äqu.	-0,8	-6,6	-10,7	-14,3	-16,0

Quellen: Berechnungen des Fraunhofer ISI mit ASTRA.

Es wurde bereits auf die Bedeutung hingewiesen, in einigen Fällen auch die Sekundäreffekte der Maßnahme zu betrachten. Für die Maßnahme M7 wurde diese Analyse durchgeführt, da die Maßnahmen kostenseitig und investitionsseitig signifikante Veränderungen erwarten lässt (wie oben beschrieben). Insgesamt ergibt sich ein positives Bild (siehe Abbildung 5-11). Die zusätzlichen Investition führen zu zusätzlichem Wachstum des Bruttoinlandsproduktes (+3 % gegenüber MMS bis 2030), welches die Ausgabensteigerungen der Haushalte beim PKW-Kauf kompensiert. Hinzu kommen deutliche Einsparungen bei Ausgaben für Kraftstoffe (bis zu -20 % in 2030) durch die sparsameren Fahrzeuge. Allerdings führen diese Einsparungen zu einem Wachstum der mit dem PKW erbrachten Personenverkehrsleistungen um knapp +1 % in 2030.

Abbildung 5-11 Abschätzung der Sekundäreffekte der Einführung von CO_2-Emissions-Obergrenzen (Maßnahme M7)





Quellen: Berechnungen des Fraunhofer ISI mit ASTRA.

5.1.4.4 Angleichung der Mineralölsteuer auf Diesel an die Benzinbesteuerung für PKW

Seit 1.1.2003 belaufen sich die Mineralölsteuersätze für schwefelfreie Kraftstoffe bei Benzin auf 65,4 ct/l und bei Diesel auf 47 ct/l. Damit liegt der Steuersatz auf Diesel um 18,4 ct/l niedriger als auf Benzin. Die steuerliche Bevorzugung von Diesel wurde eingeführt, da Ende der 1980er Jahre zu Beginn der starken Spreizung der Diesel- und Benzinbesteuerung der Großteil des verbrauchten Dieselkraftstoffes auf den gewerblichen Güterverkehr mit LKW entfiel. Dieser sollte durch die Mineralölsteuererhöhung nur geringfügig belastet werden. Zum Ausgleich wurde für die wenigen Diesel-PKW die KFz-Steuer höher als für Benziner festgelegt.

Seit den 1990er Jahren ist aber ein starker Wachstumstrend bei den Neuzulassungen der Diesel-PKW in Deutschland zu beobachten, die in 2004 einen Marktanteil von 44 % erreichten (Februar 2007: 48,7 % Marktanteil). Dadurch scheint aus mehreren Gründen die geringere Mineralölbesteuerung von Diesel in Frage gestellt. Zum Einen war der geringere Steuersatz zur Entlastungen des LKW-Verkehrs konzipiert und nicht für den PKW-Verkehr. Zum Anderen könnte die KFz-Steuer in Richtung einer CO_2-Emissionssteuer umgewandelt werden (siehe Maßnahme M12, Abschnitt 5.1.4.8) oder ganz abgeschafft und auf die Mineralölsteuer umgelegt werden. In beiden Fällen sollte es zu einer Angleichung der Steuersätze für Benzin und Diesel kommen.

Die Maßnahme M8 testet diese Angleichung von Diesel- und Benzinsteuersätzen durch Anhebung des Dieselsteuersatzes auf das Steuerniveau von Benzin, so dass die Preise der Kraftstoffe sich über einen Zeitraum von 2010 bis 2015 annähern und in 2015 unter Berücksichtigung der Mehrwertsteuer der Dieselpreis um rund 21 ct/l höher liegt als im MMS. Die Steuer wird so gestaltet, dass sie nur auf den PKW- und Lieferwagenbereich anfällt. Dies ist im Modell einfach realisierbar, setzt aber in der Praxis an den Tankstellen die Fähigkeit zur Verwaltung und Abrechnung unterschiedlicher Dieselsteuersätze für diese Fahrzeuggruppe und den LKW-Verkehr voraus.

Die Reaktionen im ASTRA-Modell laufen ähnlich wie bei der Einführung der Ökologischen Steuerreform (Maßnahme M3, Abschnitt 4.2.3.6) beschrieben, allerdings im Bereich des Modal-shift doch wesentlich verhaltener, da die Kostenerhöhung für die Nutzer von Dieselfahrzeugen zwar mit +18 % deutlicher ausfallen, diese aber nur rund 22 % der PKW-Flotte ausmachen und ein großer Teil der Diesel-PKW als Geschäftswagen genutzt wird, d.h. einer Vollkostenrechnung unterliegt bei der die Kraftstoffpreise nur einen Anteil von rund 20 % an den Verkehrskosten haben. Damit verringert sich die Personenverkehrsleistung im MIV um rund -0,1 % und erhöht sich bei der Bahn um +0,2 % bzw. beim Bus um +0,5 %. Der Effekt der Maßnahme M8, Anpassung der Dieselmineralölsteuer an Benzin, entstammt vor allem der Reaktion beim PKW-Kauf, wo der Anteil Diesel-PKW auf 25 % des Wertes in MMS einbricht. Dies führt bis 2030 zu einer Reduktion der Diesel-PKW im Bestand um -60 % verglichen mit MMS, welches vor allem auf PKW mit Hubraum größer als 2,0l entfällt, und einem Anstieg der Benzin-Pkws um +10 %, welcher sich auf PKW mit 1,4-2,0 l und größer als 2,0 l Hubraum verteilt. Da auch ein Übergang zu kleineren Benzin-Pkws stattfindet und der Verbrauch

der verkauften Diesel-PKW sich den Benzinern angleicht bzw. diese sogar übersteigt (siehe Abbildung 4-20) wird eine Energieeinsparung realisiert. Diese beläuft sich in 2030 auf -31,7 PJ und es werden -2,7 Mt CO_2 eingespart.

Tabelle 5-17 Reduktionswirkung der Maßnahme M8: Angleichung der Mineralölsteuer auf Diesel an die Benzinbesteuerung für PKW

	pro Jahr in:	2010	2015	2020	2025	2030
Energieverbrauch	PJ	0,0	-10,2	-21,5	-29,8	-31,7
CO_2-Emission	Mio. t CO_2-Äqu.	0,0	-0,9	-1,9	-2,6	-2,7

Quellen: Berechnungen des Fraunhofer ISI mit ASTRA.

Bei dieser Maßnahme stellt sich die Frage einer Überzeichnung der Kaufreaktion der bisherigen Käufer von Diesel-PKW im MMS. Das ASTRA-Modell reagiert hier sehr sensitiv, da die Preisdifferenz zwischen Benzin und Diesel neben der KFZ-Steuerdifferenz den wesentlichen Einflussfaktor für die Kaufentscheidung im Modell darstellt. Geht man von einer gleichzeitigen Anpassung der KFZ-Steuer aus, so dass hier der Diesel-PKW entlastet wird, dürften die Einsparungen deutlich verringert werden.

5.1.4.5 Verdopplung der nominalen LKW-Nutzerkosten bis 2015

Wie bei der Einführung der LKW-Maut (Maßnahme M4, Abschnitt 4.2.3.7.2) bereits beschrieben, setzt sich die Kostenstruktur der LKW-Transportkosten aus drei Komponenten zusammen. Zur Simulation der Maßnahme M9 werden die sonstigen fixen und variablen Kosten über einen Zeitraum von 2006 bis 2015 angehoben, während die Kraftstoffkosten und die Straßenbenutzungsgebühren auf dem Niveau des MMS verharren. Der Kostenanstieg betrifft LKW mit zulässigem Gesamtgewicht über 3,5 t und wirkt sich aufgrund des unterschiedlichen Anteiles dieser LKW in den verschiedenen Entfernungsbändern unterschiedlich stark aus. Außerdem wird der nominale Anstieg in reale Preise umgerechnet, da ASTRA auf einer realen Preisbasis arbeitet. Das bedeutet in realen Preisen einen Anstieg der Kosten pro tkm bis 2015 von etwas über +60 % für Transportweiten über 700 km, von rund +40 % für Transportweiten von 150 bis 700 km und von knapp +10 % für Transportweiten von 50 bis 150km. Im Durchschnitt der auf der Straße beförderten Güter ergibt sich ein Kostenanstieg von fast +30 %, während sich die Durchschnittskosten der Güterbeförderung für Massengüter um +3 % und für Stückgüter um mehr als +6 % erhöhen. Die Kosten für containerisierbare Güter bleiben nahezu unverändert gegenüber dem MMS.

Daran, dass die doch deutlichen Kostenerhöhung bei den schweren LKW nur in geringem Umfang auf die Gesamtkosten der Güterbeförderung durchschlagen, sieht man bereits, dass sich das Verkehrssystem strukturell signifikant verändert. D.h. im Einzelnen das die Verkehrsleistung auf der Straße um -25 % abnimmt, während sie für Schiene und Binnenschiff zusammen um bis zu +26 % zunimmt und auch die Küstenschifffahrt mit +16 % deutlich zulegt, da diese besonders von den hohen Kostensteigerungen

im langlaufenden Güterverkehr mit LKWs profitiert. Auf der anderen Seite eröffnet der Rückgang des LKW-Verkehrs freie Kapazitäten für den MIV, der um rund +1 % wächst bis 2030.

In der Gesamtbilanz der verschiedenen Veränderungen im Verkehrssystem ergibt sich eine deutliche Energieeinsparung von -137,3 PJ für Deutschland und eine Einsparung von -9,9 Mt CO_2 in 2030 (siehe Tabelle 5-18).

Tabelle 5-18 Reduktionswirkung der Maßnahme M9: Verdopplung der nominalen LKW-Nutzerkosten bis 2015

	pro Jahr in:	2010	2015	2020	2025	2030
Energieverbrauch	PJ	-33,0	-91,0	-108,9	-122,0	-137,3
CO_2-Emission	Mio. t CO_2-Äqu.	-2,3	-6,5	-7,8	-8,8	-9,9

Quellen: Berechnungen des Fraunhofer ISI mit ASTRA.

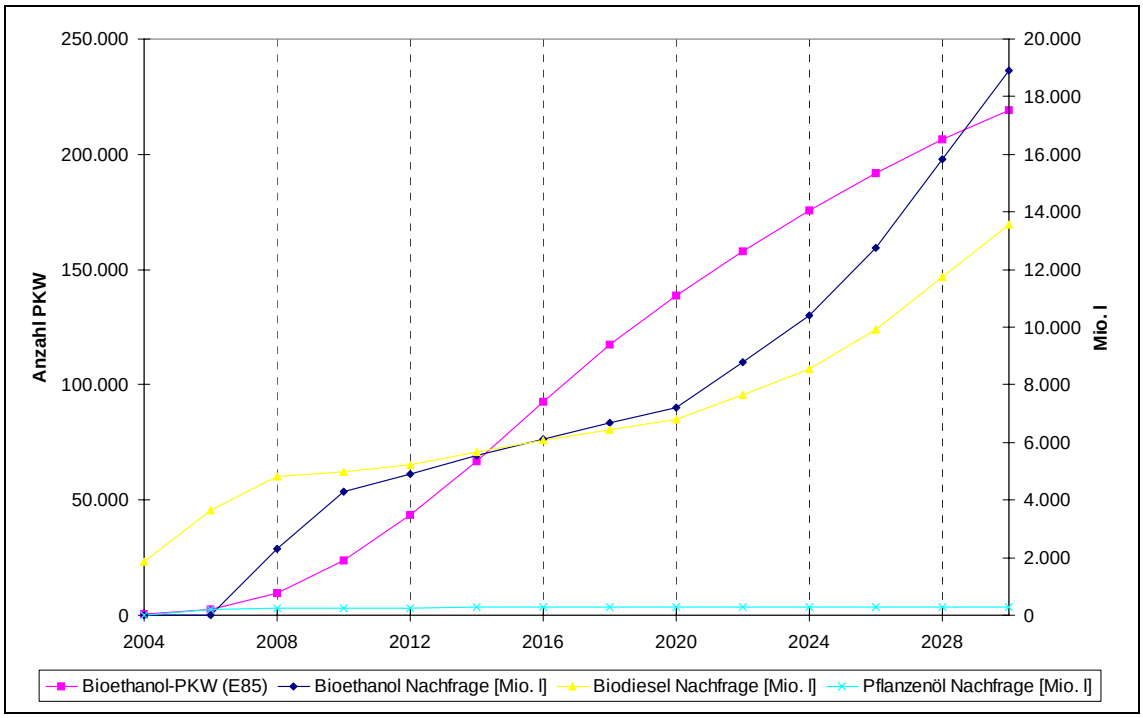
Auch diese Maßnahme erzeugt weitere CO_2-Einsparungen in den übrigen Ländern Europas durch Verlagerung von Quell-, Ziel- und Transitverkehr der Deutschland betreffen würde. Diese belaufen sich auf mehr als -2,5 Mt CO_2 pro Jahr in der Dekade ab 2020.

5.1.4.6 Forcierte Erhöhung des Biokraftstoffanteiles

Die Erhöhung des Biokraftstoffanteiles bezieht sich auf den bei Maßnahme M5 in Abschnitt 4.2.3.8 beschriebenen Verlauf der Markteinführung von Biokraftstoffen, der ab 2015 ungefähr bei einem Anteil von 8 % Biokraftstoffen am Gesamtkraftstoffmarkt stagniert. In dieser Maßnahme M10 wird der Anteil sukzessive weiter erhöht und erreicht bis 2020 rund 12,5 % und bis 2030 rund 25 % des Gesamtmarktes an Kraftstoffen gemessen in Energieeinheiten. Damit ergibt sich der in Abbildung 5-12 beschriebene volumenmäßige Verlauf. Hierbei steigt vor allem die Menge des beigemischten Bioethanols, Biodiesels und zunehmend auch BTL-Kraftstoffes ab 2015 deutlich an, während für die reinen Biokraftstoffe (Biodiesel, Pflanzenöl) eine Stagnation bzw. Rückgang beobachtet wird und die Nutzung von reinem Bioethanol (E85) gemäßigt zulegt.

Hierbei wird von der kostenmäßigen Wettbewerbsfähigkeit der Biokraftstoffe mit fossilen Kraftstoffen ausgegangen, so dass der Einsatz von Biokraftstoffen keinen Einfluss auf die Ziel- und Modalwahl der Verkehrsteilnehmer ausübt. Gleichfalls wird ein ausreichendes Potential zur Erzeugung der Biomasse in Deutschland unterstellt, das in geringem Umfang durch Importe von Biomasse oder fertigen Biokraftstoffen ergänzt wird.

Abbildung 5-12 Entwicklung der Bioethanol-PKW-Flotte und der Biokraftstoffnachfrage bei forcierter Einführung von Biokraftstoffen



Quellen: ASTRA-Berechnungen.

Mit den Angaben in Abschnitt 4.2.3.8 zum Energiegehalt und zu den CO_2-Emissionen der Biokraftstoffe im Vergleich zu fossilen Kraftstoffen belaufen sich die Einsparungen an CO_2 auf 2,8 Mt für 2020 und auf 14.4 Mt für 2030 (Tabelle 5-19), da die zusätzliche Nachfrage nach Biokraftstoffen sich erst nach 2020 deutlich auswirkt und auch erst dann in großem Umfang durch Biokraftstoffe der zweiten Generation (BTL) befriedigt werden kann.

Tabelle 5-19 Reduktionswirkung der Maßnahme M10: forcierte Einführung der Biokraftstoffe mit bis zu 25 % Anteil am Gesamtmarkt in 2030

	pro Jahr in:	2010	2015	2020	2025	2030
Energieverbrauch	PJ	0,0	-0,5	-1,1	-2,8	-5,0
CO_2-Emission	Mio. t CO_2-Äqu.	0,0	-1,6	-2,8	-7,0	-14,4

Quellen: ASTRA-Berechnungen.

Hinsichtlich der Vergleichbarkeit mit den übrigen Ergebnissen gilt hier wieder die Einschränkung, dass die CO_2-Einsparungen aus einer sektoralen Sicht dargestellt sind, während die integrierte Betrachtung unter Berücksichtigung der verschiedenen Herstellungspfade von Biokraftstoffen und deren spezifischen CO_2-Emissionen durch das IKARUS-Modell geleistet wird.

5.1.4.7 Flächendeckender Einsatz von Leichtlaufölen und -rädern

5.1.4.7.1 Vorbemerkung

Der flächendeckende Einsatz von Leichtlaufreifen und Leichtlaufölen stellt ein großes Potential zur CO_2-Minderung dar, wie in verschiedenen Studien (z.B. UBA 2003) festgestellt wurde. Insbesondere aufgrund ihrer Kosteneffektivität (Kolke 2004) sind diese Instrumente zu empfehlen.

5.1.4.7.2 Einsparpotential von Leichtlaufölen und -rädern in der Literatur

Leichtlauföle werden im Vergleich zu den aus Mineralölen hergestellten herkömmlichen Motorölen zumindest teilweise synthetisch hergestellt. Sie zeichnen sich dadurch aus, dass sie die inneren Widerstände des Motors erheblich herabsenken, sowie eine längere Haltbarkeit besitzen. Leichtlauföle müssen sowohl bei sehr niedrigen Temperaturen (z.B. Autostart im Winter) als auch bei sehr hohen Temperaturen gut funktionieren. Durch den Einsatz von qualitativ hochwertigen Leichtlaufölen könnte der Kraftstoffverbrauch um 2 bis 5 Prozent gesenkt werden (EC 2006).

Laut Umweltbundesamt (UBA 2003) betrug die Marktdurchdringung der besonders wirksamen Leichtlauföle (SAE-Viskositätsklassen 0W30 und 5W30) im Jahr 2001 nur 10 Prozent. Die deutsche Automobilindustrie gibt hingegen an (VDA 2002), dass im Jahr 2002 98 Prozent der PKW zu Beginn mit Leichtlaufölen befüllt werden. Dieser enorme Unterschied ist darauf zurückzuführen, dass der Begriff Leichtlauföl zu diesem Zeitpunkt noch nicht genau definiert war. Mittlerweile ist laut (TNO 2006) eine Reduktion des Treibstoffverbrauchs im Vergleich zu einem Standardöl von mindestens 2,5 % nötig, um die Bezeichnung Leichtlauföl benutzen zu können. Die in der UBA-Studie zitierten Öle der SAE-Viskositätsklasse 5W30 werden mittlerweile breit eingesetzt, noch effizientere Öle mit den Klassen 5W20 und 0W20 sind neu auf den Markt gekommen und werden bisher nur von einigen wenigen Herstellern eingesetzt (TNO 2006).

Im Vergleich sind Leichtlauföle zwar teurer, die Mehrkosten können aber durch den verringerten Kraftstoffverbrauch, längere Ölwechselintervalle und geringeren Verschleiß des Motors amortisiert werden.

Da die inneren Widerstände des Motors direkt proportional mit der Drehzahl zusammenhängen, kann bei sehr hohen Drehzahlen ein Reibungsverlust von bis zu 15 Prozent auftreten (TNO 2006). In diesen Drehzahlbereichen wäre die Einsparung an Kraftstoff durch Leichtlauföle am oberen Rand des Potentials. Ein großer Teil des Einsparpotentials könnte aber auch durch Kraftstoff sparendes, niedertouriges Fahren realisiert werden.

Leichtlaufreifen zeichnen sich durch geringere Rollwiderstände aus, die Geräuschentwicklung und Kraftstoffverbrauch reduzieren. Der Rollwiderstand wird durch die Verformung des Reifens und des Untergrunds verursacht und äußert sich in einem Energie-

verlust in Form von Wärme. Neben den Reifen (das gewählte Material ist ausschlaggebend) sind auch Fahrzeuggewicht, Reifendruck, Straßenbelag, Wetterbedingungen und Fahrgeschwindigkeit wichtige Faktoren, die den Rollwiderstand beeinflussen. Die Nasshaftung und das Bremsverhalten soll jedoch nicht beeinträchtigt werden.

Laut Umweltbundesamt (UBA 2003) gibt es ein sehr breites Angebot an Leichtlaufreifen, die (wenn überhaupt) nur geringfügig teurer sind als herkömmliche Reifen. In einer europäischen Studie (TNO 2006) wird hingegen von 42 Euro Mehrkosten pro Reifen-Set ausgegangen. Laut der deutschen Automobilindustrie (VDA 2002) betrug der Ausstattungsgrad von Neuwagen mit Leichtlaufrädern 2002 bereits 95 Prozent[62]. Größeres Potential liegt beim Ersatz herkömmlicher Reifen von älteren Fahrzeugmodellen. Die mögliche Reduzierung des Kraftstoffverbrauchs beträgt bei PKW bis zu 5 Prozent. Bei niedrigen Geschwindigkeiten (unter 70 km/h) ist das Potential laut (TNO 2006) besonders groß, da hier der Rollwiderstand im Vergleich zum Luftwiderstand der dominierende Faktor ist. Im LKW-Güterverkehr können unter günstigen Umständen bis zu 12 Prozent reduziert werden. Es muss jedoch berücksichtigt werden, dass auch bei herkömmlichen Reifen technische Verbesserungen erzielt werden.

Neben Leichtlaufreifen kann auch ein optimierter Reifendruck den Rollwiderstand deutlich reduzieren. Laut einer Studie der Europäischen Kommission (EC 2006) liegen etwa die Hälfte aller Räder 20-30 Prozent unter dem optimalen Druck, was zu einem erhöhten Kraftstoffverbrauch von 2-4 Prozent führt. Außerdem nutzen sich die Reifen schneller ab (laut TNO (2006) bis zu 45 Prozent) und die Unfallgefahr steigt. Ein automatisches Monitoring System, wie es in den USA (hauptsächlich aus Sicherheitsgründen) verbreitet ist, könnte hier einen positiven Beitrag leisten.

Laut DLR/ifeu (2006) werden Leichtlaufreifen vorwiegend für explizite Verbrauchssparmodelle eingesetzt. Aus Sicht der Industrie und des PKW-Marketing stellen Fahrverhalten bzw. Design für die Wahl der Rad-Reifenkombination beim Angebot von Neuwagen generell wichtigere Aspekte dar.

5.1.4.7.3 Abschätzung der Maßnahmen zum flächendeckender Einsatz von Leichtlaufölen und -rädern bis 2020

Für diese Maßnahme wurde kein explizites Instrument definiert, um sie einzuführen. Denkbar wäre ein Regulierungsansatz z.B. durch eine Vorschrift der Mindest-Viskosität von Ölen im Bereich von Leichtlaufölen (d.h. 5W20 und besser).

Bei der Abschätzung der Potentiale dieser Maßnahme wird davon ausgegangen, dass die technisch maximale Einsparung an Energieverbrauch sowohl für Leichtlauföle als auch -reifen jeweils -5 % beträgt. Dies liegt am oberen Rand der im vorigen Abschnitt zitierten Studien. Es wird angenommen, dass sich diese Einsparung für PKW und LKW

[62] Schätzungen des KBA gehen hier von einem deutlichen niedrigeren Wert von unter 10% aus (persönliche Mitteilung).

unabhängig von ihrer Antriebsart ergibt, d.h. z.B. bei PKW für diesel-, benzin-, CNG-, bioethanol- oder wasserstoffbetriebene (etc.) Fahrzeuge.

Es wird davon ausgegangen, das 2005 eine Marktdurchdringung von 20 % vorliegt und im MMS-Szenario bis 2020 40 % erreicht werden und anschließend Stagnation bei der weiteren Marktdurchdringung eintritt. Für das MWMS-Szenario wird in 2020 eine 100 %ige Durchdringung erreicht, d.h. dass auch der Altbestand (bis auf marginale Anteile an Oldtimern) mit Leichtlaufölen und -reifen ausgestattet ist. Damit werden die folgenden Einsparpotentiale im MWMS verglichen mit MMS erreicht (Tabelle 5-20).

Tabelle 5-20 Realisierte Einsparpotentiale in der Maßnahme M11 im Zeitverlauf

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
[%] Einsparung gegen MMS	0	0	2	4	6	6	6

Quelle: Fraunhofer ISI.

Mit diesen Reduktionswerten und den Energieverbrauchsangaben im MMS (Tabelle 4-20) ergeben sich die in Tabelle 5-21 dargestellten Einsparungen.

Tabelle 5-21 Reduktionswirkung der Maßnahme M11: Flächendeckender Einsatz von Leichtlaufölen und -rädern bis 2020

	pro Jahr in:	2010	2015	2020	2025	2030
Energieverbrauch	PJ	-42,2	-79,1	-114,2	-115,8	-118,9
CO_2-Emission	Mio. t CO_2-Äqu.	-2,9	-5,4	-7,7	-7,5	-7,3

Quellen: Fraunhofer ISI-Berechnungen.

Insgesamt dürften diese Abschätzungen der Reduktionswirkung eher am oberen Rand der Möglichkeiten liegen, da für das Gesamtpotential die optimistischsten Schätzungen aus der Literatur verwendet wurden und die Marktdurchdringung im MMS eher pessimistisch eingeschätzt wurde. Zweitens dürfte diese Maßnahme in starker Wechselwirkung mit der Setzung von CO_2-Emissionsobergrenzen (M7) stehen, da für letztere die Nutzung von Leichtlaufölen und -reifen ein günstig erschließbares Potential für Einsparungen darstellt. In diesem Fall dürfte ab ca. 2020, wenn fast alle Fahrzeuge aus dem Altbestand von vor 2008 außer Dienst gestellt sind, die Maßnahme M11 keinen eigenen Einsparbeitrag mehr leisten.

Allerdings dürfte es auch unwahrscheinlich sein, dass ohne Maßnahme bei Leichtlaufreifen jemals eine Marktdurchdringung von 100 % erreicht wird, da, wie oben beschrieben, Design und Reifenbreite wirksamere Kaufkriterien für Reifen in hochmotorisierten Marktsegmenten sind als die Eigenschaften, die den Energieverbrauch beeinflussen.

5.1.4.8 Einführung der CO_2-emissionsabhängigen KFZ-Steuer

5.1.4.8.1 Vorbemerkung

Die Einführung der CO_2-emissionsabhängigen KFZ-Steuer wird ab dem Jahr 2007 angenommen und erreicht die volle Umsetzung im Jahr 2010.

5.1.4.8.2 Einführung der CO_2-emissionsabhängigen KFZ-Steuer in der Literatur

In dieser Maßnahme wird die Umstellung der Bemessungsgrundlage der Kfz-Steuer auf spezifische CO_2-Emissionen betrachtet. Die bisherige Hubraum-abhängige Berechnung wird gänzlich ersetzt.

Diese Art von Kfz-Steuer liefert einen Anreiz für den Kauf Kraftstoff sparender PKW. Weiterhin führt sie zu einem schnelleren Austausch von älteren Autos durch neuere, sparsamere Modelle.

Eine Studie durchgeführt von COWI im Auftrag der Europäischen Kommission (COWI 2002) befasst sich mit fiskal-politischen Maßnahmen zur Reduzierung der CO_2-Emissionen von neu zugelassenen PKW. Die Studie macht deutlich, dass es dringend notwendig sei, ein Steuersystem, das direkten oder indirekten Bezug zu spezifischen CO_2-Emissionen hat, anzuwenden, um diese deutlich zu senken. Der Grad der Differenzierung könne einen solchen Effekt noch verstärken. Als effektivstes Mittel wird der Ersatz von existierenden Steuern durch eine Steuer bezeichnet, deren einzige Bemessungsgrundlage die spezifischen CO_2-Emissionen sind und die stark genug ausdifferenziert ist, um Verhalten in Richtung CO_2-sparender Konsummuster zu lenken.

Als Referenzszenario wird in der COWI-Studie angenommen, dass das Ziel von 140 g CO_2 pro km bis zum Jahr 2008 durch die Selbstverpflichtung der Automobilindustrie erreicht wird. Weiterhin wird angenommen, dass die Situation in Bezug auf andere Aspekte (Kaufverhalten verschiedener Einkommens- und Haushaltsgruppen, Steuersysteme, Makro-Ökonomie, Einkommensverteilung und -Level, Entwicklung des Kraftstoffpreises und soziale Strukturen) sich im Vergleich zu 1999/2000 nicht stark verändert. Das verwendete Modell soll also nicht prognostizieren, sondern beschreiben, wie sich die Nachfrage nach neuen PKW und die daraus resultierenden durchschnittlichen spezifischen CO_2-Emissionen ändern würden, wenn das Steuersystem umgestellt würde und alles andere gleich bliebe. Es werden nur die spezifischen Emissionen der Neuwagen und somit die Zusammensetzung der Flotte betrachtet, nicht die Emissionen im Ganzen.

Das verwendete Model ist drei Randbedingungen unterworfen: unverändertes Steueraufkommen, gleichbleibender Anteil der Dieselfahrzeuge (für Deutschland 21,2 %), kein "downsizing" (d.h. die Nachfragestruktur in Bezug auf die Größe der Autos ändert sich nicht). Weiterhin wurden die Änderungen nur in Bezug auf Privatfahrzeuge vorgenommen. Das Steuersystem für die Firmenwagen (im Schnitt 8-10 % größer als Privatfahrzeuge) bleibt gleich.

Für Deutschland wurde im Vergleich zum Referenzszenario bei einer Einführung der emissionsbezogenen Kfz-Steuer im Jahr 2000 eine Reduzierung der spezifischen CO_2-Emissionen von Neuwagen bis zum Jahr 2008 von -5,5 % für Benziner und -3,4 % für Diesel-PKW errechnet. Dies führt zu einer Gesamtreduzierung von -5 %. Bei einer Verdopplung des Dieselanteils an der Gesamtflotte (unter Beibehaltung der Größenstruktur)

würde die Reduzierung bei -6,6 % liegen, bei einer Erhöhung auf 50 % Diesel-PKW sogar bei -7,2 %. Es muss jedoch berücksichtigt werden, dass durch eine solche Erhöhung andere Schadstoffe (NO_x, Partikel) vermehrt ausgestoßen werden.

Eine Studie zur Wirkung umweltpolitischer Maßnahmen im Verkehrssektor in Deutschland (GWS 2004), die das Modell Panta-Rhei benutzt, untersucht die Auswirkung der Umgestaltung der Kfz-Steuer ab 2005 im Vergleich zum Baseline-Szenario. Als Bemessungsgrundlage dienen die spezifischen CO_2-Emissionen. Die Höhe der jeweiligen Steuersätze richtet sich nach einer Empfehlung des Umweltbundesamts. Die COWI-Studie ging für Deutschland von einer Anhebung der jährlichen Steuer von durchschnittlich 88 auf 232 Euro (Benziner) bzw. 282 auf 369 Euro (Diesel) aus. Verglichen mit den Werten des Umweltbundesamt entspräche dies einem durchschnittlichen Ausstoß von 230 g CO_2 pro km (Benziner) bzw. 200g CO_2 pro km (Diesel).

Für die Wirkung auf die spezifischen Emissionen der Neuzulassungen werden in der GWS-Studie die Ergebnisse der COWI-Studie benutzt (Diesel: -3,4 %, Benzin: -5,5 %). Es werden im Gegensatz zur COWI-Studie sowohl für das Referenzszenario als auch für die Simulation dynamische Aspekte berücksichtigt. So geht zum Beispiel wegen des sinkenden Verbrauchs von Neuzulassungen das Aufkommen der neu bemessenen Kfz-Steuer zurück. Dieser Effekt wird durch Anhebungen der Steuersätze in den Jahren 2011 und 2016 ausgeglichen, so dass das Steueraufkommen der Simulation vom Referenzszenario nicht abweicht. Insbesondere langfristig wirken sich die gesunkenen Emissionen der Neuzulassungen sehr positiv aus. Die berechneten Gesamteinsparungen im Vergleich zum Referenzszenario nehmen kontinuierlich zu und belaufen sich im Jahr 2020 auf ca. 2,7 Mio. t.

Würden neben den PKW auch die Firmenwagen mit einer auf spezifischen CO_2-Emissionen basierenden Kfz-Steuer belastet (wurde in COWI-Studie nicht angenommen), so könnten die Verminderungen etwas höher ausfallen.

Für LKW ist das Potential laut Umweltbundesamt (UBA 2003) bereits weitgehend ausgeschöpft, da dies zur Niedrighaltung der Betriebskosten zwingend notwendig ist. In der zitierten UBA-Studie wird das Minderungspotential einer neu bemessenen Kfz-Steuer, die im Jahr 2006 eingeführt worden wäre, auf 6,5 Millionen Tonnen bis zum Jahr 2013 geschätzt. Dieser Wert liegt deutlich über dem der GWS-Studie, was daran liegen könnte, dass eventuell rückläufige Effekte nicht mit berücksichtigt wurden.

5.1.4.8.3 Abschätzung zur Einführung der CO_2-emissionsabhängigen KFZ-Steuer

Die Abschätzung der Einführung einer CO_2-emissionsabhängigen KFZ-Steuer erfolgt mit einem Partialmodell, da in ASTRA die KFZ-Steuer zwar einen Einfluss auf die Kaufentscheidung zwischen verschiedenen Antriebsarten (Benzin, Diesel, etc.) ausübt, aber nicht auf die Entscheidung bzgl. des Kaufs größerer oder kleinerer und damit sparsamerer Fahrzeuge. Das hätte eine Modellerweiterung bedeutet.

Das Partialmodell basiert auf den Ergebnissen der COWI-Studie (COWI 2002). Insbesondere werden die dort gefundenen Reduktionspotentiale für CO_2-Emissionen von -5,5 % für Benziner und -3,4 % für Diesel bei Einführung der CO_2-emissionsabhängigen KFZ-Steuer für die Abschätzung genutzt. Es wird davon ausgegangen, dass die Wirkung sich auf die gesamte deutsche Flotte erstreckt, d.h. inklusive Firmenwagen. Die COWI-Studie hatte die Firmenwagen ausgeschlossen. Diese Abweichung von den COWI-Annahmen dürfte das Ergebnis allenfalls marginal ändern, da die Ausgaben für Firmenwagen von den Unternehmen von ihrer Steuerlast absetzbar sind und es sich somit um ein Null-Summenspiel handelt falls für die Unternehmen höhere Kfz-Steuern anfallen würden, da diese dann ihre übrige Steuerlast senken würden (Ausnahme z.B. Unternehmen die keine sonstigen Unternehmens-Steuern abführen).

Die Abschätzung der Wirkung erfolgt auf der Basis des Endenergieverbrauchs im MMS, der in Tabelle 4-20 dargestellt wurde. Dabei wirkt sich die Reduktion der Energienachfrage nur auf Benzin, Diesel und Biodiesel aus, da für die übrigen Antriebsarten (z.B. CNG, Bioethanol, Wasserstoff) keine Veränderung bei der KFZ-Steuer angenommen wird, da diese entweder gar nicht oder unverändert mit niedrigen Sätzen besteuert werden. Es muss dann noch eine Annahme getroffen werden, wie groß der jeweilige Anteil des Kraftstoffverbrauches ist, der auf PKW entfällt. Bei Benzin teilt sich der Anteil zwischen PKW auf der einen und Lastwagen <3.5 t und motorisierten Zweirädern auf der anderen Seite auf. Für den PKW wird ein Anteil von 92 % angenommen. Bei Diesel und Biodiesel entfallen der kleinere Teil auf PKW und der Rest auf LKW, Busse und Züge. Wie in Tabelle 5-22 dargestellt, wird sich der Anteil der PKW durch die steigende Nachfrage nach Diesel-PKW in Zukunft von 25 % auf 35 % erhöhen.

Tabelle 5-22 Anteil PKW am Endenergieverbrauch der Kraftstoffe

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Anteil PKW an Benzin [%]	92	92	92	92	92	92	92
Anteil PKW an Diesel in [%]	25	27	29	31	33	34	35

Quelle: Fraunhofer ISI.

Unter diesen Prämissen verringert sich der Endenergieverbrauch der einzelnen Kraftstoffe ausgehend vom Verbrauch in MMS wie in Tabelle 5-23 beschrieben. Dabei ist die abnehmende Reduktion für Benzin auf den deutlichen Rückgang der Benzinnachfrage bereits im MMS zurückzuführen, und die Zunahme bei Biodiesel um den Anstieg im MMS.

Tabelle 5-23 Verringerung des Endenergieverbrauchs der drei Kraftstoffe

Energieträger		2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Benzin	PJ	0	0	-35	-27	-23	-18	-13
Diesel	PJ	0	0	-11	-11	-11	-10	-9
Biodiesel (FAME)	PJ	0	0	-2	-2	-3	-4	-5

Quellen: Fraunhofer ISI-Berechnungen.

Die Summe der Einzelreduktionen ergibt die Gesamtreduktion durch die Maßnahme. Unter Nutzung spezifischer Umwandlungsfaktoren kann die energetische Nachfrage in

dadurch verursachte CO_2-Emissionen umgerechnet und als Einsparungen ausgedrückt werden (Benzin: 0,0711, Diesel: 0,0747, Biodiesel: 0,0410 Mt CO_2 / PJ). Damit ergeben sich die in Tabelle 5-24 dargestellten Reduktionswirkungen der Maßnahme M12.

Tabelle 5-24 Reduktionswirkung der Maßnahme M12: Einführung einer CO_2-emissionsabhängigen KFZ-Steuer

	pro Jahr in:	2010	2015	2020	2025	2030
Energieverbrauch	PJ	-47,7	-40,0	-36,9	-32,2	-27,5
CO_2-Emission	Mio. t CO_2-Äqu.	-3,4	-2,8	-2,6	-2,2	-1,8

Quellen: Fraunhofer ISI-Berechnungen.

Grundsätzlich scheint die COWI-Analyse einen realistischen Rahmen der Maßnahmewirkung vorzugeben, da die bisherigen Versuche der Steuerermäßigung z.B. auf sogenannte 3 l-Autos nur verhaltene Erfolge erzielten. Die abgeschätzte Wirkung könnte etwas größer ausfallen, da COWI nur einen Zeitraum von 9 Jahren für die Analyse betrachtet hat, der Zyklus für einen Umschlag der PKW-Flotte aber eher 12 Jahre beträgt (wobei ein kleiner Teil der Flotte auch wesentlich länger genutzt wird). Damit würde die Wirkung rund 25 % größer ausfallen als abgeschätzt, da auch PKW-Käufer, die im Jahr 10 bis 12 der Maßnahme ihr Fahrzeug erwerben, durch die Maßnahme beeinflusst würden. Eine zusätzliche kumulative Wirkung könnte man erwarten, falls man Verhaltensänderung annimmt, d.h. dass PKW-Käufer, die bei ihrem ersten Kauf eines PKWs nicht auf die CO_2-Steuer reagiert haben, bei einem weiteren Kauf doch reagieren (gleichzeitig unterstellt, dass sparsame Käufer der ersten Runde wieder verbrauchssparend kaufen). Dies ist hier nicht angenommen worden.

Abschließend soll noch angemerkt werden, dass diese Maßnahme insbesondere sinnvoll ist im Zusammenhang mit der Maßnahme M7, den CO_2-Emissions-Obergrenzen, da sie die Bemühungen der Autoindustrie, auf der Angebotsseite den durchschnittlichen Verbrauch von Neuwagen zu reduzieren, von der Nachfrageseite aus unterstützt.

5.1.4.9 Ausdehnung der LKW-Maut auf alle Fernstraßen sowie auf LKW ab 3,5 t zul. GG

Diese Maßnahme wurde mit einem Partialmodell abgeschätzt, da die entsprechenden Methoden verfügbar waren und sich bereits in vorhergehenden Projekten bewährt haben (IWW 2001).

Mit der Maßnahme 13 erfolgt die Erweiterung der Lkw-Maut ab 2015 auf das nachgeordnete Fernstraßennetz. Hierbei wurde von einem weiterhin konstanten Mautsatz von 12,4 ct/Fzg-km ausgegangen, obwohl nach Berechnungen der *Regierungskommission Infrastrukturfinanzierung* (Pällmann 2000) sowie Prognos/IWW (2002) die durchschnittlichen Wegekosten auf Bundesstraßen etwa das Doppelte wie auf BAB betragen. Da die Wegekosten den determinierenden Faktor für die Mautsätze darstellen, könnte also auf dem nachgeordneten Fernstraßennetz die Maut bis zu +100 % höher festgelegt werden.

Da die im Mai 2006 verabschiedete revidierte Wegekostenrichtlinie der EU (DIR 38/2006/EC, KOM 2006 in Erweiterung zu KOM 1999) bereits eine Bemautung ab 3,5 t zulässigem Gesamtgewicht (zGG) auf Autobahnen und autobahnähnlichen Bundesstraßen erlaubt, wurde die Maßnahme M13 auch auf LKW ab 3,5 t zGG erweitert.

Als Basis für die Berechnungen dient das TREMOD-Referenzszenario mit den darin festgelegten Verkehrsleistungen sowie die Technologieannahmen erläutert in Abschnitt 4.2.3.7.1 und Annahmen bzgl. des durchschnittlichen Flottenverbrauches im Jahr 2005, die mit pauschalen Werten von 30 l Diesel / 100 km für Lkw ab 12 t zGG und mit 20 l Diesel / 100 km für Lkw ab 3,5 t zGG angenommen werden. Für die Folgejahre ergeben sich Verbrauchsreduktionen entsprechend den szenariospezifischen Steigerungen der Energieeffizienz (siehe Tabelle 4-26). Mit diesem Mengengerüst und den oben dargestellten Elastizitäten (siehe Tabelle 4-25) lässt sich die Reduktion des Verbrauches an Dieselkraftstoff in M13 berechnen. Diese Reduktion wird auf den Energieverbrauch im MMS übertragen und unter Berücksichtigung des Anteiles der PKW am Dieselverbrauch auf Einsparungen im Bereich des Diesel- und Biodiesel-Kraftstoffes aufgeteilt (siehe Tabelle 5-25).

Tabelle 5-25 Verbrauchseinsparung in der Referenzrechnung zur Abschätzung der Maßnahme M13

		2010	2015	2020	2025	2030
Dieselverbrauch in Referenz	Mio. l	15,89	17,30	18,20	18,39	18,22
Dieselverbrauch M13	Mio. l	15,73	16,74	16,51	15,60	14,08
Reduktion Diesel in %	%	-1,01	-3,24	-9,29	-15,17	-22,72
Anteil PKW Diesel	%	29	31	33	34	35
Energieeinsparung Diesel	PJ	-7,9	-23,5	-61,2	-88,7	-114,2
Energieeinsparung Biodiesel	PJ	-1,0	-3,7	-11,2	-24,4	-47,8

Quellen: Fraunhofer ISI-Berechnungen.

Die berechneten Einsparungen an Energie können anhand der spezifischen Umwandlungsfaktoren in dadurch verursachte CO_2-Emissionen umgerechnet und als Einsparungen ausgedrückt werden (Diesel: 0,0747; Biodiesel: 0,0410 Mt CO_2/PJ). Die Ergebnisse für M13 sind in Tabelle 5-26 zusammengefasst. Die zeitverzögerten Reaktionen ergeben sich weil zum Einen die technischen Entwicklungen als Reaktion auf die Kostenerhöhungen nicht schlagartig erfolgen sondern einem zeitlich gestreckten Innovationspfad folgen und zum Anderen die neuen Technologien über die Zeit durch Verschrottung und Neukauf in die Flotte diffundieren.

Tabelle 5-26 Reduktionswirkung der Maßnahme M13: Ausdehnung der LKW-Maut auf alle Fernstraßen sowie auf LKW ab 3.5t zul. GG

	pro Jahr in:	2010	2015	2020	2025	2030
Energieverbrauch	PJ	-9,0	-27,2	-72,5	-113,1	-162,0
CO_2-Emission	Mio. t CO_2-Äqu.	-0,6	-1,9	-5,0	-7,6	-10,5

Quellen: Fraunhofer ISI-Berechnungen.

Auch bei der Berechnung dieser Maßnahme spielt die verwendete Elastizität für die Reaktion der Verkehrsnutzer auf die Kostenerhöhung eine große Rolle. Hier sind klei-

nere Reduktionsbeiträge wahrscheinlich, wenn nicht von den dynamisch mit den Kostensteigerungen ansteigenden Elastizitäten ausgegangen wird oder wenn von geringeren Effizienzwirkungen der Kostensteigerungen auf die verwendete Technologie bzw. die Organisation des Güterverkehrs ausgegangen wird.

Aus volkswirtschaftlicher Sicht scheint die Annahme von Mautsätzen auf dem gesamten Netz in Höhe der bisherigen Autobahnmaut nicht realistisch, da durch die geringere Verkehrsmenge auf dem nachgeordneten Netz sich hier, trotz weniger kostenintensiver Infrastrukturen, weitaus höhere durchschnittliche Wegekosten ergeben. Entsprechend ist zu erwarten, dass in der realen Umsetzung die Maßnahme M13 mit höheren Kosten auf dem nachgeordneten Netz für die Nutzer verbunden sein dürfte als hier angenommen, und somit auch zu höheren CO_2-Einsparungen führen würde.

5.1.4.10 Maßnahmen zur Kosten-Internalisierung im Flugverkehr

Durch den Flugverkehr entstehen externe Umweltkosten, insbesondere durch die Klimawirksamkeit des emittierten CO_2 und des gebildeten Wasserdampfes, sowie indirekt durch die Wirkung von NO_x, SO_x und Aerosolen auf die Konzentration von Ozon und Methan (WBGU 2002). Laut IPCC (1999, zitiert durch WBGU 2002) hat der Flugverkehr einen Anteil von 3,5-15 % am anthropogenen Klimawandel, die externen Kosten werden auf 3 bis 30 Mrd. Euro pro Jahr geschätzt. Da diese externen Kosten bisher nicht durch den Flugverkehr getragen werden, gibt es aus sozial-ökonomischer Sicht zu viel Flugverkehr zu einem zu geringen Preis. Aus diesem Grund sollten die externen Kosten internalisiert werden.

Eine Internalisierung ist umso dringender, da der Flugverkehr im Vergleich zu den anderen Transportformen überproportional ansteigt. So prognostiziert das IPCC (1999, zitiert durch WBGU 2002) einen Anstieg des Anteils des Flugverkehrs am weltweiten Passagiertransportvolumen von 9 % (1990) auf 36 % (2050). Weitere Studien bestätigen diesen Trend: Von Eurocontrol (zitiert in EC 2005) wird für die Periode 2002 bis 2015 ein jährlicher Zuwachs der weltweiten Personen-Kilometer von 4,7 % vorhergesagt. Der Anstieg an CO_2-Emissionen dürfte etwas geringer ausfallen, da, wie die historische Entwicklung zeigt, die Effizienz im Einsatz von Treibstoff jährlich um 1 bis 2 Prozent steigt.

36 % der Flüge weltweit starten bzw. landen in Europa (EC 2005). Hier beträgt der Anteil der CO_2-Emissionen aus dem Flugverkehr 3 % an den gesamten CO_2-Emissionen, bzw. 12 % an den CO_2-Emissionen aus dem Verkehrssektor (EC 2005). Für Europa wird von Eurocontrol (zitiert in EC 2005) ein Anstieg der Nachfrage nach Flügen von 2,5 bis 4,3 % jährlich in der Periode von 2003 bis 2025 vorhergesagt.

Der starke Anstieg im europäischen Flugverkehr in den letzten Jahren ist unter anderem auf den enormen Zuwachs im Billigflugsektor zurückzuführen. Im Jahr 2006 betrug dessen Anteil am europäischen Flugverkehr rund 30 % (ELFAA 2006). Außerdem ist zu beobachten, dass in den letzten Jahren eine starke Verschiebung vom Business-

Verkehr hin zum touristischen Verkehr stattgefunden hat. Derzeit 80 % des europäischen Flugverkehrs dienen dem Tourismus (EC 2005).

In Deutschland wurden laut DLR (2006) im Jahr 2004 40,8 Mrd. Personenkilometer mit dem Flugzeug zurückgelegt (berechnet nach dem Territorialprinzip) und dadurch 6 Mt CO_2 emittiert. Der Anteil der Luftfracht am gesamten Güterverkehr ist mit unter 1 Mrd. Tonnenkilometer sehr gering. Der Billigflugsektor spielt auch in Deutschland eine sehr wichtige Rolle. Laut einer Studie des DLR und der Arbeitsgemeinschaft Deutscher Verkehrsflughäfen (DLR/ADV 2006) betrug sein Anteil am innerdeutschen Passagierverkehr im Jahr 2006 42,4 % (Anstieg von 28,1 % im Vergleich zum Vorjahr). Im grenzüberschreitenden Verkehr lag der Anteil bei 34,6 % (Anstieg von 29,2 % im Vergleich zum Vorjahr). Im gesamten deutschen Flugsektor wurde zwischen 1980 und 2004 ein sehr starker Anstieg der Passagierzahlen beobachtet, welcher sich in Zukunft mit 4 bis 5 % jährlich fortsetzen wird (DLR 2006).

Es werden zwei Instrumente zur Internalisierung der externen Kosten des Flugverkehrs diskutiert: die Einbeziehung des Flugverkehrs in den europäischen Emissionshandel sowie eine europaweite Einführung einer Kerosinsteuer, die im Folgenden kurz dargestellt sind. Bei der Bewertung der Maßnahmewirkung ist zu berücksichtigen, dass in der gültigen Systematik der Treibhausgasinventare und der Abschätzung der Zielerreichung der CO_2-Emissionen nur der nationale Teil der CO_2-Einsparungen berücksichtigt wird. Dies könnte sich allerdings in zukünftigen Vereinbarungen ändern.

5.1.4.10.1 Wirkung der Einbeziehung des Luftverkehrs in den EU-CO_2-Zertifikatehandel (EU-ETS) in der Literatur

Das betrachtete Szenario beinhaltet die Einbeziehung des Flugverkehrs in den EU-ETS ab 2013. Die verwendeten Zertifikatspreise werden bis dann graduell eingepreist (vgl. Kap. 3.5) und entsprechend des spezifischen Verbrauchs auf die Flugverkehrskosten umgelegt. Somit kann der Flugsektor ab 2013 nur noch durch Zukauf von Zertifikaten aus anderen Sektoren oder durch Senkung des spezifischen Verbrauchs weiter wachsen.

Auf der Angebotsseite besteht ein Anreiz den spezifischen Verbrauch zu senken. Es sind Effekte auf die Zusammensetzung der Flotte, technische Maßnahmen und operationelle Maßnahmen zu erwarten.

In Bezug auf die Flotte ist davon auszugehen, dass alte Flugzeuge schneller ausgetauscht werden, da neuere Flugzeuge generell im Treibstoffverbrauch effizienter sind. Weiterhin wird beim Kauf von neueren Flugzeugen noch stärker auf dieses Merkmal geachtet werden.

Es gibt technische Maßnahmen, die an bereits existierenden Flugzeugen durchgeführt werden können und zu einem geringeren Treibstoffverbrauch führen. Hierzu zählen die nachträgliche Ausstattung mit effizienteren Motoren oder auch die Nachrüstung der Tragflächen mit Teilen, die Verwirbelungen verringern sollen. Solche Maßnahmen werden aber nur dann durchgeführt, wenn der spezifische Verbrauch entsprechend neu be-

rechnet wird, bei einer unflexiblen Festlegung des spezifischen Verbrauches, die ausschließlich auf dem Flugzeugtyp beruht, besteht kein Anreiz.

Da durch das politische Instrument eine höhere Zahlungsbereitschaft für Treibstoff-effizientere Flugzeuge besteht, wird dies langfristig auch die Entwicklung und die Markteinführung solcher Flugzeuge vorantreiben. Es werden Verbesserungen der Aerodynamik, Gewichtsreduzierung und Treibstoff-effizientere Motoren angestrebt. Das europäische Beratergremium der Luftfahrtindustrie und -Forschung, ACARE, schätzt, dass bis 2020 der Treibstoffverbrauch und die CO_2-Emissionen pro Passagierkilometer halbiert werden können. Stickoxide können hingegen nur auf ca. 80 % reduziert werden. (DLR 2006). Letzteres liegt daran, dass die Verbesserung des Gesamtwirkungsgrades des Triebwerks nach dem derzeitigen Stand nur durch höhere Temperaturen in den Brennkammern erreicht werden kann, was zu einem vermehrten Ausstoß an Stickoxiden führt. Stickoxide wirken sich auf die Konzentration der klimawirksamen Gase Ozon und Methan aus. Dieser Aspekt sollte möglicherweise für die Anzahl der zu kaufenden Zertifikate, die aus den spezifischen Verbräuchen berechnet wird, berücksichtigt werden.

Als operationelle Maßnahmen bieten sich für jeden einzelnen Flug eine Anpassung der Streckenführung sowie der Fluggeschwindigkeit an. Laut einer Studie im Auftrag der Europäischen Kommission können durch Anpassung der Geschwindigkeit 15-25 % der CO_2-Emissionen eingespart werden (CE 2005). Außerdem kann das Leergewicht eines Flugzeuges z.B. durch eine Einschränkung des on-board Service reduziert werden. Für die Netzwerk Ebene ist vor allem eine Erhöhung des Beladungsfaktors etwa durch größere Flugzeuge oder geringere Frequenz zu erwarten.

Da operationelle Maßnahmen teilweise zu sehr geringen Kosten durchgeführt werden können, ist davon auszugehen, dass einige dieser Möglichkeiten bereits ausgeschöpft sind. Dies trifft insbesondere auf Billigfluglinien zu, die die höchsten Beladungsfaktoren der Industrie vorweisen können: 2006 durchschnittlich 83 % (ELFAA 2006). Auch das durchschnittliche Flottenalter im Billigflugsektor ist mit 3,9 Jahren recht gering.

Generell gilt, dass die genannten Maßnahmen auf der Angebotsseite nur in einem solchen Ausmaß durchgeführt werden, dass die dadurch entstehenden Kosten geringer bleiben als die Kosten, die durch den Zukauf von Zertifikaten für die eingesparte CO_2-Menge entstehen würden. Da der Flugverkehr im Vergleich zu anderen Sektoren, die Teil des ETS sind, relativ hohe CO_2-Vermeidungskosten hat, ist davon auszugehen, dass der größere Teil der nötigen Zertifikate von anderen Sektoren gekauft wird. Die Menge an eingespartem CO_2 ändert sich dadurch nicht.

Neben Effekten auf der Angebotsseite hat eine Einbeziehung des Flugverkehrs in den EU-ETS auch Einfluss auf die Nachfrage für Flugverkehr. Es ist sehr wahrscheinlich, dass die zusätzlichen Flugverkehrskosten zumindest teilweise auf die Flugpreise umgelegt werden.

Genauso wie der Fall der Preise einen Zuwachs im Flugverkehr und einen Umstieg von anderen Verkehrsmitteln auf das Flugzeug bewirkt hat, wird ein Preisanstieg den gegenteiligen Effekt haben. Es ist hier zu berücksichtigen, dass die Preiselastizität der Nach-

frage unterschiedlich ist. Für Langstreckenflüge gibt es kaum eine Möglichkeit, auf andere Verkehrsmittel umzusteigen. Die Elastizität ist somit geringer als für kurze Strecken. Weiterhin ist die Elastizität für Billigflüge genauso wie für Flüge, die touristischen oder Freizeitzwecken dienen, sehr hoch. Da diese einen großen Anteil ausmachen, ist also mit einem starken Nachfrageeffekt zu rechnen.

Eine Britische Studie (TRUCOST 2004) teilt die Europäischen Fluglinien in drei Klassen ein, die jeweils unterschiedliche Preiselastizitäten der Nachfrage aufweisen: große Fluglinien mit einem hohen Anteil an Business Class Passagieren und Interkontinental-Flügen (Elastizität -1), mittlere Fluglinien mit größtenteils innereuropäischen Flügen (Elastizität -1,2) und kleine Fluglinien, zu denen auch die Billigfluglinien zählen, die sich vollständig auf innereuropäische Flüge konzentrieren (Elastizität -1,5). Entsprechend sind kleine Fluglinien auch stärker von Nachfragerückgang aufgrund von Preisanstiegen betroffen. Für einen Zertifikatspreis von 13,80 Euro pro Tonne liegt der berechnete Nachfragerückgang für kleine Fluglinien (z.B. Easyjet, Ryanair) bei etwa -5 %, wohingegen bei großen Fluglinien (Lufthansa, Air France) nur etwa -2 % Rückgang geschätzt wurden. Allerdings wurden hier keinerlei Maßnahmen auf der Angebotsseite berücksichtigt. Dies könnte die Differenz sogar noch verstärken, da insbesondere kleine und Billigfluglinien die günstig durchzuführenden operationellen Maßnahmen zur Verbrauchssenkung bereits durchführen sowie über relativ junge Flotten verfügen und daher wenig zusätzlichen Spielraum haben.

In einer Studie im Auftrag der europäischen Kommission werden für einen Kurzstreckenflug (z.B. Amsterdam - Paris, ca. 8 Tonnen CO_2-Emissionen insgesamt) bzw. für einen mittellangen Flug (z.B. München - Palma de Mallorca, ca. 15,8 Tonnen CO_2-Emissionen insgesamt) die Preisanstiege ermittelt. Bei der Annahme eines Zertifikatspreises von 30 Euro und durchschnittlichen Besetzungsgraden der Flugzeuge sowie voller Weitergabe der zusätzlichen Kosten an die Passagiere würde das eine Erhöhung von 4,60 Euro für ein Hinflugticket bzw. von 9 Euro für Hin- und Rückflugticket bedeuten. Diese Preisanstiege führen zu einer Reduzierung der EU-Flüge um ca. -2 % im Vergleich zum Referenzszenario, wie mit dem Modell AERO berechnet wurde (CE 2005). Werden die Kosten nur teilweise an die Passagiere weitergegeben oder ist der Zertifikatspreis geringer, so ist der Effekt auf der Nachfrageseite entsprechend kleiner.

Die genauen quantitativen Effekte auf das Ausmaß des Flugverkehrs und auf die Preise sind nicht klar, genauso wenig wie die Frage, welchen Anteil an CO_2-Einsparung der Flugsektor selbst trägt bzw. wie viele Zertifikate aus anderen Sektoren zugekauft werden. Die Gesamteinsparungen an CO_2 durch die Einbeziehung des Flugverkehrs in das europäische Emissionshandelssystem sind hiervon jedoch unabhängig. Sie werden durch die genaue Menge an ausgegebenen Zertifikaten und dem (wahrscheinlichsten) Verlauf ohne Anwendung dieses Instruments bestimmt. Für letzteren wäre von einem jährlichen Zuwachs der CO_2-Emissionen des Flugverkehrs von 4 % auszugehen.

Der wissenschaftliche Beirat für globale Umweltfragen bevorzugt ein Nutzungsentgelt in Form einer emissionsorientierten Abgabe, da nur durch eine (politisch schwer durchsetzbare) Versteigung der Zertifikate ähnliche Finanzmittel generiert würden (WBGU 2002). Andererseits macht die Europäische Flugindustrie in einer gemeinsamen Erklä-

rung zum Emissionshandel deutlich, dass sie dieses Instrument gegenüber anderen Instrumenten wie etwa einer Steuer insbesondere wegen seiner Kosteneffizienz eindeutig bevorzugt (European Aviation Industry Joint Statement on ETS 2006).

5.1.4.10.2 Wirkung der Erhebung einer Kerosinsteuer im Luftverkehr in der Literatur

Das Szenario beinhaltet eine europaweite Einführung einer Kerosinsteuer von 302 Euro pro 1000 Liter ab 2013. Um die Höhe der beiden Maßnahmen vergleichbar zu machen setzt man für die Dichte von Kerosin 0,8 kg / Liter an und für 1 kg Kerosin 3,16 kg CO_2 Emissionen, so dass man für den Fall der Steuer einen äquivalenten CO_2-Preis von 119 Euro pro Tonne erhält. Dies ist ein wesentlich höherer Wert als er im vorhergehenden Szenario angenommen wurde (Entwicklung der Zertifikatspreise wie in Abschnitt 3.5 beschrieben).

Für eine Kerosinsteuer sind ähnliche Effekte zu erwarten wie für die Einbeziehung in den Emissionshandel. Laut IATA (zitiert von EC 2005) betragen die Treibstoffkosten bereits jetzt etwa 25 % der Gesamtkosten. Die Fluggesellschaften werden versuchen ihre spezifischen Verbräuche durch eine veränderte Zusammensetzung der Flotte, technische und operationelle Maßnahmen zu senken. Sämtliche Einsparungen müssen im Flugsektor gemacht werden. Im Gegensatz zum Emissionshandel können bei einer Steuer andere Sektoren, welche geringere Vermeidungskosten haben, nicht mit einbezogen werden. Die erhöhten Kosten werden zumindest teilweise an die Verbraucher weitergegeben, was zu einer verringerten Nachfrage führt.

Die zu erwartenden Effekte sollten bei der betrachteten Kerosinsteuer stärker ausfallen als für den Emissionshandel, da die zusätzlichen Kosten pro Tonne emittierten CO_2 höher sein werden. Betrachtet man beispielsweise nur den Nachfrageeffekt (keine Veränderungen auf der Angebotsseite angenommen), so erhält man mit den Parametern von (TRUCOST 2004) für die großen Airlines einen Rückgang in der Nachfrage um -4 % bis -21 %, für die kleinen und Billigfluglinien Reduzierungen um -24 % bis -45 %.

Vom WBGU (2002) wird eine emissionsorientierte Abgabe (deren Höhe auf Basis des Flugzeugtyps, des Triebwerktyps, der Flugroute, der Distanz und des Ladegewichts bestimmt wird) gegenüber einer Kerosinsteuer bevorzugt. Zum einen können dadurch abgesehen von CO_2 auch weitere klimawirksame Emissionen (z.B. NO_x) berücksichtigt werden, welche nicht nur von der Menge an Kerosinverbrauch, sondern auch vom Triebwerkstyp abhängen. Weiterhin würde durch eine solche Abgabe jegliches Risiko an zusätzlichen Umweltkosten, die durch sogenanntes "Tankering", d.h. Aufnehmen von Treibstoff in Nicht-EU-Ländern, entstehen könnten, eliminiert.

5.1.4.10.3 Abschätzungen zur Einbeziehung des Luftverkehrs in den EU-Emissionshandel

Diese Maßnahme wurde nicht in ASTRA abgeschätzt, weil zum einen die Implementierung der Maßnahme eine weitere Detaillierung von ASTRA erfordert hätte (z.B. um das sogenannte Billigflugsegment separat abzubilden) und zum anderen die Ressourcen für diese Erweiterung innerhalb von Politikszenarien IV nicht zur Verfügung standen. Daher wurde ein Partial-Modell aufgebaut, welches die Kostenänderung durch die Einbeziehung in den EU-ETS und die Wirkung der Kostenänderung auf verschiedene Segmente des Luftverkehrsmarktes abschätzt. Das bedeutet, sowohl Veränderungen innerhalb des Verkehrssystems (z.B. Modal-shift zu anderen Verkehrsträgern) als auch ökonomische Sekundäreffekte in anderen Sektoren bleiben bei der Modellierung unberücksichtigt.

Die beiden Eckpunkte des Partialmodells bilden (a) die Entwicklung des Luftverkehrs und seines Energieverbrauchs im Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS), die durch TREMOD-Berechnungen vorgegeben wurden (siehe Tabelle 3-12), sowie (b) die Preis-Elastizitäten der Luftverkehrsnachfrage in Verknüpfung mit den technischen Parametern der verschiedenen Nachfragesegmente.

Die Preiselastizitäten der Nachfrage werden zum einen in Anlehnung an Studien gewählt, die sich mit der Einbeziehung des Luftverkehrs in den EU-ETS beschäftigen (TRUCOST 2004, CE 2005), und zum anderen wird auf eine Meta-Studie zurückgegriffen, die eine große Zahl von Detailstudien mit Fokus Luftverkehr analysiert hat (Gillen et al. 2004). Die Studien bescheinigen große Unterschiede der Elastizitäten der verschiedenen Segmente: Geschäftsreiseflüge weisen grundsätzlich eine niedrigere Elastizität auf als touristisch motivierte Flüge; das sogenannte Billigflugsegment (z.B. Ryanair, EasyJet) weist eine wesentlich höhere Elastizität auf als Flüge in Preisklassen, die von den sogenannten Flaggen-Fluggesellschaften (z.B. Lufthansa, Air France, British Airways) angeboten werden; und je kürzer die geflogene Strecke desto größer die Elastizität, was sich unter anderem über die bessere Verfügbarkeit von Alternativen erklären lässt. Die verwendeten Elastizitäten können der Tabelle 5-27 entnommen werden.

Eine Reihe von technischen und ökonomischen Parametern bestimmt die Preiswirkung der Einbeziehung des Luftverkehrs in den EU-ETS. Der erste Parameter ist die CO_2-Emission des Fluges, die der europäischen Studie *Giving wings to emissions trading* entnommen ist (CE 2005). Hier werden für repräsentative Flüge Emissionswerte berechnet: Kurzstrecke 8 t CO_2/Flug, Mittelstrecke 15.8 t CO_2/Flug und Langstrecke 157 t CO_2/Flug. Für die Berechnungen wurde berücksichtigt, dass Ticketpreise sich auf Hin- und Rückflug beziehen (d.h. die CO_2-Emissionen pro Ticket wurden verdoppelt), während die mutmaßlich höhere Klimawirksamkeit der Emissionen in großen Höhen (z.B. über Bildung von Kondensstreifen) in den Berechnungen nicht berücksichtigt wurde. Bei der Umlegung der zusätzlichen Kosten auf die Ticketpreise wurde von einer kompletten Überwälzung auf die Endkunden ausgegangen.

Die durchschnittliche Anzahl der Passagiere pro Flug wurde der EU-Studie (CE 2005) entnommen, wobei für die Mittelstreckenflüge von einer geringeren Anzahl an Passagieren ausgegangen wurde (200 anstatt 290), da die verwendeten Flugzeuge in diesem Segment eher in diesem Größenbereich liegen. Die Preise pro Ticket entstammen für die Flaggengesellschaften einer Stichprobe über verschiedene Strecken der jeweiligen Segmente, die über Opodo eingeholt wurde (www.opodo.de). Dabei wurde für touristisch motivierte Reisen von einer längeren Vorausbuchung und der Einbeziehung eines Wochenendes ausgegangen, während Geschäftsreisen ohne Wochenendbindung und mit kurzfristiger Buchung gebucht wurden. Für das Billigflugsegment entstammen die Ticketpreise dem *Low Cost Monitor* von Oktober 2006 (DLR/ADV 2006) und ergeben sich zuzüglich eines Aufschlages für die anfallenden Steuern und Gebühren. Mit diesen Angaben und einem EU-ETS von 25 €/tCO_2 in 2005 lassen sich beispielhaft die absoluten Veränderungen der Ticketpreise berechnen, die für das Jahr 2005 in der abschließenden Spalte von Tabelle 5-27 dargestellt sind. Bezieht man diese Veränderungen auf die absoluten Ticketpreise erhält man die relative Preisänderung, welche multipliziert mit der Elastizität die Veränderung der Nachfrage in dem jeweiligen Segment ergibt.

Tabelle 5-27 Parameter des Partialmodells für die Einbeziehung des Luftverkehrs in den EU-ETS

Segment der Flaggengesellschaften	Elastizität	Emission t CO_2 / Flug	Passagiere Personen/Flug	Preis/Ticket €	Anteile an pkm [%]	**Aufschlag 2005 €/Ticket**
Geschäftsreisen					**25**	
Kurzstrecke	-0,9	8,0	150	485	5	**2,67**
Mittelstrecke	-0,5	15,8	200	650	15	**3,95**
Langstrecke	-0,2	157,0	380	1500	80	**20,66**
Tourismus					**75**	
Kurzstrecke	-1,5	8,0	150	200	1	**2,67**
Mittelstrecke	-1,2	15,8	200	350	14	**3,95**
Langstrecke	-1,0	157,0	380	600	85	**20,66**
Billigflugsegment						
Geschäftsreisen					**10**	
Kurzstrecke	-0,3	8,0	150	120	5	**2,67**
Mittelstrecke	-0,1	15,8	200	220	95	**3,95**
Langstrecke	n.a.					
Tourismus					**90**	
Kurzstrecke	-2,4	8,0	150	120	20	**2,67**
Mittelstrecke	-1,4	15,8	200	220	80	**3,95**
Langstrecke	n.a.					

Quellen: TRUCOST 2004, CE 2005, DLR/ADV 2006, ISI-Berechnungen.

Zur Abschätzung der Gesamtwirkung auf den Luftverkehr werden noch die Anteile der verschiedenen Segmente benötigt. Die verwendeten Anteile sind in Tabelle 5-27 aufgelistet. Dabei sind die Anteile der Entfernungsklassen an Ergebnissen aus ASTRA orientiert, während die Aufteilung in die beiden Flugzwecke auf Annahmen basiert.

Tabelle 5-28 beschreibt die über den Zeitraum 2010 bis 2030 variablen Vorgaben: Zertifikate-Preis für CO_2-Emissionen und Anteil des Billigflugsegmentes am Gesamtmarkt. Mit diesen und den Parametern aus Tabelle 5-27 lassen sich die Nachfragereduktionen in den einzelnen Segmenten berechnen sowie die gesamte Nachfragereaktion im Personenluftverkehr. Aus dem Vergleich mit dem Mit-Maßnahmen-Szenario als Referenzfall

ergeben sich dann die entsprechenden Einsparungen an Energie und CO_2-Emissionen, die sich in 2030 auf jährlich 22,2 PJ bzw. 1,6 Mt CO_2 belaufen (vgl. Tabelle 5-29).

Tabelle 5-28 Veränderungen der Luftverkehrsnachfrage durch die Einbeziehung des Luftverkehrs in den EU-ETS

		2010	2015	2020	2025	2030
EU-ETS Preis für CO_2 Emissionen	€/t CO_2	16	20	23	27	30
Anteil Billigflugsegment	%	25	30	33	35	37
		Veränderung der Segmente in [%]				
Flaggengesellschaften						
Geschäftsreise		-0,23	-0,27	-0,31	-0,35	-0,35
Tourismus		-2,51	-2,89	-3,39	-3,76	-3,76
Billigflugsegment						
Geschäftsreise		-0,16	-0,19	-0,22	-0,24	-0,24
Tourismus		-2,46	-2,83	-3,32	-3,69	-5,74
Veränderung der Gesamtnachfrage	%	-1,6	-2	-2,3	-2,8	-3,1

Quellen: Fraunhofer ISI-Berechnungen.

Tabelle 5-29 Reduktionswirkung der Maßnahme M14: Einbeziehung des Luftverkehrs in den EU-ETS

	pro Jahr in:	2010	2015	2020	2025	2030
Energieverbrauch	PJ	-6,6	-9,9	-13,4	-18,4	-22,2
CO_2-Emission	Mio. t CO_2-Äqu.	-0,5	-0,7	-1,0	-1,3	-1,6

Quellen: Fraunhofer ISI-Berechnungen.

Der Güterluftverkehr ist durch die Reduktion des Personenluftverkehrs ebenfalls betroffen, da der Güterluftverkehr zu großen Teilen als Beiladung zu Personenluftverkehr abgewickelt wird. Es wurde aber keine zusätzliche Berechnung durchgeführt, da dadurch keine zusätzliche Wirkung auf den Personenluftverkehr erwartet wurde. Der Güterluftverkehr mit speziellen Frachtmaschinen wurde nicht betrachtet.

Insgesamt unterliegt die Abschätzung einigen Unsicherheiten bzgl. der verwendeten Parameter. Durch Sensitivitätsanalysen ergibt sich, dass die Ergebnisse insbesondere beeinflusst werden durch (a) die Elastizität im Billigflugsegment, (b) die Aufteilung zwischen Billigflug- und Flaggensegment, und (c) die Aufteilung zwischen den Flugzwecken, da die beiden letzteren Parameter eine Verschiebung zwischen einem wenig preissensiblen Segment und einem deutlich preissensibleren Segment bedeuten.

5.1.4.10.4 Abschätzung zur Einführung einer Kerosinsteuer für den Luftverkehr

Diese Maßnahme wurde nicht in ASTRA abgeschätzt, weil, wie im Kapitel 5.1.4.10.3 bereits erläutert, zum einen die Implementierung der Maßnahme eine weitere Detaillierung von ASTRA erfordert hätte (z.B. um das sogenannte Billigflugsegment abzubilden) und zum anderen die Ressourcen für diese Erweiterung innerhalb von Politikszenarien IV nicht zur Verfügung standen. Daher wurde für die Abschätzung dieser Maß-

nahme dasselbe Partial-Modell verwendet, welches für die Maßnahme Einbeziehung des Luftverkehrs in den EU-ETS aufgebaut wurde (siehe Kapitel 5.1.4.10.3). Das bedeutet auch hier, dass sowohl Veränderungen innerhalb des Verkehrssystems (z.B. Modal-shift zu anderen Verkehrsträgern) als auch ökonomische Sekundäreffekte in anderen Sektoren bei der Modellierung unberücksichtigt bleiben. Diese Einschränkungen sind für die Maßnahme Einführung der Kerosinsteuer von größerer Bedeutung, da diese im Luftverkehrssektor zu größeren Veränderungen führt als die Einbeziehung des Luftverkehrs in den EU-ETS und somit mit stärkeren Reaktionen der anderen Verkehrsträger zu rechnen ist, also auch mit dynamischeren Sekundäreffekten.

Die Parameter des Partialmodells bleiben unverändert und entsprechen den Werten in Tabelle 5-27. Hinzu kommt der Verbrauch pro Flug als Bemessungsgrundlage der Kerosinsteuer. Die sich daraus ergebenden Preisaufschläge liegen deutlich höher als für die Maßnahme Einbeziehung des Luftverkehrs in den EU-ETS.

Tabelle 5-30 Kerosinverbrauch und Preisänderung durch die Einführung einer Kerosinsteuer

Segment der Flaggengesellschaften	Verbrauch kg Kerosin	Preis/Ticket €	Aufschlag €/Ticket
Geschäftsreisen			
Kurzstrecke	3188	485	15,83
Mittelstrecke	27729	650	103,26
Langstrecke	84523	1500	165,66
Tourismus			
Kurzstrecke	3188	200	15,83
Mittelstrecke	27729	350	103,26
Langstrecke	84523	600	165,66
Billigflugsegment			
Geschäftsreisen			
Kurzstrecke	3188	120	15,83
Mittelstrecke	27729	220	103,26
Tourismus			
Kurzstrecke	3188	120	15,83
Mittelstrecke	27729	220	103,26

Quellen: CE 2005, Fraunhofer ISI-Berechnungen.

Die Nachfragereaktionen durch Einführung der Kerosinsteuer fallen deutlich höher aus als im Falle der Einbeziehung des Luftverkehrs in den EU-ETS (siehe Tabelle 5-31). In 2030 liegt die Personenluftverkehrsnachfrage um ein Drittel unter dem Mit-Maßnahmen-Szenario. Der Rückgang betrifft vor allem den touristisch motivierten Luftverkehr sowohl im Flaggensegment als auch im Billigflugsegment. In der Sensitivitätsanalyse ergibt sich, dass der niedrige Basispreis im Billigflugsegment einen starken Einfluss auf die berechneten Reaktionen hat, da der Kostenaufschlag prozentual höher ist und bei längeren Strecken in der Größenordnung des Ticketpreises liegen kann.

Tabelle 5-31 Veränderungen der Luftverkehrsnachfrage durch die Einführung einer Kerosinsteuer

		2010	2015	2020	2025	2030
Kerosinsteuer	€/l	0,302	0,302	0,302	0,302	0,302
Anteil Billigflugsegment	%	25	30	33	35	37
		Veränderung der Segmente in [%]				
Flaggengesellschaften						
Geschäftsreise		-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1
Tourismus		-28,5	-28,5	-28,5	-28,5	-28,5
Billigflugsegment						
Geschäftsreise		-4,7	-4,7	-4,7	-4,7	-4,7
Tourismus		-58,9	-58,9	-58,9	-58,9	-58,9
Veränderung der Gesamtnachfrage	%	-30,0	-31,6	-32,5	-33,1	-33,8

Quellen: Fraunhofer ISI-Berechnungen.

Aus dem Vergleich mit dem Mit-Maßnahmen-Szenario als Referenzfall ergeben sich dann die entsprechenden Einsparungen an Energie und CO_2-Emissionen, die Tabelle 5-32 entnommen werden können.

Tabelle 5-32 Reduktionswirkung der Maßnahme M15: Einführung einer Kerosinsteuer für den Luftverkehr

	pro Jahr in:	2010	2015	2020	2025	2030
Energieverbrauch	PJ	-123,7	-154,0	-186,4	-220,9	-244,1
CO_2-Emission	Mio. t CO_2-Äqu.	-9,1	-11,3	-13,7	-16,2	-17,9

Quellen: Fraunhofer ISI-Berechnungen.

5.1.4.11 Zusammenfassung der Ergebnisse für Verkehr in Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario

Die vorhergehenden Kapitel haben die einzelnen Maßnahmen des MWMS beschrieben und ihre Wirkungen auf den Energieverbrauch und die CO_2-Emissionen erläutert und berechnet. Die folgende Tabelle 5-33 fasst diese Ergebnisse zusammen und ergänzt sie um eine Abschätzung der synergetischen Wirkung der Maßnahmen, die in ASTRA implementiert werden konnten. Dazu gehören die fünf Maßnahmen M6 bis M10: Abschaffung Entfernungspauschale, Obergrenze für CO_2-Emissionen von Neuwagen, Anpassung Diesel- an Benzin-Mineralölsteuer, Verdopplung der LKW-Nutzerkosten und Erhöhung der Biokraftstoffquote. Diese lassen sich nicht nur einzeln testen sondern auch gleichzeitig in einer einzigen Simulationsrechnung. In diesem Fall können sich Wirkungen von Maßnahmen kompensieren oder verstärken. Ersteres konnte für dieses Maßnahmenbündel aus dem MWMS festgestellt werden, da die CO_2-Einsparung der Summe der Einzelmaßnahmen sich in 2030 auf 45,7 Mt CO_2 belief, aber die gleichzeitige Simulation nur zu 43,1 Mt CO_2 Einsparungen führte. Damit ergibt sich eine Verringerung der Einsparung von 2,6 Mt CO_2, die sich auf kompensierende Wirkungen zwischen den Maßnahmen zurückführen lassen.

Insgesamt führen die Maßnahmen zu einer Gesamteinsparung an Energie im Verkehr von -1011 PJ in 2030 bzw. -26 %, folgt man dem strukturellen Rahmen von ASTRA. In

der Umschlüsselung auf die Synthesewerte für IKARUS beläuft sich die Reduktion in 2030 auf -826 PJ bzw. -41 %.

Die CO_2-Einsparungen im Verkehr im strukturellen Rahmen von ASTRA belaufen sich auf -82,2 Mt CO_2 in 2030 bzw. -29,7 %. Betrachtet man den Luftverkehr in der Systematik der Treibhausgasinventare bei der nur 20 % der Emissionen auf den nationalen Verkehr angerechnet werden, ergibt sich eine Einsparung von 67 Mt CO_2 in 2030 (siehe Tabelle 5-33). Ordnet man die Maßnahmen hinsichtlich ihrer Effektivität der CO_2-Einsparung, dann ergibt sich folgende Reihenfolge: den größten Beitrag leistet die Kerosinsteuer (mit der Einschränkung der begrenzten Anrechenbarkeit der Einsparung auf die deutsche Zielerreichung), dicht gefolgt von der Festsetzung von CO_2-Obergrenzen für PKW und der Erhöhung der Biokraftstoffquoten. Nennenswerte Beiträge liefern auch die Kosten erhöhenden Maßnahmen im LKW-Verkehr.

In der Umschlüsselung des Energieverbrauches auf die Synthesewerte für IKARUS und den daraus resultierenden CO_2-Emissionen ergibt sich in 2030 eine Einsparung von -63,4 Mt CO_2 bzw. eine Reduktion von -46,7 %. Sowohl für den Energieverbrauch als auch die CO_2-Emissionen führt die strukturelle Anpassung an die Synthesewerte zu einer Erhöhung der relativen Einsparungen, die dadurch etwas zu deutlich ausfällt. Abschließend soll jedoch erstens noch einmal darauf hingewiesen werden, das der Vergleich der Szenarien nur innerhalb eines konsistenten Mengengerüstes erfolgen sollte, d.h. die Wirkungen der Einzelmaßnahmen (Tabelle 5-33) sollten im Rahmen der ASTRA-Systematik verglichen werden, während die Gesamtwirkungen entweder anhand der ASTRA-Systematik (Energie, CO_2), der Synthesesystematik (Energie) oder der IKARUS-Systematik (Energie, CO_2) aber nicht über die Systematiken hinweg betrachtet werden dürfen.

Zweitens sind in der Tabelle 5-33 die den internationalen Flugverkehr betreffenden Maßnahmenwirkungen nur nachrichtlich ausgewiesen, da diese Effekte nach derzeitigem Stand der internationalen Verpflichtung nicht auf die Zielerreichung Deutschlands angerechnet werden können. Aus Gründen der Konsistenzsicherung zu den deutschen Treibhausgasinventaren wurde dabei auf die in den Inventaren genutzte Konvention zur Differenzierung von nationalem und internationalem Flugverkehr abgestellt. Sofern eine Differenzierung nach den für die hier angestellten Analysen zu Grunde gelegten Verkehrsleistungsdaten erfolgen würde, würden die dem nationalen Flugverkehr zuzurechnenden Emissionen im Basisjahr niedriger und gleichzeitig die dem nationalen Flugverkehr zuzurechnenden Emissionsminderungen im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario (deutlich) geringer ausfallen.

Tabelle 5-33 CO_2-Einsparungen im MWMS für den Verkehr

Maßnahme/ Umsetzung/	Typ	Beschreibung/Ziele (Wirkungsbereich)	Umsetzungs-stand (Wirkungs-	Direkte Emissionsminderungseffekte				
				2010	2015	2020	2025	2030
				Mio. t CO2-Äqu.				
Abschaffung der Entfernungspauschale / Bundesregierung	F	Abschaffung der Entfernungs-pauschale (30 ct/km) auch für Arbeitswegeanteile die über 20 km Entfernung hinaus-gehen. Einfluß auf Wohnort-wahl von Haushalten und damit Reduktion der Personenverkehrsnachfrage	ab 2009 (Wirkung nach 2010 meßbar)	0.0	-2	-2	-2	-3
Festsetzung von Obergrenzen der CO2 Emissionen von Neuwagen / EU-Kommission + Bundesregierung	R	Festsetzung von Ober-grenzen der durchschnitt-lichen CO2 Emissionen der PKW-Neuwagen-Flotte auf 130 gCO2/km in 2012 und 100 gCO2/km in 2030.	Wirkung ab 2009 (ca. 50% der Effizienz-steigerung auf Verpflichtung zurückgeführt)	-1	-7	-11	-14	-16
Mineralölsteuer auf Diesel an Niveau von Benzin anpassen / Bundesregierung	E	Anhebung der Mineralölsteuer auf Diesel an das Niveau der Besteuerung von Benzin mit Beschränkung auf Diesel für PKW-Nutzer. Die Anhebung erfolgt von 2011 bis 2015.	Wirkung ab 2011	0.0	-1	-2	-3	-3
Verdopplung der LKW-Nutzerkosten / Bundesregierung	E	Nominale Verdopplung der LKW-Nutzerkosten zwischen 2006 und 2015, so daß in 2015 das Kostenniveau real ca 65% über dem Wert von 2005 liegt.	Wirkung ab 2006. Meßbare Effekte auch auf inter-nationale Verkehre	-2	-7	-8	-9	-10
Erhöhung der Quoten zur Beimischung von Biokraftstoffen / Bundesregierung	R	Erhöhung der Mindestquoten zur Beimischung von Biokraftstoffen zu Diesel und Benzin im Verkehr zur Erreichung der Ziele von 12.5% in 2020 und 25% in 2030 als Anteil der Biokraftstoffe am Gesamtkraftstoff.	2010	0.0	-2	-3	-7	-14
Pflicht zur Nutzung von Leichtlaufölen und -rädern / Bundesregierung	R	Verpflichtung zur Einführung von Leichtlaufölen und -rädern bei Neuwagen und Umrüstung bei Altfahrzeugen im Rahmen der regelmäßigen Erneuerung. Potential von 10% Reduktion des Energieverbrauchs zu 100% genutzt in 2020 gegenüber 40% in MMS.	Wirkung ab 2006, ansteigend bis 2020 durch Diffusion in Flotte.	-3	-5	-8	-8	-7
Umstellung auf CO2-Emissionen bezogene KFz Steuer / Bundesregierung	E	Umstellung der KFz-Steuer auf spezifische CO2-Emissionen als Bemessungsgrundlage als Anreiz zum Kauf sparsamerer PKW. Potential von 5% Reduktionen der Emission ausgeschöpft ab 2010.	Wirkung ab 2008, Ausschöpfung des Potentials ab 2010.	-3	-3	-3	-2	-2
Ausdehnung der LKW-Maut (a) auf das Fernstraßennetz und (b) auf LKW mit 3.5-12t zul. GG. / Bundesregierung	E	Ausdehnung der Erhebung einer Straßennutzungsgebühr von 12.5 ct/Fahrzeug-km für LKW mit zul. Gesamtgewicht von über 12t auf das gesamte Fernstraßennetz. Einnahmen großteils der Finanzierung von Verkehrsinfrastruktur gewidmet.	Wirkung ab 2010. Volle Einführung bis 2015.	-1	-2	-5	-8	-10
Einbeziehung des Luftverkehrs in EU-ETS / EU-Kommission + Bundesregierung (Effekte für nationalen Luftverkehr)	E	Einbeziehung des Luftverkehrs in den europäischen Emissionshandel für CO2. Preispfad der Zertifikate durch PSz-IV vorgegeben. Wirkung vor allem auf Urlaubsflüge und Billigflugsegment.	Wirkung und Einführung ab 2013.	-	-0.1	-0.2	-0.3	-0.3
Einführung der Kerosinbesteuerung / EU-Kommission + Bundesregierung (Effekte fürnationalen Luftverkehr)	E	Einführung einer Kerosinsteuer von 30.2 ct/l auf alle von Deutschland ausgehenden Flüge. Wirkung vor allem auf Urlaubsflüge und Billigflugsegment.	Wirkung und Einführung ab 2013.	-	-2	-3	-3	-4
Ungewichtete Summe der Wirkungen der Einzelmaßnahmen				-10	-30	-44	-56	-69
Gewichtete Summe der Wirkungen der Einzelmaßnahmen (ohne Überlagerungseffekte)				-10	-30	-43	-55	-67
Nachrichtlich:								
Einbeziehung des Luftverkehrs in EU-ETS / EU-Kommission + Bundesregierung (Effekte für internationalen Luftverkehr)	E	Einbeziehung des Luftverkehrs in den europäischen Emissionshandel für CO2. Preispfad der Zertifikate durch PSz-IV vorgegeben. Wirkung vor allem auf Urlaubsflüge und Billigflugsegment.	Wirkung und Einführung ab 2013.	-	-1	-1	-1	-1
Einführung der Kerosinbesteuerung / EU-Kommission + Bundesregierung (Effekte für internationalen Luftverkehr)	E	Einführung einer Kerosinsteuer von 30.2 ct/l auf alle von Deutschland ausgehenden Flüge. Wirkung vor allem auf Urlaubsflüge und Billigflugsegment.	Wirkung und Einführung ab 2013.	-	-9	-11	-13	-14
Anmerkung: Abgrenzung zwischen nationalem und internationalem Luftverkehr gemäß der für die Inventare angewendeten Konvention								

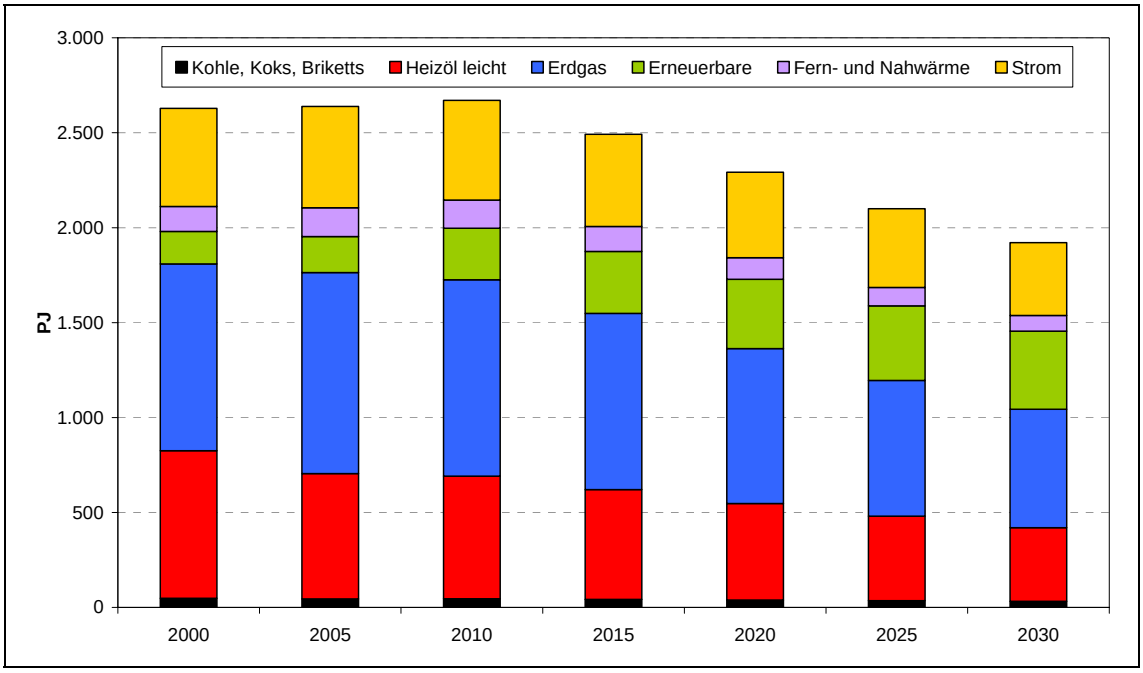
Quellen: Fraunhofer ISI-Berechnungen.

5.1.5 Energiebedarf der Endverbrauchssektoren

Die Zusammenführung der Analysen zu den in den vorstehenden Kapiteln behandelten Verbrauchsbereichen bzw. Sektoren folgt dem gleichen Ansatz wie im Mit-Maßnahmen- bzw. Ohne-Maßnahmen-Szenario. Dies bedeutet, dass sich die Werte für das Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario nur für die hier näher analysierten Endverbrauchsbereiche von denen im Mit-Maßnahmen-Szenario unterscheiden und die anderen Werte direkt und unverändert von EWI/Prognos (2006) übernommen wurden.

Die Projektion für den Endenergieverbrauch der *privaten Haushalte* ist durch einen starken Rückgang des Energiebedarf gekennzeichnet (Abbildung 5-13). Im Szenarienzeitraum sinkt das Verbrauchsniveau um ca. 27 % bzw. über 700 PJ. Der Verbrauch von Mineralöl geht – wie im generellen Entwicklungsmuster auch schon im Mit-Maßnahmen-Szenario – sehr deutlich zurück; im Jahr 2030 wird ein Verbrauchsniveau erreicht, das etwa um 50 % unter dem Ausgangsniveau von 2000 liegt. Mineralöl trägt damit im Jahr 2030 nur noch mit etwa 20 % zum gesamten Endenergieaufkommen der privaten Haushalte bei.

Abbildung 5-13 Entwicklung des Endenergieverbrauchs der privaten Haushalte im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario, 2000-2030



Quellen: EWI/Prognos (2006), Forschungszentrum Jülich, Fraunhofer ISI.

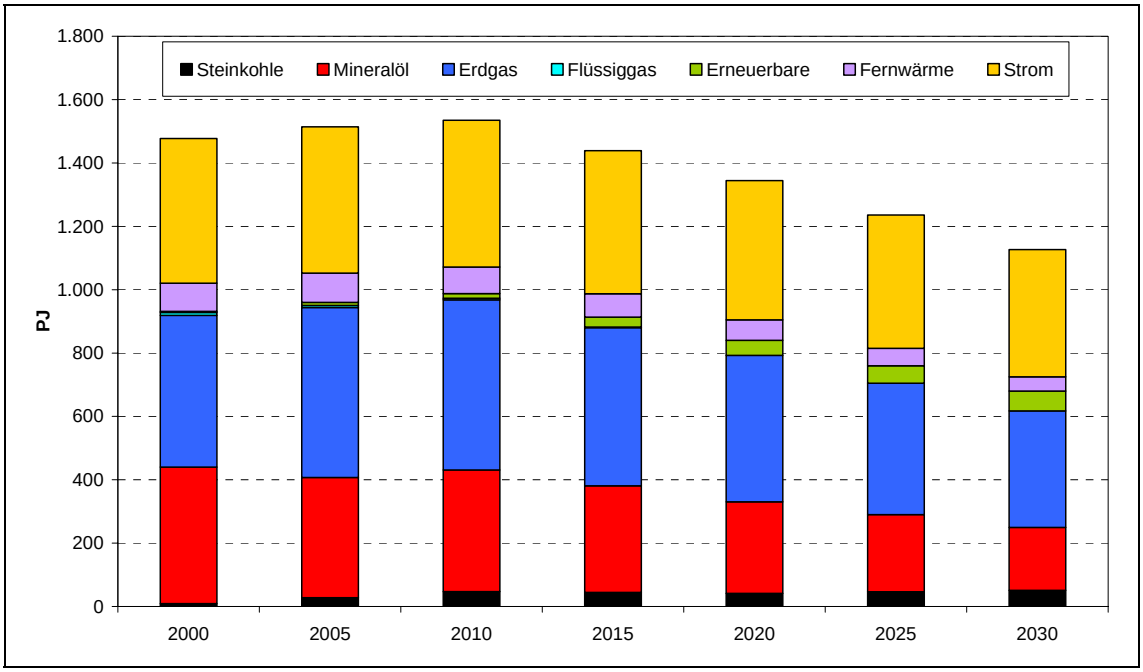
Deutlich zurückgeführt wird aber im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario auch der Erdgasverbrauch. Das Verbrauchsniveau sinkt hier um ca. 360 PJ, dies entspricht einem Rückgang von ca. 37 % im Vergleich zu 2000. Ein massiver Rückgang von ebenfalls 37 % ist auch für den Fernwärmeverbrauch zu verzeichnen.

Der Stromverbrauch der privaten Haushalte geht im Zeitraum 2000 bis 2030 um etwa 26 % bzw. 37 TWh zurück und trägt damit ebenfalls signifikant zum Rückgang des Endenergieverbrauchs bei.

Dagegen nimmt der Anteil erneuerbarer Energie am Energieverbrauch der Haushalte stark zu. Der Zuwachs beträgt hier etwa 240 PJ, dies entspricht einem Wachstum um 140 %. Dominierend ist dabei wiederum die zusätzliche Nutzung von Biomasse, aber auch die Nutzung von solarer Wärme bzw. von Umweltwärme (Wärmepumpen) werden im Vergleich zum Jahr 2000 jeweils um etwa 85 PJ ausgeweitet, dies entspricht einer Ausweitung um den Faktor 35 bzw. 24.

Die Veränderungen beim Endenergieverbrauch des Sektors *Gewerbe, Handel, Dienstleistungen* ergeben sich allein aus den veränderten Daten zum Energieverbrauch der Nichtwohngebäude hinsichtlich Raumwärme und Warmwasser. Insgesamt sinkt hier der Endenergieverbrauch ab 2010 drastisch und erreicht im Jahr 2030 ein Niveau von 1127 PJ, das um etwa 24 % unter dem Ausgangswert für das Jahr 2000 liegt (Abbildung 5-14). Auch in diesem Sektor kommt es zu einer starken Senkung des Verbrauchs von Mineralölprodukten (Rückgang um über 50 %), aber auch der Verbrauch von Erdgas geht um ca. 110 PJ bzw. 24 % zurück. Das Niveau des Erdgasverbrauchs von 2005 wird damit in keinem der Folgejahre mehr überschritten, gleichwohl bleibt der Anteil von Erdgas am gesamten Endenergieaufkommen für den GHD-Sektor im Jahr 2030 bei knapp 33 %.

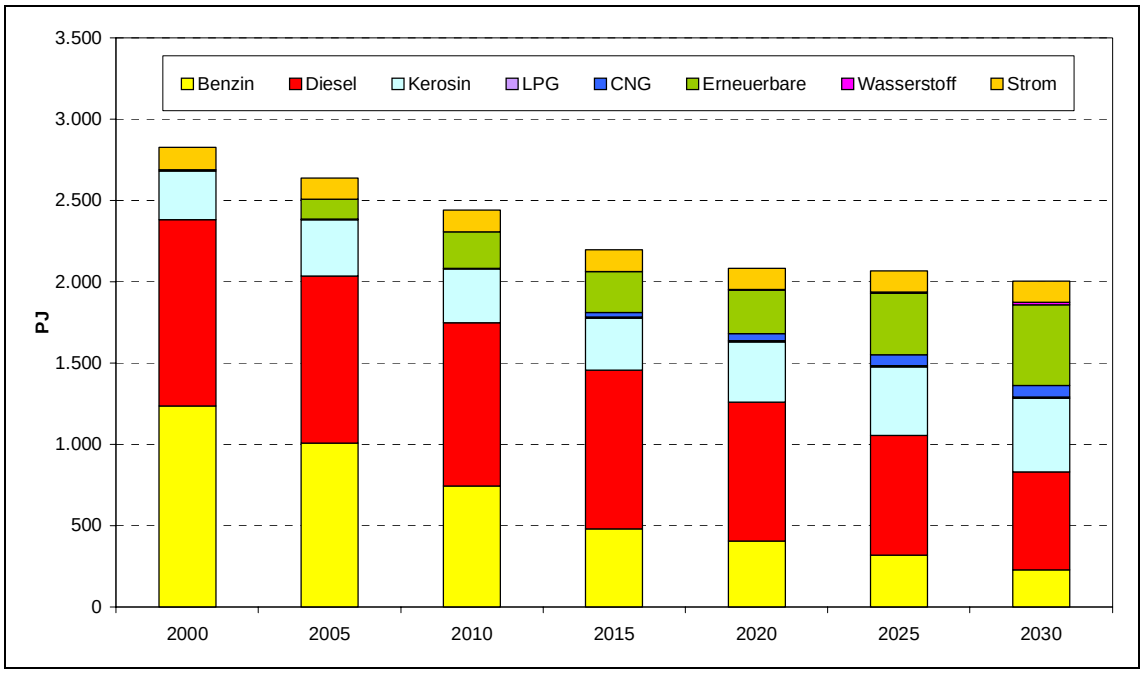
Abbildung 5-14 Entwicklung des Endenergieverbrauchs des GHD-Sektors im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario, 2000-2030



Quellen: EWI/Prognos (2006), Forschungszentrum Jülich.

Der Stromverbrauch sinkt von 2000 bis 2030 um etwa 12 %, dies entspricht einem Minderverbrauch von etwa 15 TWh. Die Nutzung erneuerbarer Energien wird auch hier stark ausgeweitet. Obwohl jedoch das Aufkommen in diesem Bereich – vor allem bei Biomasse und Biokraftstoffen – im Szenariozeitraum um etwa den Faktor 17 ausgeweitet wird, kommen die erneuerbaren Energien insgesamt im Jahr 2030 auf einen Anteil von knapp 6 % am gesamten Endenergieverbrauch des GHD-Sektors.

Abbildung 5-15 Entwicklung des Endenergieverbrauchs des Verkehrs im Mit-weiteren-Maßnahmen-Szenario, 2000-2030

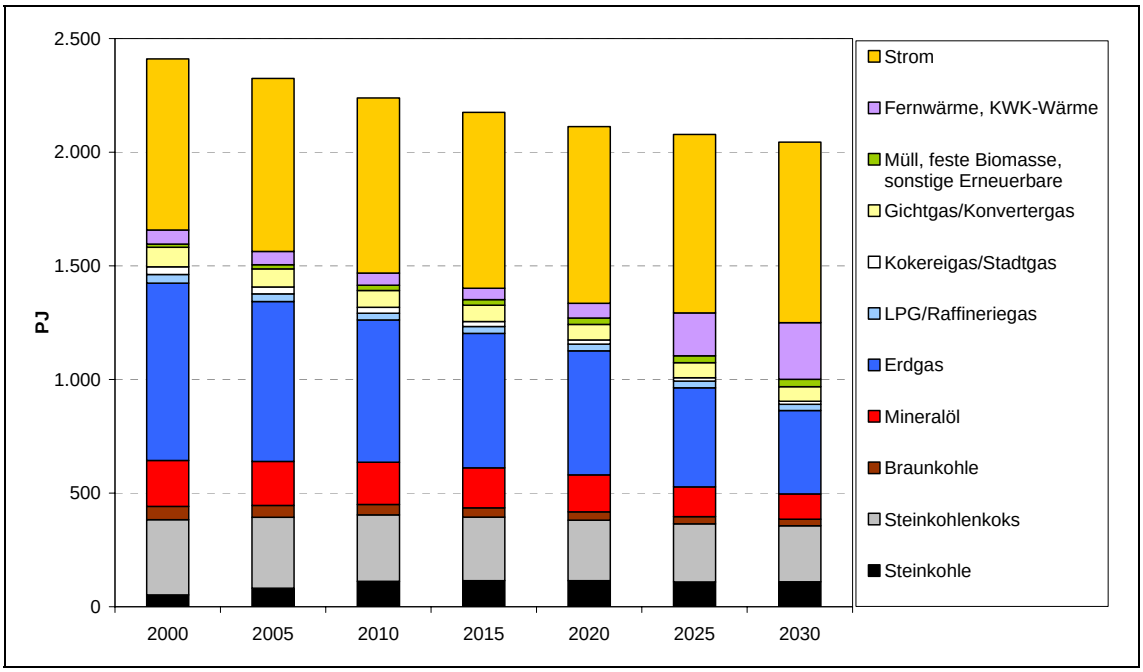


Quellen: Fraunhofer ISI, Forschungszentrum Jülich, Öko-Institut.

Die Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Verkehr ist in den vorstehenden Abschnitten schon ausführlich behandelt worden, so dass an dieser Stelle ein Hinweis auf die Reduktion des Endenergieverbrauchs in diesem Sektor um ca. 820 PJ, d.h. um fast 30 % gegenüber dem Niveau des Jahres 2000 genügt (Abbildung 5-15). Hervorzuheben ist aber auch, dass die wesentlichen Effekte der zusätzlich ergriffenen Maßnahmen vor allem im Zeitraum bis 2020 zu massiven Senkungen des Endenergieverbrauchs führen. Die letzte Dekade des Szenariozeitraums ist dagegen durch eine dann besonders starke Ausweitung des Anteils erneuerbarer Energien im Verkehrssektor gekennzeichnet.

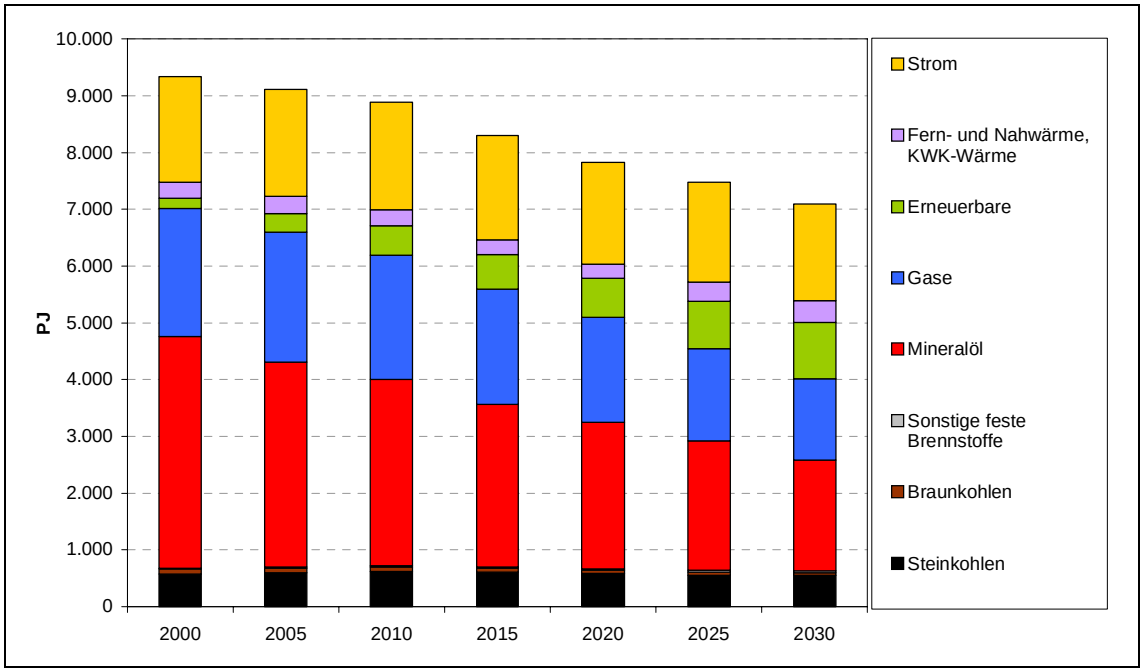
Für den Energieverbrauch im Verarbeitenden Gewerbe sowie im übrigen Bergbau wurden im Vergleich zum Mit-Maßnahmen-Szenario keine weiteren Veränderungen vorgenommen, so dass sich für das Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario ein hinsichtlich Niveau und Struktur unverändertes Muster des zukünftigen Energieverbrauchs der Industrie ergibt (Abbildung 5-16), die nur um die zusätzliche Erzeugung von KWK-Wärme in den Kraftwerken des Verarbeitenden Gewerbes bzw. die entsprechende Substitution von anderen Endenergieträgern ergänzt wurde.

Abbildung 5-16 Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Industrie im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario, 2000-2030



Quellen: Fraunhofer ISI, Forschungszentrum Jülich.

Abbildung 5-17 Entwicklung des gesamten Endenergieverbrauchs im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario, 2000 bis 2030

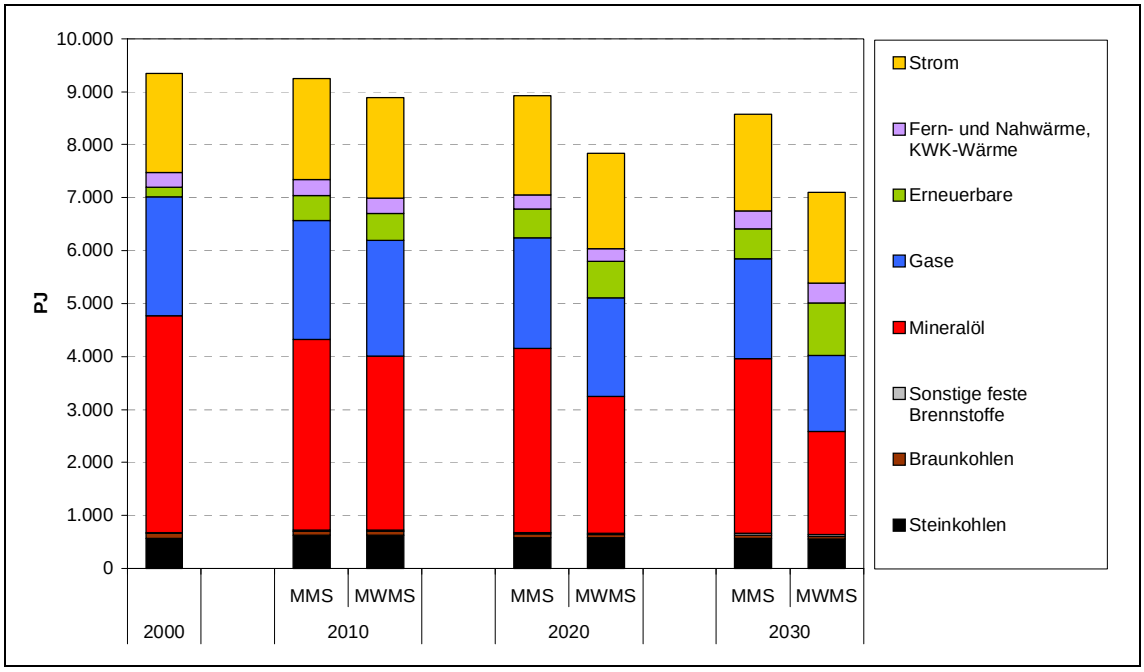


Quellen: Fraunhofer ISI, Forschungszentrum Jülich, Öko-Institut.

Der gesamte Endenergieverbrauch im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario ist im Ergebnis stark rückläufig. Er sinkt von ca. 9.340 PJ im Jahr 2000 auf knapp unter 7.100 PJ

im Jahr 2030, dies entspricht einem Rückgang von 24 %. Gegenüber dem Mit-Maßnahmen-Szenario bedeutet dies eine Energieeinsparung um weitere 1.500 PJ oder fast 17 % im Jahr 2030. Im Zeitraum 2000 bis 2030 nimmt der Anteil an Mineralölprodukten von ca. 44 % auf ca. 28 % ab, während der Anteil erneuerbarer Energien von 2 % auf ca. 14 % ansteigt. Im Vergleich dazu sinken die Anteile an Kohle und Erdgas nur leicht ab, die Anteile von Fern- und Nahwärme (inklusive zusätzlicher KWK-Wärme aus Industriekraftwerken) sowie Strom nehmen leicht zu. Während der Endenergiebedarf für das Jahr 2030 im Verkehrssektor um 29 %, im Haushaltssektor um 27 % und im GHD-Sektor um 24 % niedriger liegt als im Jahr 2000, fällt der Rückgang in der Industrie mit etwa 15 % deutlich geringer aus. Letzteres ist darauf zurückzuführen, dass zusätzliche Maßnahmen gegenüber dem Mit-Maßnahmen-Szenarien im Industriesektor nicht und im GHD-Sektor beschränkt auf die Bereiche Raumwärme, Warmwasser sowie Kühlen und Lüften analysiert wurden.

Abbildung 5-18 Vergleich des gesamten Endenergieverbrauchs im Mit-Weiteren-Maßnahmen- und im Mit-Maßnahmen-Szenario, 2000-2030



Quellen: Fraunhofer ISI, Forschungszentrum Jülich, Öko-Institut.

Wie die vergleichende Abbildung 5-18 auch zeigt, nimmt - entgegen den Trends bei den fossilen Energieträgern - der Endenergieverbrauch erneuerbarer Energieträger stark zu. Zwischen 2000 und 2030 ist mehr als eine Verfünffachung von ca. 180 PJ auf knapp 1.000 PJ zu verzeichnen. Die Hälfte dieses Zuwachses entfällt auf den Einsatz von Biokraftstoffen im Verkehrssektor, der um nahezu 500 PJ wächst, aber auch der Haushaltssektor trägt mit einem weiteren Zuwachs von etwa 240 PJ wesentlich bei. Die Zuwächse in den anderen Sektoren sind im Vergleich dazu moderat. Im Vergleich zum Mit-Maßnahmen-Szenario bedeutet diese Zunahme des Energieaufkommens aus Erneuerbaren eine Erhöhung um weitere 430 PJ (+75 %) im Jahr 2030.

5.2 Sektoranalysen zur Entwicklung des Umwandlungssektors

5.2.1 Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erreicht im Mit-Maßnahmen-Szenario mit 120 TWh bzw. rund 20 % des Bruttostromverbrauchs das im EEG festgelegte Mindestziel. In vorliegenden Studien[63] wird darüber hinaus ein verstärkter Ausbau erneuerbarer Energien betrachtet. So erhöht sich der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung in Deutschland gemäß dem aktuellen „Leitszenario 2006“ des BMU (Nitsch, DLR 2007) bis 2020 auf rund 27 % und bis 2030 auf rund 45 %. Bis 2050 steigt dieser Anteil in diesem Szenario weiter auf 77 % des künftigen Stromverbrauchs. Unter Berücksichtigung der Wärme- und Kraftstoffbereitstellung könnten erneuerbare Energien zur Mitte des Jahrhunderts dann fast die Hälfte des künftigen Primärenergieverbrauchs decken und dazu beitragen, dass die Treibhausgasemissionen bis 2050 gegenüber 1990 um rund 80 % gesenkt werden.

Damit wird gezeigt, dass unter günstigen Voraussetzungen – auch unter Berücksichtigung ökologischer Aspekte und des Ausstiegs aus der Kernenergie – ein schneller, nachhaltiger Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland möglich ist.

Das Leitszenario 2006 ist ein zielorientiertes Szenario, das von den demografischen und ökonomischen Rahmendaten der Studie EWI/Prognos (2005) ausgeht[64] und darüber hinaus Strategien zur weiteren Effizienzerhöhung in allen Sektoren (einschl. verstärkter Kraft-Wärme-Kopplung)[65] sowie zur stärkeren Nutzung erneuerbarer Energien umfasst.

Das Szenario beschreibt einen „mindestens anzustrebenden“ weiteren Ausbau erneuerbarer Energien, sowohl mit Blick auf die Stabilisierung der Inlandsmärkte als auch auf den Aufbau von Exportmärkten (Nitsch, DLR 2007). Es wird davon ausgegangen, dass die bisherigen politischen Instrumente in dem jetzigen Ausmaß wirksam bleiben und noch fehlende kurzfristig etabliert werden. Für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird davon ausgegangen, dass das EEG weiterentwickelt und ggf. in einigen Punkten angepasst wird (u. a. Vergütung für Offshore-Windanlagen in der Einführungsphase, aktives Nachsteuern bei der Vergütung für Fotovoltaik, Anpassungen bei Bonuszahlungen für Biomasse und Biogas).

Das Leitszenario wird als ein möglicher Umstrukturierungspfad formuliert. Unter wirksameren energiepolitischen Rahmenbedingungen oder veränderten wirtschaftlichen Rahmendaten werden auch weitergehende und raschere Umstrukturierungen für möglich gehalten.

---

63 Vgl. WI/DLR (2002); DLR/ifeu/WI (2004); DLR/ZSW/WI (2005); ZSW/DLR/DIW/GWS (2006); Nitsch, DLR (2007).

64 Nur hinsichtlich der Verkehrleistungen sind die Rahmenannahmen modifiziert.

65 Das Leitszenario 2006 geht davon aus, dass die im Rahmen des Energiegipfels der Bundesregierung am 9.10. 2006 angestrebte Verdopplung der Energieproduktivität bis 2020 gegenüber 1990 im Wesentlichen erreicht werden wird.

Tabelle 5-34 Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario (MWMS, „Leitszenario 2006“)

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	TWh						
Wasserkraft	24,9	21,5	23,2	23,5	24,5	24,5	24,5
Windenergie	7,6	27,2	39,3	54,6	78,6	103,6	131,8
Fotovoltaik	0,1	1,3	3,6	6,6	9,8	11,3	13,0
Geothermie	0,0	0,0	0,4	1,4	3,2	6,2	9,4
Biomasse, fest	0,5	4,6	9,8	12,4	14,8	16,7	18,5
Biomasse, gasf., flüss.	1,7	5,8	11,7	16,1	19,2	21,1	23,0
Abfall, biogen	1,9	3,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
Summe Erzeugung	36,7	63,6	92,0	118,5	154,0	187,4	224,2
Import	0,0	0,0	0,0	0,0	1,8	11,9	24,9
Gesamt	36,7	63,6	92,0	118,5	155,8	199,3	249,1
Nachrichtlich:							
Bruttostromverbrauch Hochpreis	578,1	610,5	583,1	582,1	581,1	575,7	570,2
Anteil am BSV Hochpreis %	6,3	10,4	15,8	20,4	26,8	34,6	43,7

Quellen: Nitsch, DLR (2007), BMU (2007), Berechnungen des DIW Berlin.

Tabelle 5-35 Wirkung weiterer Maßnahmen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (Differenz MWMS - MMS)

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	TWh						
Wasserkraft	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Windenergie	0,0	0,0	0,0	2,6	12,9	22,4	39,4
Fotovoltaik	0,0	0,0	0,6	2,4	4,8	5,7	7,0
Geothermie	0,0	0,0	0,1	0,8	1,9	3,7	4,5
Biomasse, fest	0,0	0,0	1,8	3,9	5,8	7,2	8,5
Biomasse, gasf., flüss.	0,0	0,0	2,7	6,1	8,2	9,6	11,0
Abfall, biogen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe Erzeugung	0,0	0,0	5,2	15,7	33,5	48,6	70,3
Import	0,0	0,0	0,0	0,0	1,8	11,9	24,9
Gesamt	0,0	0,0	5,2	15,7	35,3	60,5	95,2
Nachrichtlich:							
Bruttostromverbrauch Hochpreis	578,1	610,5	583,1	582,1	581,1	575,7	570,2
Anteil am BSV Hochpreis %	0,0	0,0	0,9	2,7	6,1	10,5	16,7

Quellen: Nitsch, DLR (2007), BMU (2007), Berechnung des DIW Berlin.

Die Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario ist in Tabelle 5-34 dargestellt. Die in Tabelle 5-35 ermittelten Wirkungen weitere Maßnahmen ergeben sich jeweils als Differenz zum Mit-Maßnahmen-Szenario (vgl. Tabelle 4-35).

Die gesamte Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ist im MWMS bereits im Jahr 2010 mit 92 TWh um gut 5 TWh höher als im MMS; das Mindestziel (von 12,5 %) wird damit noch stärker übertroffen als im MMS. Im Jahr 2020 werden in Deutschland 154 TWh und im Jahr 2030 224 TWh Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt. Hinzu

kommt ein zunehmender Import von Regenerativstrom (rund 2 TWh in 2020 und 25 TWh im Jahr 2030).

Im Vergleich zum MMS ergibt sich im MWMS die größte Veränderung bei der Windenergie, die hier 79 TWh im Jahr 2020 und 132 TWh im Jahr 2030 (etwa ein Viertel des Stromverbrauchs) erreicht. Dies setzt eine erfolgreiche Integration der fluktuierenden Erzeugung in die Elektrizitätsversorgung voraus und erfordert günstige Voraussetzungen für einen konfliktfreien Ausbau der Windenergie an Land. Auch die Offshore-Nutzung muss weiterhin unterstützt werden. Wie in EWI/Prognos (2005) wird auch im Leitszenario bis 2020 auf See eine Leistung von 8,8 GW erwartet. Erst danach erfolgt ein forcierter Ausbau. Schätzungen zum Zeitpfad der Offshore-Nutzung in Deutschland sind bisher allerdings noch recht unsicher, insbesondere mit Blick auf große Küstenentfernungen und Wassertiefen.

Auch bei der Fotovoltaik wird im MWMS ein deutlich höherer Zuwachs (auf fast 10 TWh 2020 und 13 TWh 2030) erreicht als im MMS. Ein hohes Marktwachstum ist erforderlich, um durch Lerneffekte weitere Kostendegressionen zu ermöglichen. Neben dem Inlandsmarkt müssen sich hierfür auch die Märkte in anderen Ländern entwickeln und die Exporte zunehmen. Die inländische Förderpolitik muss deshalb in Abstimmung mit internationalen Förderaktivitäten erfolgen.[66] In diesem Zusammenhang sind auch Initiativen wie z.B. die Feed-In-Cooperation und die Koordinierung der Förderpolitik in Europa wichtige Ansatzpunkte. Darüber hinaus sind weitere Anstrengungen in Forschung und Entwicklung erforderlich, um die Wettbewerbsfähigkeit von Solarstrom zu verbessern.[67]

Die geothermische Stromerzeugung ist im MWMS im Jahr 2020 mit gut 3 TWh mehr als doppelt so hoch wie im MMS. Die künftige Entwicklung ist in diesem Bereich ebenfalls schwierig einzuschätzen, zumal sich die geothermische Stromerzeugung in Deutschland gegenwärtig noch im Erprobungsstadium befindet. Im MWMS erhöht sich der Beitrag der Geothermie bis 2030 auf gut 9 TWh. Eine solche Entwicklung erfordert sowohl finanzielle Förderung durch Mindestvergütungen als auch weitere Forschung und Entwicklung.

Im Szenario eines forcierten Ausbaus erneuerbarer Energien müsste neben der Windenergie vor allem die Zunahme der Biomassenutzung beschleunigt werden. Im MWMS könnte die Verstromung sowohl von fester als auch von gasförmiger Biomasse bereits 2010 deutlich höher sein als im MMS (die Verstromung von flüssigen Bioenergien bleibt hingegen gering). Die gesamte Biomasseverstromung ist im Jahr 2020 um 14 TWh und im Jahr 2030 um fast 20 TWh höher als im MMS. Um eine solche forcierte Entwicklung zu verwirklichen, müssten die Förderbedingungen unter Berücksichtigung

---

66 Gegenwärtig ist nicht geplant, die Mindestvergütungssätze für Solarstrom zu erhöhen. Im Vergleich zu anderen Techniken sind die Sätze hier besonders hoch, sie vermindern sich allerdings gemäß der jährlichen Degressionsraten.

67 In Europa könnte sich die Fotovoltaikkapazität von 1,8 GW im Jahr 2005 längerfristig auf 200 GW erhöhen, vgl. KOM(2006) 847 endgültig vom 10.1.2007, Anhang.

der Marktentwicklung überprüft und gegebenenfalls angepasst werden. Beim Einsatz von biogenem Abfall zur Stromerzeugung wird keine weitere Erhöhung angenommen.

Die Wirkungen weiterer Maßnahmen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sind in Tabelle 5-36 zusammengefasst.

Tabelle 5-36 Zusammenfassung der Wirkung weiterer Maßnahmen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

Maßnahme/ Umsetzung/ Institution	Typ	Beschreibung/Ziele (Wirkungsbereich)	Umsetzungs-stand (Wirkungs-beginn)	Effekt für Stromaufkommen				
				2010	2015	2020	2025	2030
				TWh				
Verstärkte Förderung erneuerbarer Energien	R, E	Mindestvergütungen für die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien (Ziel: Anteil von rund 25% bis 2020)	ab 2008	5	16	34	49	70
Forschung und Entwicklung	D	Förderung von FuE, einschl. Demonstration	ab 2008	nicht quantifizierbar				
Ungewichtete Summe der Wirkungen der Einzelmaßnahmen				5	16	34	49	70
Gewichtete Summe der Wirkungen der Einzelmaßnahmen (ohne Überlagerungseffekte)				5	16	34	49	70

Anmerkung: Wirkung weiterer Maßnahmen ohne Stromimport

Quellen: Berechnungen des DIW Berlin.

5.2.2 Fossile Stromerzeugung (einschließlich KWK)

5.2.2.1 Vorbemerkungen

Im Rahmen des Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenarios (MWMS) wird von einer Weiterentwicklung der bestehenden Klimaschutzmaßnahmen ausgegangen. Wie für das MMS und das OMS werden die Effekte mit Hilfe des Investitionsmodells ELIAS des Öko-Instituts (Abschnitt 4.3.2.1) berechnet. Die erneuerbare Stromerzeugung sowie Veränderungen der Stromnachfrage werden als feste Entwicklung vorgegeben (Abschnitt 5.2.1).

Für die Modellierung des MWMS wurden im Wesentlichen zwei zusätzliche Politiken und Maßnahmen berücksichtigt:

- Weiterentwicklung des Emissionshandels sowie Einführung strikterer Klimaschutzziele (Abschnitt 5.2.2.2.1)
- Verstärkte Förderung von KWK-Anlagen (Abschnitt 5.2.2.2.2).

Darüber hinaus wird im Rahmen eines Exkurses beleuchtet, welche Konsequenzen die Einführung von Carbon Capture and Storage (CCS, CO_2-Abscheidung und -Einlagerung) auf die Entwicklung des Kraftwerksparks und die damit verbundenen Emissionen hat (Abschnitt 5.2.2.5).

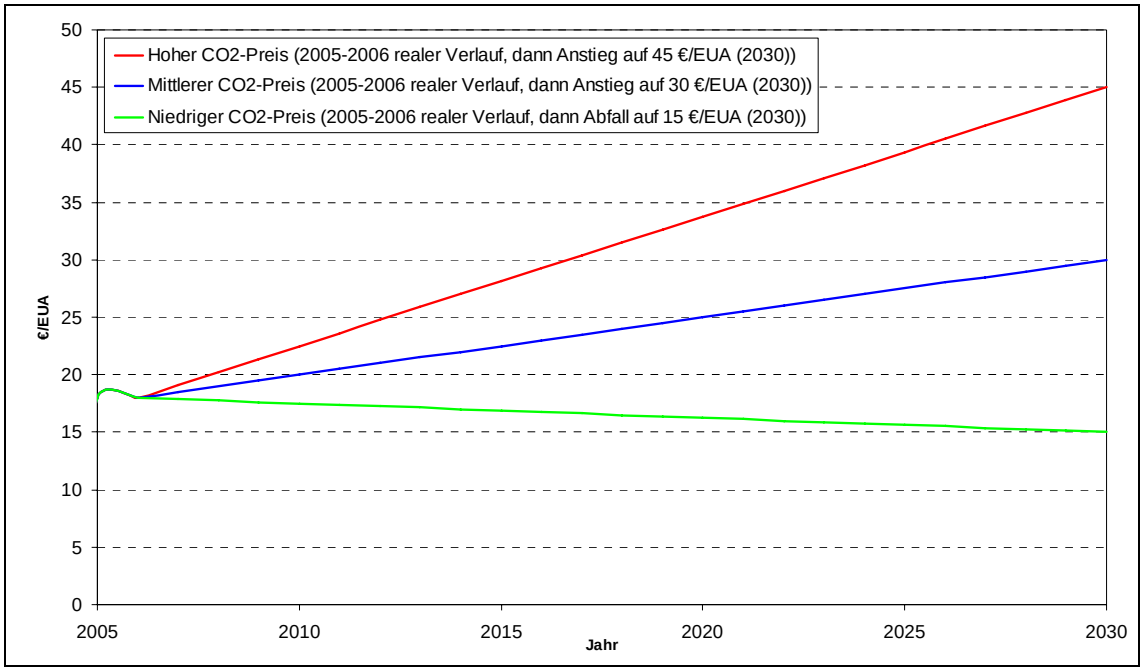
5.2.2.2 Maßnahmen

5.2.2.2.1 Weiterentwicklung des Emissionshandels sowie Einführung strikterer Klimaschutzziele

Im Rahmen der Modellierung des MWMS wird der Emissionshandel dergestalt modifiziert, dass für Neuanlagen eine Zuteilung auf Grundlage eines einheitlichen Benchmarks für die Stromerzeugung (500 EUA/GWh) und die Wärmeerzeugung (für KWK-Anlagen, 215 EUA/GWh), unabhängig von Anlagenart und eingesetztem Brennstoff erfolgt.

Des Weiteren wird von strikteren weltweiten (mindestens EU-weiten) Klimaschutzzielen ausgegangen, die zu einem CO_2-Preis von 45 €/EUA im Jahre 2030 führen. Als Sensitivitätsanalyse (Abschnitt 5.2.2.4) wird von einem CO_2-Preis von 30 €/EUA bzw. 15 €/EUA im Jahr 2030 ausgegangen (Abbildung 5-19).

Abbildung 5-19 CO_2-Preis-Szenarien für das Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario



Quelle: Darstellung Öko-Institut.

5.2.2.2.2 Verstärkte Förderung von KWK-Anlagen

Für die Darstellung des MWMS wird davon ausgegangen, dass das Ziel einer Verdopplung der KWK-Stromerzeugung bis 2015 sowie einer Verdreifachung bis 2030 in Bezug auf das Jahr 2000 erreicht wird.

Zu diesem Zweck wird das bestehende KWK-G verlängert sowie der Kreis der zuschlagsberechtigten Anlagen erweitert. Es wird davon ausgegangen, dass der Einspeise-

zuschlag für kleine KWK-Anlagen (≤ 2 MW_{el}) im Jahr 2011 um 50 % erhöht und danach konstant gehalten wird. Dies entspricht einer Vergütung von 2,91 cent/kWh. Für größere KWK-Anlagen wird der Kreis der Zuschlagsberechtigten auf Neubauanlagen erweitert. Der Zuschlagssatz wird ebenfalls im Jahr 2011 um 50 % erhöht und danach konstant gehalten (2,39 cent/kWh).

5.2.2.3 Ergebnisse

Wie für das MMS umfasst die Bewertung der Maßnahmen des MWMS ausschließlich direkte Effekte. Abbildung 5-20 stellt die Berechnungsergebnisse für das MWMS dar.

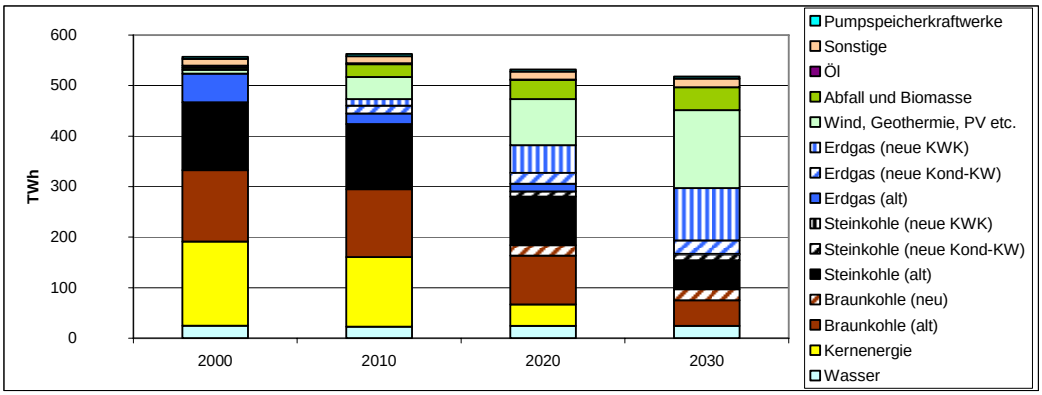
Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erhöht sich vorgabengemäß (Abschnitt 5.2.1) von 37 TWh (2000) auf 224 TWh (2030). Wie im MMS wird davon ausgegangen, dass die Beschlüsse des AtG umgesetzt werden und die Stromerzeugung in Kernkraftwerken im Jahr 2030 auf Null zurückgeht. Der Zubau von Braunkohlekraftwerken (22 TWh im Jahr 2030) entspricht fast ausschließlich den sich bereits in Planung oder Bau befindlichen Kraftwerken (Tabelle 4-43). Ein weiterer Zubau von neuen Braunkohlekraftwerken im Rahmen des MWMS findet praktisch nicht statt. Dementsprechend sinkt die Braunkohleverstromung aufgrund der Außerbetriebnahme alter Kraftwerke von 141 TWh (2000) auf 72 TWh (2030). Der Neubau von Steinkohlekraftwerken ist ebenfalls unwesentlich und wird vor allem durch bereits geplante Kraftwerke bestimmt. Die entsprechende Stromerzeugung sinkt von 134 TWh auf 70 TWh. Die Erdgasverstromung nimmt stark zu von 57 TWh auf 130 TWh, wobei der überwiegende Anteil der Neubaukraftwerke KWK-Anlagen sind (2030: 104 TWh). Dadurch nimmt die KWK-Stromerzeugung insgesamt von 55 TWh auf 121 TWh zu. Es kann davon ausgegangen werden, dass ein Teil der Biomasse-Verstromung ebenfalls in KWK-Anlagen erfolgt. Insofern kann eine Verdreifachung der KWK-Stromerzeugung in Bezug auf 2000 mit diesem Szenario annähernd erreicht werden.

Die CO_2-Emissionen sinken um mehr als ein Drittel und liegen bei 206 Mt. CO_2 im Jahr 2030. Dabei macht der Emissionssockel der bereits im Jahr 2000 betriebenen Braun- und Steinkohlekraftwerke fast die Hälfte der Emissionen im Jahr 2030 aus.

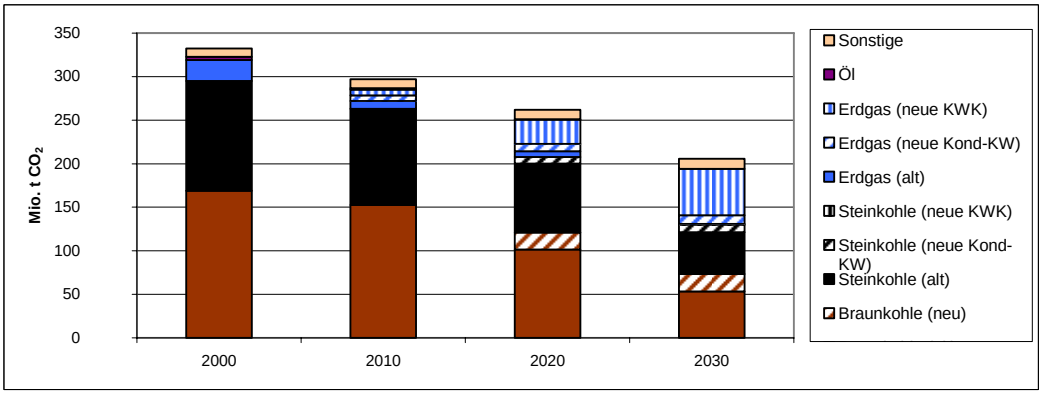
Der Vergleich mit dem MMS (Tabelle 5-37) zeigt zunächst deutlich, dass die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2030 um 70 TWh zugenommen hat, während die gesamte Stromnachfrage um 32 TWh gesunken ist. Damit sinkt der Neubaubedarf für fossile Kraftwerke im Vergleich zum MMS um rund 100 TWh. Im Vergleich zum MMS reduziert sich die Verstromung in Braunkohlekraftwerken um rund 80 TWh, in Steinkohlekraftwerken um rund 50 TWh. Die Erdgasverstromung steigt um rund 30 TWh. Damit wirkt sich der verringerte Neubaubedarf fossiler Kraftwerke ausschließlich auf die Kohleverstromung aus. Darüber hinaus kommt es zu einem signifikanten Brennstoffwechsel von Kohle zu Erdgas. Dementsprechend liegen die CO_2-Emissionen im MWMS im Jahr 2030 mit 206 Mt CO_2 um 92 Mt CO_2 unter dem MMS. Während die Emissionen des MMS über die Zeit lediglich leicht sinken, konnten sie im MWMS bis 2030 um mehr als ein Drittel gegenüber dem Jahr 2000 reduziert werden.

Abbildung 5-20 Entwicklung der Stromerzeugung und CO_2-Emissionen im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario

Entwicklung der Netto-Stromerzeugung



Entwicklung der CO_2-Emissionen (ohne Berücksichtigung der Effekte durch KWK-Wärmeauskopplung)



	2000	2010	2020	2030
		TWh		
Kernenergie	167	138	42	0
Braunkohle	141	134	117	72
davon neue Kond-KW	0	0	21	22
Steinkohle	134	129	107	70
davon neue Kond-KW	0	0	11	12
davon neue KWK	0	0	0	1
Erdgas	57	50	91	130
davon neue Kond-KW	0	16	21	27
davon neue KWK	0	13	55	104
Erneuerbare gesamt	37	92	154	224
davon Wasser	25	23	24	24
davon Wind, Geothermie, Photovoltaik etc.	8	43	92	154
davon Biomasse	4	26	38	46
Sonstige (u.a. Öl)	17	16	16	17
Pumpspeicher-KW	4	4	4	4
Summe	557	563	532	518
davon KWK (Bestand und neu)	55	56	85	121
CO_2-Emissionen (Mio. t)	332	297	262	206

28.03.2007 21:29 AWT - MWMS v2

Quellen: Berechnungen Öko-Institut.

Tabelle 5-37 Wirkung optionaler Maßnahmen zur Stromerzeugung im Kraftwerkspark (Differenz MWMS – MMS)

	2000	2010	2020	2030
		TWh		
Kernenergie	0	0	0	0
Braunkohle	0	-13	-46	-81
davon neue Kond-KW	0	-10	-36	-73
Steinkohle	0	-6	-31	-49
davon neue Kond-KW	0	-3	-21	-40
davon neue KWK	0	0	0	1
Erdgas	0	7	18	28
davon neue Kond-KW	0	0	-14	-32
davon neue KWK	0	8	33	60
Erneuerbare gesamt	0	5	34	70
davon Wasser	0	0	0	0
davon Wind, Geothermie, Photovoltaik etc.	0	1	20	51
davon Biomasse	0	5	14	20
Sonstige (u.a. Öl)	0	0	0	0
Pumpspeicher-KW	0	0	0	0
Summe	0	-7	-26	-32
davon KWK (Bestand und neu)	0	7	30	58
CO_2-Emissionen (Mio. t)	0	-15	-56	-92

Quellen: Berechnungen Öko-Institut.

Tabelle 5-38 stellt die Effekte bezüglich der CO_2-Emissionsminderung differenziert nach einzelnen Maßnahmen im MWMS dar (direkte Effekte).

Tabelle 5-38 Zusammenfassung der Wirkung im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario

Maßnahme/ Umsetzung/ Institution	Typ	Beschreibung/Ziele (Wirkungsbereich)	Umsetzungs-stand (Wirkungs-beginn)	Direkte Emissionsminderungseffekte				
				2010	2015	2020	2025	2030
				Mio. t CO_2-Äqu.				
Verstärkte Förderung erneuerbarer Energien / Bundesregierung	R,E	Ausweitung der Mindestvergütung für die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien	ab 2008	nachrichtlich zusammen:				
Stromeinsparung / EU-Kommission, Bundesregierung	O	Verringerung des Stromverbrauchs gegenüber MMS	ab 2008	-11	-26	-42	-50	-69
Modifizierung des Emissionshandelssystems / Bundesregierung	E	Zuteilung der Emissions-zertifikate nach einem einheitlichen Benchmark für die Stromerzeugung	ab 2013	-4	-5	-20	-35	-41
Einführung strikter Klimaschutzziele / EU-Kommission, Bundesregierung	E	Steigender CO2-Preis	ab 2008	-1	-2	-4	-6	-7
Verstärkte KWK-Förderung / Bundesregierung	E	Erhöhung der Vergütungs-sätze um 50%, Verlänge-rung der Förderung nach 2010, Erweiterung auf Neubauanlagen	ab 2011	-5	-3	-10	-15	-18
Ungewichtete Summe der Wirkungen der Einzelmaßnahmen				-20	-36	-76	-107	-134
Gewichtete Summe der Wirkungen der Einzelmaßnahmen (ohne Überlagerungseffekte)				-15	-29	-56	-75	-92

Quellen: Berechnungen Öko-Institut.

Die Tabelle verdeutlicht, dass drei Maßnahmen die wesentlichen Treiber der Emissionsreduktion sind. Wie für das MMS fällt der größte Anteil mit 69 Mt CO_2 auf die geringere fossile Stromerzeugung im MWMS im Vergleich zum MMS. Die Modifizierung des Emissionshandels dergestalt, dass ein einheitlicher Benchmark für die Strom- bzw. Wärmeerzeugung eingeführt wird, führt zu weiteren 41 Mt CO_2. Der Einfluss der verstärkten KWK-Förderung liegt mit 18 Mio. CO_2 an dritter Stelle. Ein steigender Preis für CO_2-Emissionszertifikate führt zu einer Reduktion von 7 Mt CO_2.

Alle Einzelmaßnahmen führen zu sinkenden CO_2-Emissionen. So führen die Einführung eines einheitlichen Produkt-Benchmarks im Emissionshandel sowie ein steigender CO_2-Preis zu fallenden CO_2-Emissionen, da beide Maßnahmen zu einer relativen Kostensteigerung emissionsintensiver Kraftwerke (z.B. Braunkohle-Kraftwerke) zugunsten von emissionsärmeren Kraftwerken (z.B. Erdgas-GuD-Kraftwerke) führen. Die verbesserte KWK-Förderung führt ebenfalls zu einer Zunahme des Zubaus von Erdgas-Kraftwerken. Eine verstärkte Förderung erneuerbarer Energien und eine vermehrte Stromeinsparung führen zu einem prinzipiell geringeren Zubau fossiler Kraftwerke, da der Neubaubedarf sinkt, und damit zu sinkenden Emissionen.

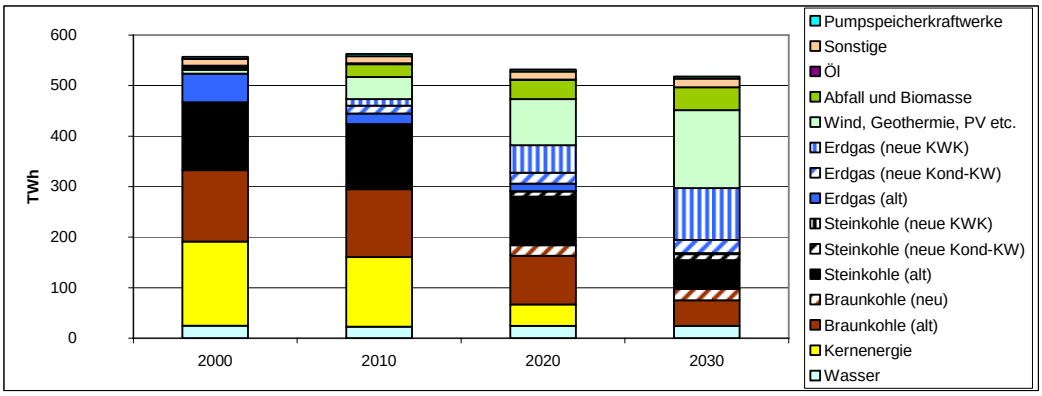
Durch die Überlappung der Maßnahmen ist der Gesamteffekt aller Maßnahmen mit 92 Mt CO_2 entsprechend kleiner als die Summe der Einzeleffekte (134 Mt CO_2).

5.2.2.4 Sensitivitätsanalyse: Variation der CO_2-Preisentwicklung

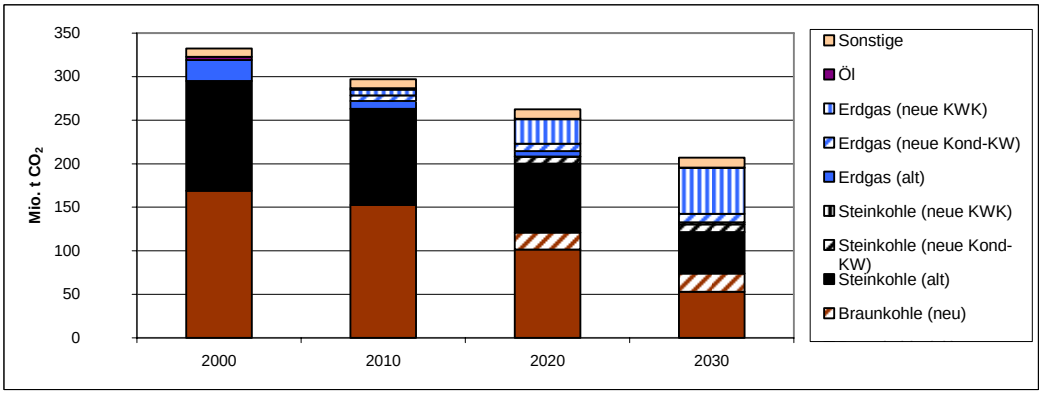
Abbildung 5-21 und Abbildung 5-22 zeigen die Berechnungsergebnisse für das MWMS unter der Annahme, dass die Steigerung des CO_2-Preises geringer ausfällt und 30 €/EUA im Jahr 2030 erreicht bzw. leicht abfällt und 15 €/EUA im Jahr 2030 erreicht. Demnach ändert sich die Struktur der Stromerzeugung kaum. Durch die fallenden CO_2-Preise wird der Wettbewerbsvorteil der emissionsarmen Erdgas-GuD-Kraftwerke gegenüber den Kohlekraftwerken etwas gemindert, wodurch es zu einem verstärkten Ausbau von Stein- und Braunkohlekraftwerken und zu einem sinkenden Anteil der Erdgasverstromung kommt. Die Effekte sind jedoch gering. Die Braunkohleverstromung nimmt zwischen dem MWMS im Fall hoher CO_2-Preise (Anstieg auf 45 €/EUA im Jahr 2030) und dem Fall niedriger CO_2-Preise (15 €/EUA im Jahr 2030) um lediglich 4 TWh zu, die Steinkohleverstromung um 6 TWh. Die Erdgasverstromung sinkt entsprechend. Diese Sensitivitätsanalyse zeigt, dass die Effekte der im MWMS abgebildeten Klimaschutzstrategie robust, d.h. weitgehend unabhängig von der Höhe des CO_2-Zertifikatspreises sind.

Abbildung 5-21 ELIAS-Berechnungsergebnisse für das Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario (Variante moderater Anstieg des CO_2-Preises auf 30 €/EUA im Jahr 2030)

Entwicklung der Netto-Stromerzeugung



Entwicklung der CO_2-Emissionen (ohne Berücksichtigung der Effekte durch KWK-Wärmeauskopplung)



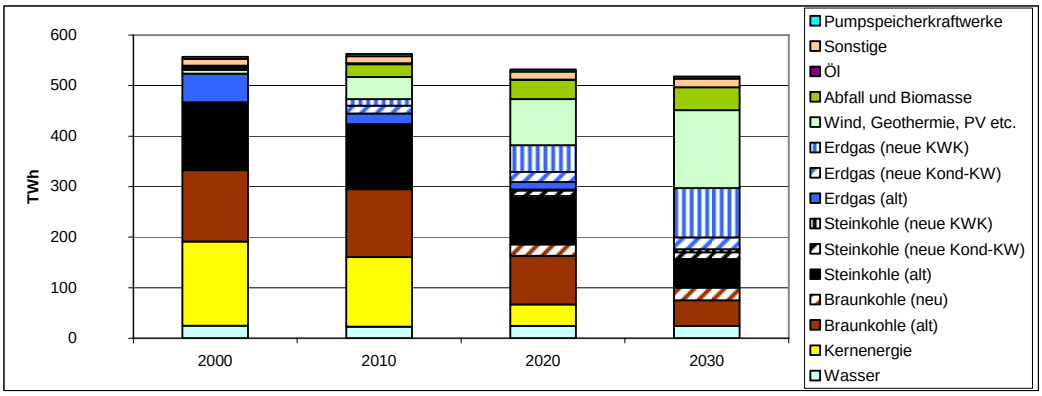
	2000	2010	2020	2030
			TWh	
Kernenergie	167	138	42	0
Braunkohle	141	134	117	73
davon neue Kond-KW	0	0	21	22
Steinkohle	134	129	107	71
davon neue Kond-KW	0	0	11	12
davon neue KWK	0	0	0	2
Erdgas	57	50	91	129
davon neue Kond-KW	0	16	21	26
davon neue KWK	0	13	54	102
Erneuerbare gesamt	37	92	154	224
davon Wasser	25	23	24	24
davon Wind, Geothermie, Photovoltaik etc.	8	43	92	154
davon Biomasse	4	26	38	46
Sonstige (u.a. Öl)	17	16	16	17
Pumpspeicher-KW	4	4	4	4
Summe	557	563	532	518
davon KWK (Bestand und neu)	55	56	85	121
CO_2-Emissionen (Mio. t)	332	297	262	207

03.04.2007 19:37 AWT - MWMS (CO2-Preis 2030 30 €) v2

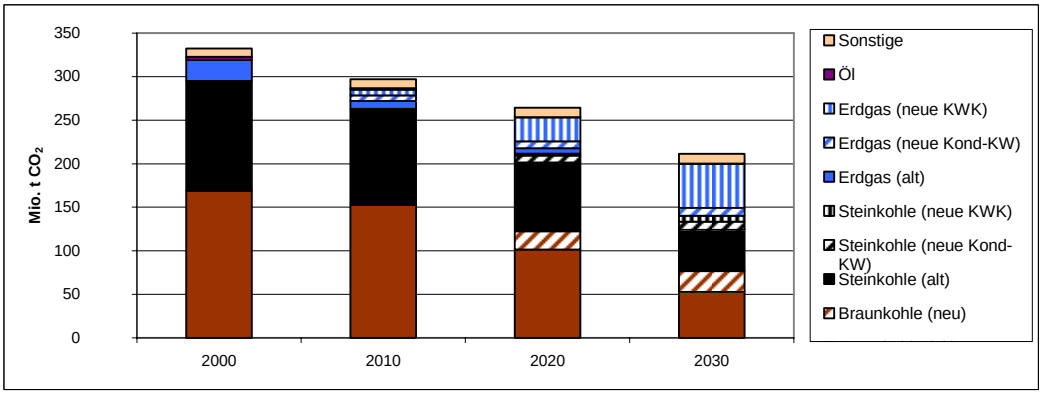
Quellen: Berechnungen Öko-Institut.

Abbildung 5-22 Entwicklung der Stromerzeugung und CO_2-Emissionen im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario (Variante leichter Abfall des CO_2-Preises auf 15 €/EUA im Jahr 2030)

Entwicklung der Netto-Stromerzeugung



Entwicklung der CO_2-Emissionen (ohne Berücksichtigung der Effekte durch KWK-Wärmeauskopplung)



	2000	2010	2020	2030
			TWh	
Kernenergie	167	138	42	0
Braunkohle	141	134	119	76
davon neue Kond-KW	0	0	22	25
Steinkohle	134	129	109	76
davon neue Kond-KW	0	0	11	13
davon neue KWK	0	0	2	6
Erdgas	57	50	88	121
davon neue Kond-KW	0	16	20	24
davon neue KWK	0	13	53	97
Erneuerbare gesamt	37	92	154	224
davon Wasser	25	23	24	24
davon Wind, Geothermie, Photovoltaik etc.	8	43	92	154
davon Biomasse	4	26	38	46
Sonstige (u.a. Öl)	17	16	16	17
Pumpspeicher-KW	4	4	4	4
Summe	557	563	532	518
davon KWK (Bestand und neu)	55	56	85	119
CO_2-Emissionen (Mio. t)	332	297	264	211

03.04.2007 20:31 AWT - MWMS (CO2-Preis 2030 15 €) v2

Quellen: Berechnung des Öko-Institut.

5.2.2.5 Exkurs: CO_2-Abscheidung und -Ablagerung (CCS)

Die Abscheidung und Ablagerung von CO_2 aus Kohlekraftwerken (Carbon Capture and Storage – CCS) stellt eine weitere Option dar, die Freisetzung von CO_2 in die Atmosphäre zu reduzieren. In diesem Exkurs wird untersucht, inwiefern sich Kohlekraftwerke mit CCS ab dem Jahr 2020 gegenüber anderen Kraftwerksoptionen im MWMS behaupten können.

Hierzu wird angenommen, dass CCS-Kraftwerken keine Kosten für CO_2-Zertifikate innerhalb des Emissionshandels entstehen, da eine Emission von CO_2 nicht oder nur in geringem Maße stattfindet[68]. Des Weiteren ist es denkbar, dass die CCS-Technologie durch staatliche Programme gefördert wird. Insofern können CCS-Kraftwerke komparative Kostenvorteile gegenüber anderen fossilen Kraftwerken ohne CCS erzielen. Auf der anderen Seite ist die Abscheidung von CO_2 mit Wirkungsgradverlusten des Kraftwerks verbunden. Darüber hinaus kommt es zu zusätzlichen Kosten für die Erkundung von Lagerstätten sowie die Einspeicherung des CO_2. Da die CCS-Technologie zurzeit noch in Erprobung ist und noch keine validen Kostendaten vorliegen, wird im Rahmen dieses Exkurses eine vereinfachte Abschätzung vorgenommen.

Für diese Analyse wird davon ausgegangen, dass ab dem Jahr 2020 Kohlekraftwerke nur dann genehmigt werden, sofern sie über eine CO_2-Abscheidung verfügen. Des Weiteren wird angenommen, dass solche CCS-Kraftwerke sich nur dann im Markt behaupten können, sofern sie Kostenvorteile gegenüber einer vergleichbaren Option ohne CCS aufweisen. Dies ist insbesondere bei hohen CO_2-Kosten der Fall. Aus diesem Grund wird diese Analyse auf Basis des CO_2-Hochpreisszenarios (Anstieg bis auf 45 €/EUA) sowie unter Annahme einer Zuteilung auf Basis eines einheitlichen Produktbenchmarks, wie für das MWMS definiert, durchgeführt.

Tabelle 5-39: Zubau neuer Kraftwerke im Jahr 2030 sowie CO_2-Emissionen im Kraftwerkspark in Abhängigkeit vom Kostenvorteil von CCS-Kraftwerken gegenüber Kraftwerksoptionen ohne CCS

		Kostenvorteil gegenüber Kraftwerksoption ohne CCS		
	MWMS	10%	20%	30%
Kraftwerk	- TWh -			
Braunkohle	21,7	22,0	23,6	26,8
Steinkohle (Kondensation)	11,6	12,4	14,6	18,7
Steinkohle (KWK)	1,0	1,5	3,4	7,0
Erdgas (Kondensation)	26,7	26,6	25,3	23,0
Erdgas (KWK)	103,7	102,2	98,4	90,7
CO_2-Emissionen ingesamt (Mio. t)	206	202	199	193

Quellen: Berechnungen des Öko-Instituts.

[68] Nach den bisher vorliegenden Analysen (IPCC 2005, UBA 2006c, MIT 2007) werden CCS-Kraftwerke nicht vollständig frei von CO_2-Emissionen sein. Im Rahmen dieser Analyse werden diese Emissionen jedoch nicht weiter betrachtet.

In einer vereinfachten Analyse wird untersucht, wie sich Stein- und Braunkohlekraftwerke mit CCS ab 2020 gegenüber anderen Kraftwerksoptionen durchsetzen können, sofern ihre Stromgestehungskosten 10 %, 20 % bzw. 30 % unter der Variante ohne CCS liegen. Tabelle 5-39 zeigt die entsprechenden Ergebnisse.

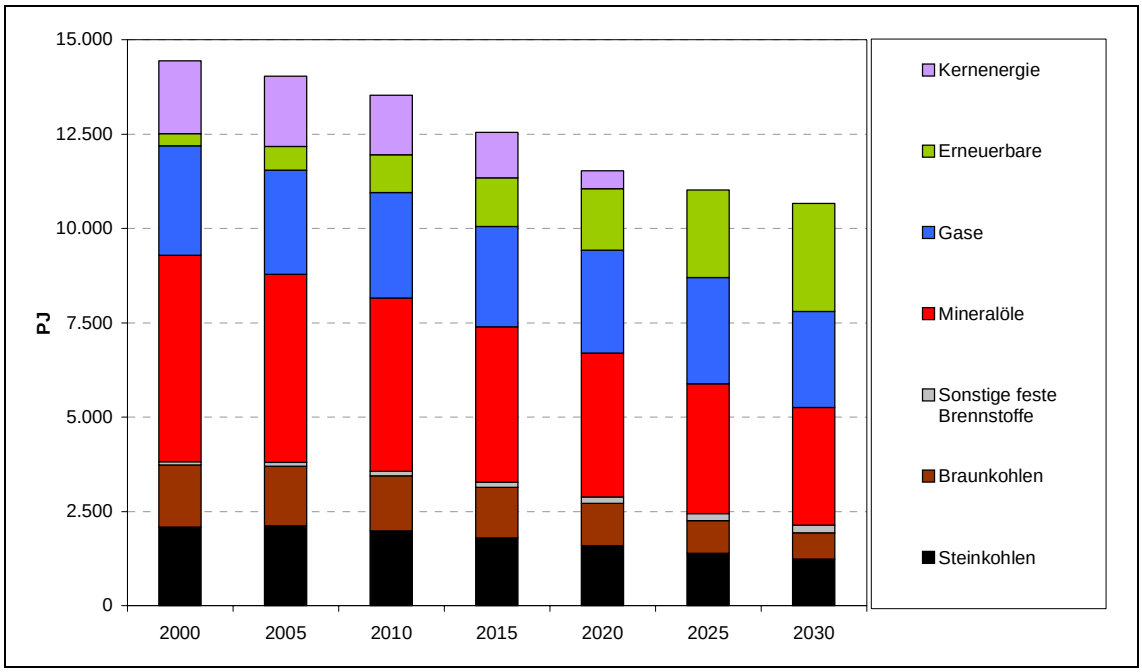
Die Analyse zeigt, dass geringe Kostenvorteile (10 %) von CCS-Kraftwerken gegenüber einer vergleichbaren Option ohne CCS zu einer kaum merklichen Steigerung der Stromerzeugung in Braun- und Steinkohlekraftwerken (mit CCS) bis 2030 und damit zu nur geringen zusätzlichen CO_2-Einsparungen gegenüber dem MWMS führen. Für vergleichsweise hohe Kostenvorteile (30 %) gehen insgesamt CCS-Kraftwerken (Braun- und Steinkohle) mit einer Stromproduktion von rund 18 TWh zusätzlich ans Netz. Dies entspricht ungefähr drei großen Blöcken à 800 MW. Die zusätzlichen Kraftwerkskapazitäten gehen zu Lasten von Erdgas-Kraftwerken, insbesondere von Erdgas-KWK-Anlagen. Die zusätzliche CO_2-Reduktion gegenüber dem MWMS beträgt rund 13 Mt CO_2. Sofern indirekte Effekte durch eine verringerte KWK-Stromerzeugung sowie Emissionen beim Betrieb der CCS-Kraftwerke mit berücksichtigt werden, verringert sich dieser Reduktionsbetrag zusätzlich.

Im Vergleich mit dem MWMS stellt CCS damit im Szenarienzeitraum bis 2030 lediglich eine CO_2-Reduktionsoption mit eingeschränktem Potenzial im Vergleich zu anderen bereits im Szenario berücksichtigten Maßnahmen dar.

5.3 Primärenergiebedarf

Der Primärenergieverbrauch geht im MWMS – wie erwartet – noch stärker zurück als im MMS und zwar von etwa 14.440 PJ im Jahr 2000 auf ca. 10.670 PJ im Jahr 2030, was einer Minderung um etwa 25 % entspricht. Es werden dabei vor allem deutlich weniger Kohle und Mineralöl eingesetzt. Der Erdgasverbrauch bleibt etwa auf demselben Niveau wie im MMS und vergrößert damit seinen relativen Anteil am Primärenergieverbrauch auf ca. 24 % im Jahr 2030 (2000: ca. 20 %, MMS-2030: ca. 23 %). Ein noch stärkerer Zuwachs als im MMS findet auch bei den erneuerbaren Energieträgern statt, wobei im Jahr 2030 der Anteil der Erneuerbaren auf knapp 27 % bzw. 2.860 PJ ansteigt, was einen Faktor neun gegenüber dem Jahr 2000 bedeutet. Vor allem Biomasse trägt mit 1.280 PJ – dies entspricht einem Anteil am gesamten Einsatz erneuerbarer Energien von 45 % – zu diesem Anstieg bei. Der Zuwachs bei fester Biomasse gegenüber dem MMS geht hauptsächlich auf die Ausweitung der Nutzung von Biokraftstoffen zurück. Hierzu werden 2030 etwa 800 PJ fester Biomasse eingesetzt, um gut 330 PJ Biokraftstoffe zu produzieren. Ein sekundärer Effekt ist der Anstieg der Stromnachfrage um ca. 10 TWh für die Prozessführung der BTL-Technologie. Unter den erneuerbaren Energieträgern folgt Wind mit 480 PJ (Anteil 17 %) auf dem zweiten Rang und Geothermie mit 380 PJ (Anteil 13 %) auf dem dritten Platz. Die Energieträger Solarenergie, Biogas und Bioethanol tragen zusammen mit ca. 600 PJ bei, wobei auf jeden dieser Energieträger etwa ein Drittel der Energiemenge, also ca. 200 PJ, entfällt.

Abbildung 5-23 Primärenergieverbrauch nach Energieträgern im Mit–Weiteren-Maßnahmen-Szenario, 2000-2030



Quellen: Berechnungen Forschungszentrum Jülich.

5.4 Emissionsermittlung

5.4.1 Energiebedingte Treibhausgasemissionen

5.4.1.1 CO_2-, CH_4- und N_2O-Emissionen aus der Verbrennung

Die Freisetzung von CO_2, CH_4 und N_2O aus Verbrennungsprozessen (Quellgruppe 1A – Emissions from Fuel Combustion) ergibt sich unmittelbar aus den Mengengerüsten des Energieeinsatzes im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario.

Die drastischen Veränderungen der Energieverbrauchsstrukturen und -niveaus in allen näher analysierten Sektoren führen auch zu einer signifikanten Reduktion der Treibhausgasemissionen.

Wie die in der Tabelle 5-40 zusammengestellten Ergebnisse der Emissionsrechnungen zeigen, gehen die energiebedingten Treibhausgasemissionen aus Verbrennungsprozessen in der Periode 2000 bis 2030 um ca. 400 Mt CO_2-Äqu. zurück, dies entspricht einer Minderung um 47 %.

Den entscheidenden Beitrag leisten dabei naturgemäß die erheblichen CO_2-Einsparungen, die sich für den gesamten Szenariozeitraum auf etwa 377 Mt belaufen. Den größten Beitrag erbringt dabei die Rückführung der CO_2-Emissionen aus den Energiesektoren (206 Mt CO_2), gefolgt von den im Verkehrssektor erbrachten Minderungsleistungen (ca. 105 Mt CO_2). Im Bereich der Wohn- und Nichtwohngebäude (d.h.

bei den privaten Haushalten und im GHD-Sektor) wird von 2000 bis 2030 eine Minderung von etwa 71 Mt CO_2 erbracht.

Eine Besonderheit ergibt sich hinsichtlich der Emissionsentwicklung in der Industrie. Nach den Berichtskonventionen von Inventar und Projektionsbericht werden von diesem Sektor auch die Industriekraftwerke erfasst. Angesichts der vorgabegemäß erfolgten massiven Ausweitung der KWK-Nutzung ist ein großer Teil der zusätzlichen KWK-Stromerzeugung dem Industriesektor zuzuordnen. Dies führt dort zunächst zu einer Ausweitung der Emissionen, die nur teilweise durch die Verdrängung von anderen Brennstoffen durch KWK-Wärme kompensiert wird, sondern vor allem zu einer Verstärkung der Emissionsminderung im Bereich der öffentlichen Energieversorgung führt.[69]

Im Vergleich zu den Emissionsniveaus des Jahres 1990 beläuft sich die Emissionsminderung auf ca. 39 % bis zum Jahr 2020 und 53 % im Jahr 2030.

[69] Der Emissionsminderungseffekt durch die zusätzliche Verdrängung des Einsatzes von fossilen Brennstoffen zur reinen Wärmeerzeugung durch die verstärkte KWK-Wärmeerzeugung ab 2020 führt – nach gleicher Konvention und Berechnungsmethode wie in den beiden anderen Szenarien – zu einem Emissionsminderungseffekt von etwa 14,5 Mt CO_2 im Jahr 2030.

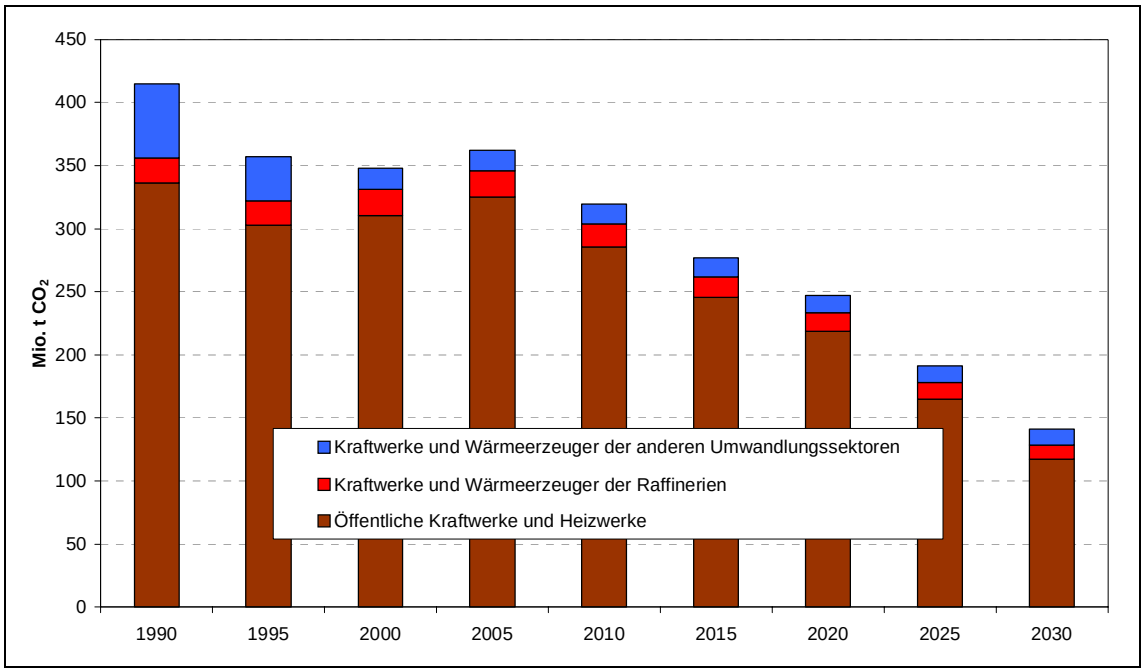
Tabelle 5-40 Emissionen von CO_2, CH_4 und N_2O aus Verbrennungsprozessen im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario, 2000-2030

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	kt CO_2-Äqu.						
CO_2-Emissionen							
Energiesektoren[a,e]	347.913	361.952	319.332	276.712	247.287	191.255	141.332
Endverbrauchssektoren	452.437	433.423	400.292	347.482	315.673	304.575	281.394
Industrie[b]	*97.812*	*102.945*	*90.741*	*78.537*	*76.976*	*95.083*	*102.580*
GHD[c]	*54.335*	*53.239*	*57.738*	*51.524*	*45.373*	*39.707*	*34.045*
Haushalte	*117.910*	*113.032*	*110.725*	*99.452*	*87.674*	*76.957*	*67.281*
Verkehr[d,e]	*182.379*	*164.207*	*141.088*	*117.968*	*105.650*	*92.828*	*77.487*
Nachr.:							
Internationer Flugverkehr	*17.489*	*20.286*	*24.136*	*18.813*	*21.633*	*24.681*	*26.296*
Hochseebunkerungen	*7.021*	*8.582*	*8.582*	*8.582*	*8.582*	*8.582*	*8.582*
Gesamt (national)	800.350	795.375	719.624	624.194	562.960	495.830	422.725
CH_4-Emissionen							
Energiesektoren[a,e]	122	132	118	104	98	81	65
Endverbrauchssektoren	1.175	1.053	1.106	1.099	1.100	1.101	1.093
Industrie[b]	*126*	*126*	*120*	*115*	*111*	*116*	*117*
GHD[c]	*118*	*76*	*84*	*98*	*112*	*118*	*124*
Haushalte	*591*	*666*	*748*	*765*	*765*	*758*	*745*
Verkehr[d,e]	*340*	*186*	*153*	*121*	*111*	*109*	*107*
Nachr.:							
Internationer Flugverkehr	*5*	*5*	*6*	*5*	*6*	*7*	*7*
Hochseebunkerungen	*13*	*16*	*16*	*16*	*16*	*16*	*16*
Gesamt (national)	1.297	1.185	1.223	1.202	1.198	1.182	1.157
N_2O-Emissionen							
Energiesektoren[a,e]	3.721	3.878	3.495	3.112	2.743	2.223	1.801
Endverbrauchssektoren	2.993	2.802	2.687	2.461	2.314	2.318	2.260
Industrie[b]	*818*	*910*	*867*	*824*	*792*	*850*	*863*
GHD[c]	*161*	*156*	*213*	*198*	*183*	*177*	*171*
Haushalte	*423*	*426*	*438*	*413*	*384*	*356*	*329*
Verkehr[d,e]	*1.591*	*1.311*	*1.168*	*1.026*	*955*	*935*	*897*
Nachr.:							
Internationer Flugverkehr	*258*	*300*	*356*	*278*	*319*	*364*	*388*
Hochseebunkerungen	*56*	*69*	*69*	*69*	*69*	*69*	*69*
Gesamt (national)	6.714	6.680	6.182	5.573	5.057	4.540	4.062
Summe CO_2, CH_4 und N_2O	808.361	803.240	727.029	630.969	569.215	501.552	427.945
ggü. 2000	*-*	*-0,6%*	*-10,1%*	*-21,9%*	*-29,6%*	*-38,0%*	*-47,1%*
Nachr.:							
Internationer Flugverkehr	*17.751*	*20.591*	*24.499*	*19.096*	*21.958*	*25.052*	*26.691*
Hochseebunkerungen	*7.091*	*8.667*	*8.667*	*8.667*	*8.667*	*8.667*	*8.667*

Anmerkungen: [a] ohne die dem Gichtgaseinsatz zuzurechnenden CO_2-Emissionen, mit CO_2-Emissionen aus Rauchgasentschwefelung. - [b] einschließlich der Kraftwerke des Verarbeitenden Gewerbes; die den prozessbedingten Emissionen der Stahlindustrie zuzurechnenden CO_2-Emissionen sind ausgebucht. [c] ohne Emissionen aus dem Verkehr der Bauwirtschaft. - [d] einschließlich des bauwirtschaftlichen Verkehrs und des Pipeline-Transports. - [e] für 2010 Mittelwert aus Inventarwert für 2005 und Modellwert für 2015.

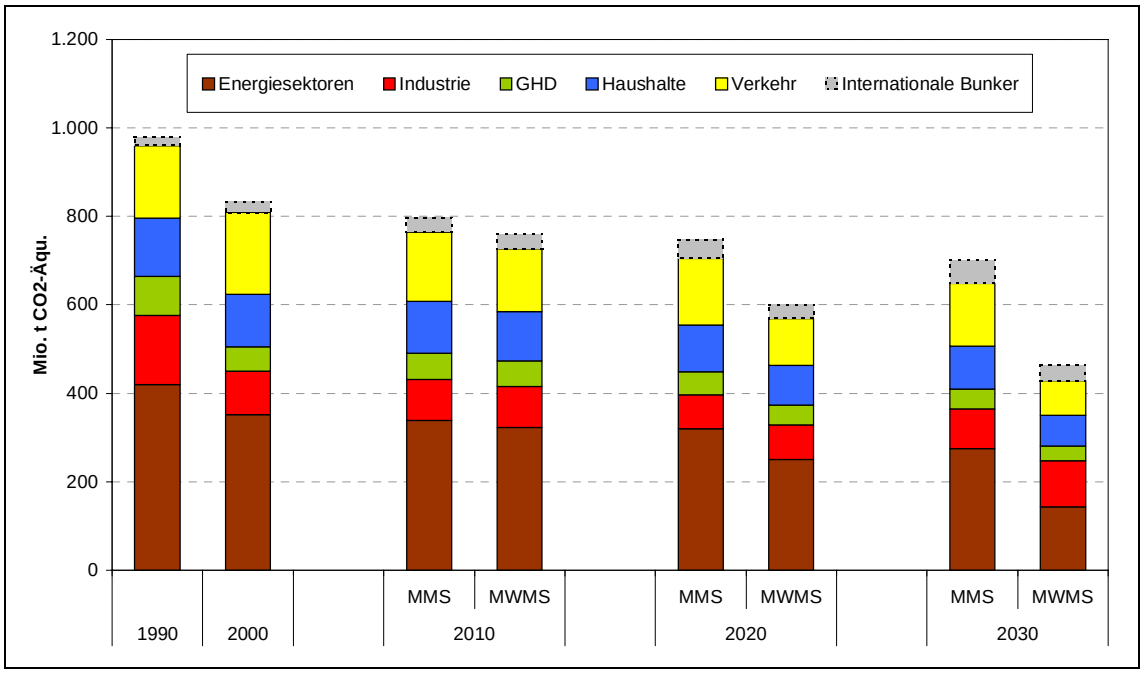
Quellen: UBA (ZSE, NIR), Modellrechnungen von Forschungszentrum Jülich, Fraunhofer ISI, DIW Berlin und Öko-Institut.

Abbildung 5-24 Entwicklung der CO_2-Emissionen des Energiesektors im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario, 1990-2030



Quellen: UBA (ZSE, NIR), Modellrechnungen von Forschungszentrum Jülich, DIW Berlin und Öko-Institut.

Abbildung 5-25 Entwicklung der CO_2-, CH_4 und N_2O-Emissionen aus Verbrennungsprozessen im Mit-Weiteren-Maßnahmen- und im Mit-Maßnahmen-Szenario, 1990-2030



Quellen: UBA (ZSE, NIR), Modellrechnungen von Forschungszentrum Jülich, Fraunhofer ISI, DIW Berlin und Öko-Institut.

Eine nähere Analyse der Entwicklungen in den Industriesektoren führt zu den in Abbildung 5-24 dargestellten Ergebnissen. Die massiven Emissionsminderungen sind dabei einerseits Effekte der stärkeren Nutzung erneuerbarer Energien, emissionsärmerer Brennstoffe sowie einer besseren Ausnutzung der eingesetzten Brennstoffe (v.a. im Bereich der KWK), sondern auch die erwähnte Verdrängung von Stromerzeugung der öffentlichen Versorger durch den verstärkten Einsatz industrieller KWK-Anlagen – wobei der letztgenannte Teil der Emissionsminderung für in den Energiesektoren sich ausschließlich aus den getroffenen Konventionen zur sektoralen Zuordnung der Kraftwerke ergibt (siehe Anhang 1).

Unter Beachtung dieser systematischen Rahmenbedingung ergibt sich ein massiver Rückgang der Emissionen aus der öffentlichen Stromerzeugung, aus den massiven Einsparungen von Heizöl resultiert auch ein Rückgang der Emissionen aus den Raffinerien. Die verbleibenden Energiesektoren sind von den veränderten Rahmensetzungen im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario nur nachrangig betroffen.

In der Abbildung 5-25 ist die sektoral differenzierte Entwicklung der Treibhausgasemissionen aus Verbrennungsprozessen im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario der im Mit-Maßnahmen-Szenario gegenüber gestellt. Dieser Vergleich unterstreicht noch einmal die wesentlichen Beiträge, aber auch die Bedeutung langfristig angelegter Handlungsstrategien, da eine Reihe von Maßnahmen erst mit langen Vorlaufzeiten reduktionswirksam werden. Während bis zum Jahr 2010 die Unterschiede zwischen den beiden gezeigten Szenarien gering sind, werden signifikante Unterschiede erst 2020 sichtbar und die neue Qualität der Emissionsentwicklung ergibt sich erst für den Zeithorizont 2030.

Der Vergleich zeigt aber auch, dass im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario erstmals signifikante Minderungen bei den dem internationalen Flugverkehr zuzurechnenden Emissionsmengen festzustellen sind. Aber auch im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario steigen die Emissionen aus diesem Quellbereich von 2005 bis 2030 noch einmal um etwa 20 % an.

5.4.1.2 Flüchtige CH_4-Emissionen aus dem Energiesektor

Auch für die flüchtigen CH_4-Emissionen des Energiesektors (Quellgruppe 1B – Fugitive Emissions from Fuel) ergeben sich durch die Veränderungen im Energieträgermix bzw. der Verbrauchsniveaus für die fossilen Energieträger nochmals erkennbare Emissionsminderungen (Tabelle 5-41). Während die hier betrachteten CH_4-Emissionen im Mit-Maßnahmen-Szenario von 2000 bis 2030 um ca. 42 % zurück gingen, wird diese Emissionsminderung im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario nochmals um über 12 Prozentpunkte verstärkt.

Diese Veränderungen bei den Emissionsniveaus resultieren – definitionsgemäß – nur aus den Veränderungen der Braunkohlen-, Mineralöl- und Erdgasnachfrage, während die Emissionen aus der deutschen Steinkohlen-, Erdöl- und Erdgasproduktion unverändert bleiben.

Tabelle 5-41 Entwicklung der flüchtigen CH_4-Emissionen aus dem Energiesektor im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario, 2000-2030

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	kt						
Aktiver Kohlenbergbau							
Steinkohlen-Tiefbau	*439,8*	*254,5*	*183,9*	*102,2*	*0,0*	*0,0*	*0,0*
Steinkohlen-Aufbereitung	*19,3*	*14,3*	*10,4*	*5,8*	*0,0*	*0,0*	*0,0*
Braunkohlen-Tagebau	*1,8*	*2,0*	*1,7*	*1,5*	*1,3*	*0,9*	*0,7*
Umwandlung von Kohle	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Stillgelegte Zechen	107,6	150,6	169,5	182,3	198,3	198,3	198,3
Ölförderung und -bereitstellung							
Transport	*3,4*	*3,9*	*3,2*	*2,6*	*1,9*	*1,3*	*0,6*
Lagerung	*2,7*	*2,3*	*2,1*	*1,8*	*1,6*	*1,4*	*1,2*
Erdgas							
Produktion	*56,8*	*53,1*	*55,9*	*55,0*	*50,6*	*46,4*	*41,8*
Transport	*37,8*	*40,1*	*34,9*	*33,0*	*33,7*	*34,7*	*31,3*
Verteilung	*191,3*	*165,9*	*163,4*	*147,7*	*131,6*	*115,4*	*100,4*
Andere Leckagen	*58,5*	*67,0*	*66,0*	*59,6*	*53,1*	*46,6*	*40,5*
Summe	919,5	754,0	691,4	591,8	472,5	445,4	415,3
Summe (kt CO_2-Äqu.)	19.309	15.833	14.520	12.429	9.922	9.353	8.721
ggü. 2000	-	*-18,0%*	*-24,8%*	*-35,6%*	*-48,6%*	*-51,6%*	*-54,8%*

Quellen: UBA (ZSE, NIR), Berechnungen des Öko-Instituts.

Insgesamt sinken die CH_4-Emissionen im Vergleich zum Mit-Maßnahmen-Szenario für den Zeithorizont nochmals um etwa 3 Mt CO_2-Äqu. und damit um einen – im Kontext der allgemeinen Unsicherheiten bei der Projektion – vergleichsweise geringen Betrag.

Der größte Emissionsminderungsbeitrag im Bereich der flüchtigen CH_4-Emissionen aus den Energiesektoren wird ca. 75 kt CH_4 (im Vergleich zum Mit-Maßnahmen-Szenario in 2030) im Bereich der Erdgasverteilung erbracht, wo sich die verminderten Erdgasabsatzmengen in einer Emissionsminderung von ca. 1,5 Mt CO_2-Äqu. niederschlagen.

5.4.2 Prozessbedingte Treibhausgasemissionen

5.4.2.1 Prozessbedingte CO_2-Emissionen

Wie bereits im Ohne-Maßnahmen-Szenario werden auch im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario im Vergleich zum Mit-Maßnahmen-Szenario nur diejenigen Quellbereiche der prozessbedingten CO_2-Emissionen variiert, die einen ursächlichen Bezug zum Energieaufkommen haben (Tabelle 5-42).

In vorhergehenden Arbeiten zur Analyse von weiteren Maßnahmen im Bereich der prozessbedingten CO_2-Emissionen sind auch für die anderen Industrieprozesse entsprechende Analysen durchgeführt worden (Schön et al. 1997). Vor dem Hintergrund der nicht mehr vergleichbaren Mengengerüste und Ausgangsniveaus für die Emissionen soll hier auf die dort ermittelten Zusatzbeiträge zur Emissionsminderung von Maßnahmen im Bereich der Zementherstellung (Verminderung des Klinkeranteils – zusätzliches Minderungspotenzial bis 2020 ca. 3 Mt CO_2) oder der Glasproduktion (Erhöhung des Recyclinganteils – zusätzliches Minderungspotenzial bis 2020 ca. 0,4 Mt CO_2) nur nachrichtlich hingewiesen werden.

Vor allem bedingt durch die massive Verdrängung von Mineralöl gehen im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario die prozessbedingten CO_2-Emissionen im Raffineriesektor erkennbar zurück. Im Jahr 2030 liegen diese ca. 3 Mt CO_2 unter dem Niveau von 2000 bzw. 2005. Die Minderemissionen im Vergleich zum Mit-Maßnahmen-Szenario betragen im Jahr 2030 jedoch nur etwa 2 Mt CO_2 und dürften damit wiederum im Bereich der generellen Unsicherheiten in diesem Quellbereich liegen.

Tabelle 5-42 Entwicklung der prozessbedingten CO_2-Emissionen im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario für ausgewählte Prozesse, 2000-2030

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Bezugsdaten	Mio. t						
Mineralöl-Einsatz	105	96	86	74	67	59	52
Kohleeinsatz in Kraftwerken	208	215	185	170	141	107	84
CO_2-Emissionen	kt CO_2						
Katalysatorenabbrand (2B)	2.894	2.883	2.354	2.027	1.833	1.633	1.417
Umwandlungsverluste (2B)	3.760	3.776	3.058	2.633	2.382	2.121	1.841
REA [a]	*1.266*	*1.394*	*1.203*	*1.101*	*916*	*696*	*547*

Anmerkung: [a] CO_2-Emissionen aus Rauchgasentschwefelungsanlagen werden in den deutschen Treibhausgasinventaren unter den energiebedingten CO_2-Emissionen inventarisiert.

Quellen: UBA (ZSE, NIR), Berechnungen des Öko-Instituts.

Einen deutlich erkennbaren Rückgang verzeichnen auch die CO_2-Emissionen aus den Rauchgasentschwefelungsanlagen, die – bedingt durch den geringeren Kohleeinsatz in der Stromerzeugung – im Vergleich zum Mit-Maßnahmen-Szenario nochmals um etwa 50 % zurückgehen. Als absolute Emissionsminderung ergibt sich jedoch auch hier nur ein Wert von ca. 0,71 Mt CO_2 für die Periode 2000 bis 2030. Eine ähnliche Größenordnung ergibt sich für das Jahr 2030 im Vergleich zum Mit-Maßnahmen-Szenario.

Die Gesamtschau der Entwicklungen für die prozessbedingten CO_2-Emissionen vermittelt Tabelle 5-43. Für den Zeitraum 2000 bis 2030 beträgt der Rückgang der prozessbedingten CO_2-Emissionen (ohne Berücksichtigung der Rauchgasentschwefelungsanlagen) etwa 18 Mt bzw. 21 %. Auch hier ist darauf hinzuweisen, dass der wesentliche Teil dieses Emissionsrückgangs auf die unterstellte Entwicklung im Bereich der Eisen- und Stahlindustrie zurückzuführen ist, die – im Vergleich zum Mit-Maßnahmen-Szenario unverändert – mit ca. 11 Mt CO_2 zur Emissionsminderung beiträgt.

Tabelle 5-43 Entwicklung der gesamten prozessbedingten CO_2-Emissionen im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario, 2000-2030

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	kt t CO_2						
Zementproduktion (2A)	15.102	12.921	12.568	12.239	11.911	12.119	12.327
Kalksteinproduktion (2A)	5.819	5.415	5.242	5.216	5.190	5.153	5.116
Glasproduktion (2A)	777	635	727	706	685	672	659
Keramikproduktion (2A)	531	359	359	359	359	359	359
Ammoniakproduktion (2B)	4.781	5.253	5.253	5.253	5.253	5.253	5.253
Karbidproduktion (2B)	18	16	16	16	16	16	16
Katalysatorenabbrand (2B)	2.894	2.883	2.354	2.027	1.833	1.633	1.417
Umwandlungsverluste (2B)	3.760	3.776	3.058	2.633	2.382	2.121	1.841
Methanolherstellung (2B)	2.090	2.351	2.351	2.351	2.351	2.351	2.351
Rußproduktion (2B)	610	617	617	617	617	617	617
Eisen- und Stahl-Produktion (2C)	45.552	42.621	40.131	38.447	36.674	35.275	34.319
Herstellung von Ferrolegierungen (2C)	2	2	2	2	2	2	2
(Primär-) Aluminium-Produktion (2C)	880	883	820	820	820	820	820
Summe	82.817	77.732	73.499	70.688	68.094	66.394	65.098
ggü. 2000	*-*	*-6,1%*	*-11,3%*	*-14,6%*	*-17,8%*	*-19,8%*	*-21,4%*
Nachr.: REA [a]	*1.266*	*1.394*	*1.203*	*1.101*	*916*	*696*	*547*

Anmerkung: [a] CO_2-Emissionen aus Rauchgasentschwefelungsanlagen werden in den deutschen Treibhausgasinventaren unter den energiebedingten CO_2-Emissionen inventarisiert.

Quellen: UBA (ZSE, NIR), Berechnungen des Öko-Instituts.

An dieser Stelle sei nur nachrichtlich nochmals darauf hingewiesen, dass die prozessbedingten CO_2-Emissionen aus den Rauchgasentschwefelungsanlagen in der Gesamtbilanz konventionsgemäß den energiebedingten CO_2-Emissionen aus der Verbrennung zugerechnet werden.

Zusammenfassend ergibt sich der Beitrag der prozessbedingten CO_2-Emissionen zur Minderung der CO_2-Emissionen – für alle drei hier analysierten Szenarien – vor allem aus der unterstellten Produktionsentwicklung für spezifische Sektoren (v.a. der Eisen- und Stahlindustrie), auf die Unsicherheiten der Annahmen zur Produktionsentwicklung sei hier nochmals hingewiesen.

5.4.2.2 CH_4- und N_2O-Emissionen aus Industrieprozessen und Produktverwendung

Für die CH_4- und N_2O-Emissionen aus der flüchtigen Freisetzung im Bereich der Industrie sowie aus Industrieprozessen werden vor dem Hintergrund der im Kapitel 4.5.3.2 beschriebenen Projektionsansätze für das Mit-Maßnahmen-Szenario keine eigenen Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenarien entwickelt. In der Tabelle 5-44 sind die Daten nochmals zusammengestellt.

Tabelle 5-44 Entwicklung der CH_4- und N_2O-Emissionen aus Industrieprozessen und Produktverwendung im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario, 2000-2030

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	kt						
CH_4-Emissionen							
Rußproduktion	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Eisen- und Stahlproduktion	0,11	0,09	0,09	0,09	0,08	0,08	0,08
Zwischensumme CH_4	0,12	0,10	0,10	0,10	0,09	0,09	0,09
N_2O-Emissionen							
Salpetersäureproduktion	13,4	35,7	35,7	35,7	35,7	35,7	35,7
Adipinsäureherstellung	4,5	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6
Lachgasherstellung	1,1	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Herstellung von Caprolactam	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Herstellung von N-Dodecandisäure	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
N_2O-Einsatz als Anästhetika	3,5	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3
Anderer (technischer) N_2O-Einsatz	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
N_2O aus Sprengstoffeinsatz	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Zwischensumme N_2O	24,2	52,4	52,4	52,4	52,4	52,4	52,4
Summe (kt CO_2-Äqu.)	7.504	16.237	16.238	16.237	16.237	16.237	16.237
ggü. 2000	-	*116,4%*	*116,4%*	*116,4%*	*116,4%*	*116,4%*	*116,4%*

Quellen: UBA (ZSE, NIR), EWI/Prognos, Berechnungen des Öko-Instituts.

5.4.2.3 HFKW-, FKW- und SF_6-Emissionen

Für das Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario im Bereich der hier betrachteten synthetischen Treibhausgase wird wiederum auf die Analyse von Öko-Recherche (2005) zurückgegriffen. In dieser Studie werden zusätzlich zum Mit- Maßnahmen-Szenario (unter Berücksichtigung der neuen EU-Regulierungen) die folgenden Maßnahmen berücksichtigt:

- Im Bereich der Industriekälte werden Neuanlagen, die sonst mit HFKW befüllt würden, ab dem Jahr 2010 zunächst mit 25 %, dann steigend bis zum Jahr 2020 auf 50 % steigend nur noch mit natürlichen Kältemitteln ausgestattet.
- Im Bereich der Gewerbekälte werden Neuanlagen, die sonst mit HFKW befüllt würden, ab dem Jahr 2010 zunächst mit 10 %, dann steigend bis zum Jahr 2020 auf 50 % steigend nur noch mit natürlichen Kältemitteln ausgestattet.
- Im Bereich der stationären Klimaanlagen und Wärmepumpensysteme steigt der Anteil HFKW-freier Systeme bis 2020 von 25 % bis auf 50 %.
- Im Bereich der PKW-Klimaanlagen wird in neuen Anlagen als Alternative zu HFKW-134a ausschließlich CO_2 genutzt (HFKW-152a kommt nicht zum Einsatz).
- Im Bereich anderer mobiler Klimaanlagen wird angenommen, dass beginnend mit 2013 bei neuen Anlagen bis 2017 statt HFKW-134a ausschließlich natürliche Kältemittel eingesetzt werden.

- Im Bereich der Kühlfahrzeuge und Kühlcontainer wird davon ausgegangen, dass eine Einbeziehung der Transportkälte in die Wartungspflicht erfolgt, schrittweise von 2013 bis 2017.
- Im Bereich der Asthmasprays wird unterstellt, dass der Pulveranteil bei den Sprays bis zum Jahr 2010 auf 55 % und bis zum Jahr 2020 auf 75 % ansteigt.
- Im Bereich der anderen Sprays und Lösemittel wird angenommen, dass spätestens ab dem Jahr 2010 – bis auf geringe Restbestände – keine HFKW mehr in allgemeinen Aerosolen eingesetzt werden.
- Im Bereich der Feuerlöscher wird davon ausgegangen, dass es nicht zur Zulassung von HFKW-23 für den Einsatz in Feuerlöschern kommt.
- Im Bereich der XPS-Schaumherstellung wird unterstellt, dass die Anwendung von HFKW-134a bis zum Jahr 2010 schrittweise auf 20 % reduziert und bis zum Jahr 2020 ganz eingestellt wird.
- Im Bereich der PU-Schaumherstellung wird ein ganzes Bündel von technischen Maßnahmen angenommen (nur ein teilweiser Ersatz von HFCKW-141b durch neue, flüssige HFKW, kein HFKW-Einsatz bei der Rohrisolierung, nur teilweiser Einstieg in die HFKW-Nutzung bei Spritz- und Blockschaum, etc.).
- Im Bereich des einkomponentigen Montageschaums erfolgt ab 2010 weder bei der Produktion noch bei der Verwendung noch ein Einsatz von HFKW.
- Im Bereich der Aluminium-Industrie wird davon ausgegangen, dass alle Hütten ab 2009 die emissionsärmere Pointfeeder-Technologie eingeführt haben.
- Im Bereich der Betriebsmittel elektrischer Netze gehen die SF_6-Bestandsemissionen bei Hochspannungsanlagen allmählich bis auf 0,6 % zurück. Die Werks- und Montageverluste bleiben bei Schaltanlagen bei 1,5 % und sinken bei Bauelementen von 25 % auf 3 % ab.
- Im Bereich der Magnesium-Gießereien kommt ab 2010 kein SF_6 mehr zum Einsatz, ab 2008 werden in signifikanten Umfang andere Schutzgase genutzt.
- Im Bereich der Befüllung und Entsorgung von Schallschutzfenstern erfolgt ab 2007 kein Neuverbrauch von SF_6 mehr.
- Im Bereich der Aluminium-Reinigung wird unterstellt, dass bis 2010 eine klimaneutrale Lösung für die Aluminium-Reinigung gefunden wird.

Seit Erstellung der Prognosen haben sich einige der rechtlichen Rahmenbedingungen derart geändert, so dass nicht mehr alle Annahmen zutreffen. Dies betrifft z.B. die Annahme, dass es nicht zur Zulassung von HFKW-23 für den Einsatz in Feuerlöschern kommt. Neuere Prognosen liegen derzeit aber nicht vor, so dass die Projektion von Öko-Recherche durchgängig zugrunde gelegt wird.

Tabelle 5-45 Entwicklung der HFKW-, FKW- und SF_6- Emissionen im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario, 2000-2030

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	kt CO_2-Äqu.						
HFKW-Emissionen							
Herstellung von HCFC-22 (2E)	1.207	516	IE	IE	IE	IE	IE
Kühl- und Klimaanlagen (2F)	3.562	7.491	8.319	6.742	5.164	5.164	5.164
Schaumherstellung (2F)	1.206	716	417	256	94	94	94
Feuerlöscher (2F)	2	7	49	59	69	69	69
Aerosole und medizinische Dosiersprays (2F)	483	613	373	330	286	286	286
Halbleiterproduktion (2F)	1	1	IE	IE	IE	IE	IE
Nicht spezifiziert/vertraulich[a] (2F)	19	16	276	272	268	268	268
Zwischensumme HFKW	6.481	9.360	9.434	7.658	5.881	5.881	5.881
FKW-Emissionen							
Aluminiumproduktion (2C)	356	338	325	325	325	325	325
Herstellung von halogenierten Kohlenwasserstoffen und SF_6 (2E)	0	0	IE	IE	IE	IE	IE
Halbleiterproduktion (2F)	45	33	159	159	159	159	159
Nicht spezifiziert/vertraulich[a] (2F)	384	348	67	51	35	35	35
Zwischensumme FKW	786	718	551	535	519	519	519
SF_6-Emissionen							
Magnesium-Gießereien (2C)	650	2.023	0	0	0	0	0
Herstellung von halogenierten Kohlenwasserstoffen und SF_6 (2E)	215	239	IE	IE	IE	IE	IE
Halbleiterproduktion (2F)	143	143	IE	IE	IE	IE	IE
Elektrische Anlagen (2F)	1.480	768	655	586	516	516	516
Reifenbefüllung (2F)	1.195	65	0	0	0	0	0
Schallschutzfenster (2F)	1.234	1.348	2.015	2.790	3.564	3.564	3.564
Nicht spezifiziert/vertraulich[a] (2F)	482	154	499	499	499	499	499
Zwischensumme SF_6	5.400	4.740	3.169	3.874	4.579	4.579	4.579
Summe	12.666	14.818	13.154	12.067	10.979	10.979	10.979
ggü. 2000	-	*17,0%*	*3,9%*	*-4,7%*	*-13,3%*	*-13,3%*	*-13,3%*
ggü. 1995	*-18,5%*	*-4,7%*	*-15,4%*	*-22,4%*	*-29,4%*	*-29,4%*	*-29,4%*

Anmerkungen: [a] in den Inventaren als vertraulich gekennzeichnete sowie nicht weiter differenzierte oder konsistent zuordenbare Werte.

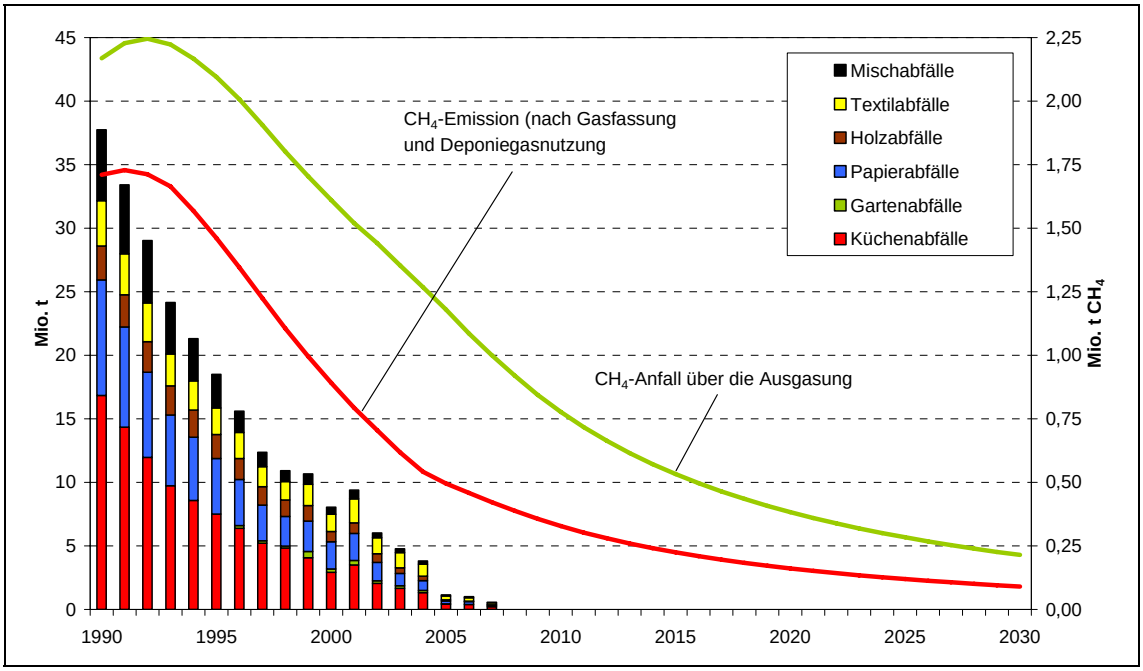
Quellen: UBA (ZSE, NIR), Öko-Recherche 2005, Berechnungen des Öko-Instituts.

Insgesamt sinken die Emissionen damit bis 2020/2030 auf ca. 11 Mt CO_2-Äqu., dies entspricht einer Emissionsminderung von nochmals 5 Mt CO_2-Äqu. gegenüber dem Mit-Maßnahmen-Szenario. Unter den hier betrachteten Szenarien kommt es damit nur im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario im Zeitraum 2000 bis 2012 zu einer Emissionsreduktion im Bereich der vom Kyoto-Protokoll erfassten synthetischen Treibhausgase.

5.4.3 CH_4- und N_2O-Emissionen aus der Abfallwirtschaft

Auch für die CH_4- und N_2O-Emissionen aus der Abfallwirtschaft ist die Entwicklung eines weitergehenden Szenarios wenig sinnvoll, wie die nachfolgende Sensitivitätsanalyse für die diesen Quellsektor dominierenden CH_4-Emissionen aus den Deponien zeigt. Für diese Sensitivitätsanalyse wird unterstellt, dass ab 2008 keinerlei organische Materialien mehr auf die Deponien verbracht werden, die zur Ausgasung führen. Im Vergleich zu den Modellergebnissen für das Mit-Maßnahmen-Szenario führt dies nur noch zu vernachlässigenden Emissionsminderungen von kleiner 5 kt CH_4 (d.h. weniger als 100.000 t CO_2-Äqu.).

Abbildung 5-26 Sensitivitätsanalyse für die Abfallverbringung mit organischen Bestandteilen, CH_4-Entstehung und CH_4-Emissionen aus Abfalldeponien, 1990-2030



Quellen: UBA (ZSE, NIR), Statistisches Bundesamt (Fachserie 19 Reihe 1), Berechnungen des Öko-Instituts.

In der Tabelle 5-46 sind die entsprechenden Daten nochmals zusammengestellt. Es bleibt bei einer Minderung der CH_4- und N_2O-Emissionen von knapp 17 Mio. CO_2-Äqu. im Zeitraum 2000 bis 2030, wobei die wesentlichen Minderungsbeiträge der ergriffenen Maßnahmen bereits durch die bis zum Jahr 2005 erreichte Entwicklung hinsichtlich der Verbringung von Siedlungsabfällen auf die Deponien erbracht sind.

Tabelle 5-46 Entwicklung der CH_4- und N_2O-Emissionen aus der Abfallwirtschaft im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario, 2000-2030

	2000	2004	2010	2015	2020	2025	2030
	kt						
Abfallinput							
Deponien	10.935	8.578	735	735	735	735	735
Kompostierungsanlagen	10.284	12.391	12.500	12.500	12.500	12.500	12.500
Mechanisch-biologische Abfallbehandlung	1.246	1.542	7.122	7.122	7.122	7.122	7.122
CH_4-Emissionen							
Deponien	892	542	329	226	163	122	93
Kommunale Abwasserbehandlung	8	4	4	4	4	4	4
Kompostierung	26	26	28	28	28	28	28
Mechanisch-biologische Abfallbehandlung	0,2	0,2	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Zwischensumme CH_4	926	573	362	259	196	155	126
N_2O-Emissionen							
Kommunale Abwasserbehandlung	7,25	7,34	7,34	7,34	7,34	7,34	7,34
Kompostierung	0,66	0,67	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71
Mechanisch-biologische Abfallbehandlung	0,29	0,34	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71
Zwischensumme N_2O	8,19	8,35	8,76	8,76	8,76	8,76	8,76
Summe (kt CO_2-Äqu.)	21.990	14.619	10.317	8.162	6.842	5.972	5.365
ggü. 2000	-	*-33,5%*	*-53,1%*	*-62,9%*	*-68,9%*	*-72,8%*	*-75,6%*

Quellen: UBA (ZSE, NIR), Berechnungen des Öko-Instituts.

5.4.4 Zusammenfassung der Nicht-CO_2-Emissionen (ohne verbrennungsbedingte Emissionen) für das Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario

Im Bereich der Quellgruppen 1B, 2, 3 und 6 (d.h. ohne Treibhausgasemissionen aus Verbrennungsprozessen einerseits und der Landwirtschaft andererseits) gehen die Emissionen im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario von 2000 bis 2030 um etwa 20 Mt CO_2-Äqu. zurück, dies sind etwa 7 Mt CO_2-Äqu. mehr als im Mit-Maßnahmen-Szenario. Die Emissionsminderung in diesem Zeitraum beträgt entsprechend knapp 33 anstatt 22 Prozent (Tabelle 5-47).

Dabei werden etwa zwei Drittel der im Vergleich zum Mit-Maßnahmen-Szenario zusätzlichen Minderungen bis 2030 im Bereich der HFKW- und SF_6-Emissionen erbracht. Hinsichtlich der CH_4-Emissionen ergeben sich zusätzliche Minderungsbeiträge fast nur im Bereich der Erdgasversorgung. Für alle anderen Quellbereiche ergeben sich keine oder nur nachgeordnete Emissionsminderungsbeiträge.

Tabelle 5-47 Entwicklung der Nicht-CO_2-Treibhausemissionen (ohne verbrennungsbedingte Emissionen) im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario, 2000-2030

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	kt CO_2-Äqu.						
CH_4-Emissionen							
Flüchtige Emissionen aus den Energiesektoren (1B)	19.309	15.833	14.520	12.429	9.922	9.353	8.721
Kohlenbergbau	*11.949*	*8.857*	*7.683*	*6.136*	*4.199*	*4.192*	*4.187*
Öl und Gas	*7.360*	*6.977*	*6.837*	*6.293*	*5.723*	*5.161*	*4.534*
Industrieprozesse (2)	2,4	2,1	2,2	2,1	2,0	1,9	1,9
Chemische Industrie (2B)	*0,2*	*0,2*	*0,2*	*0,2*	*0,2*	*0,2*	*0,2*
Metallherstellung (2C)	*2,2*	*1,8*	*1,9*	*1,9*	*1,8*	*1,7*	*1,7*
Abfallwirtschaft (6)	19.451	11.054	7.601	5.446	4.126	3.256	2.650
Deponien (6A)	18.725	10.416	6.907	4.752	3.432	2.562	1.956
Abwasserbehandlung (6B)	175	91	91	91	91	91	91
Abfallbehandlung (6D)	551	546	603	603	603	603	603
Gesamt (1B, 2B, 2C, 6)	38.762	26.889	22.123	17.877	14.050	12.611	11.373
N_2O-Emissionen							
Industrieprozesse (2)	6.245	15.061	15.061	15.061	15.061	15.061	15.061
Chemische Industrie (2B)	6.245	15.061	15.061	15.061	15.061	15.061	15.061
Produktverwendung (3D)	1.257	1.174	1.174	1.174	1.174	1.174	1.174
Abfallwirtschaft (6)	2.539	2.640	2.716	2.716	2.716	2.716	2.716
Abwasserbehandlung (6B)	2.247	2.275	2.275	2.275	2.275	2.275	2.275
Abfallbehandlung (6D)	292	365	441	441	441	441	441
Gesamt (2B, 3D, 6)	10.041	18.876	18.951	18.951	18.951	18.951	18.951
HFKW							
Industrieprozesse (2)	*6.481*	*9.360*	*9.434*	*7.658*	*5.881*	*5.881*	*5.881*
FKW							
Industrieprozesse (2)	*786*	*718*	*551*	*535*	*519*	*519*	*519*
SF_6							
Industrieprozesse (2)	*5.400*	*4.740*	*3.169*	*3.874*	*4.579*	*4.579*	*4.579*
Gesamt	61.469	60.583	54.228	48.895	43.980	42.541	41.303
ggü. 2000	*-*	*-1,4%*	*-11,8%*	*-20,5%*	*-28,5%*	*-30,8%*	*-32,8%*

Quellen: UBA (ZSE, NIR), Öko-Recherche (2005), Berechnungen des Öko-Instituts.

5.4.5 Gesamte Treibhausgasemissionen im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario

In der Gesamtschau ergibt sich für die hier behandelten Sektoren im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario für den Zeitraum 2000 bis 2030 eine gesamte Emissionsminderung von 418 Mt CO_2-Äqu. bzw. von fast 44 %.

Im Verglich zu den jeweiligen Basisjahren des Kyoto-Protokolls erfolgt sich eine Emissionsminderung von fast 54 % bis zum Jahr 2030 und von etwa 41 % bis zum Jahr 2020.

Die größten Emissionsminderungsbeiträge resultieren dabei der Rückführung der CO_2-Emissionen, die sich über den gesamten Szenariozeitraum auf 395 Mt CO_2 beläuft. Der zweitgrößte Minderungsbeitrag ergibt sich eine Reduktion um 28 Mt CO_2-Äqu., die jedoch ganz überwiegend (26 Mt CO_2-Äqu.) bereits unter den Rahmenbedingungen des

Mit-Maßnahmen-Szenarios erfolgt. Die Beiträge der anderen Treibhausgase bleiben in der Summe von untergeordneter Bedeutung.

Tabelle 5-48 Entwicklung der analysierten Treibhausemissionen im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario, 2000-2030

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	Mio. CO_2-Äqu.						
Kohlendioxid	883,2	873,1	793,1	694,9	631,1	562,2	487,8
Methan	40,1	28,1	23,3	19,1	15,2	13,8	12,5
Lachgas	16,8	25,6	25,1	24,5	24,0	23,5	23,0
HFKW	6,5	9,4	9,4	7,7	5,9	5,9	5,9
FKW	0,8	0,7	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5
SF_6	5,4	4,7	3,2	3,9	4,6	4,6	4,6
Gesamt	952,6	941,6	854,8	750,6	681,3	610,5	534,3
ggü. 2000	*-*	*-1,2%*	*-10,3%*	*-21,2%*	*-28,5%*	*-35,9%*	*-43,9%*
ggü. Basisjahr [a]	*-17,4%*	*-18,4%*	*-25,9%*	*-35,0%*	*-41,0%*	*-47,1%*	*-53,7%*
Nachr.:							
Internationaler Luftverkehr und Hochseebunkerungen	*24,8*	*29,3*	*33,2*	*27,8*	*30,6*	*33,7*	*35,4*

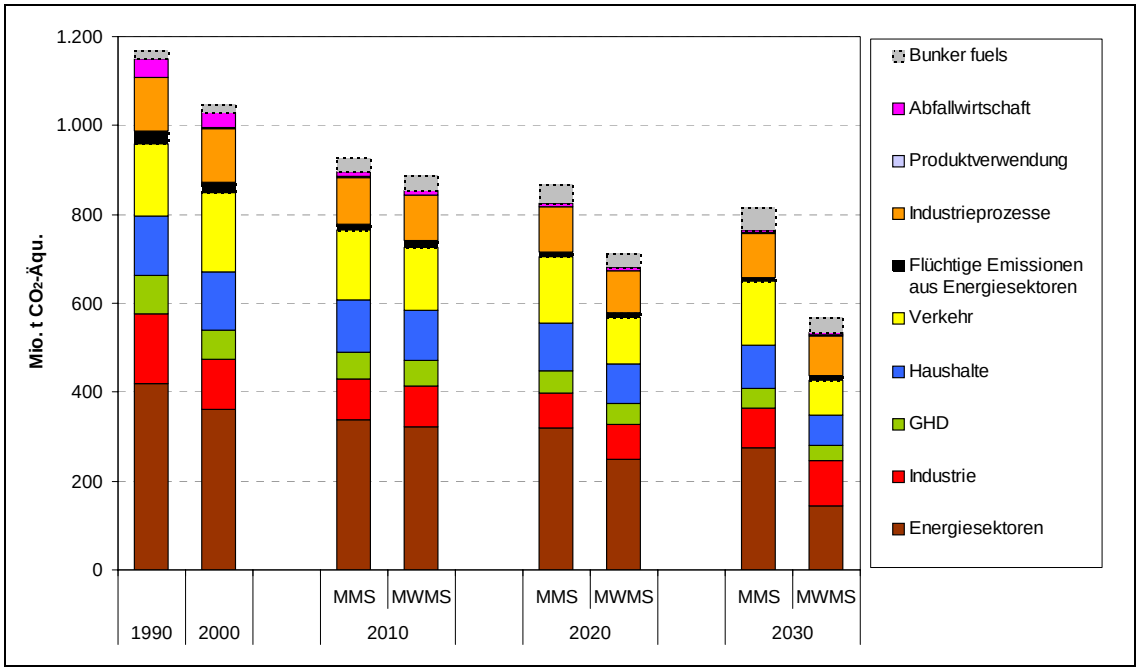
Anmerkung: [a] das Basisjahr ist 1990 für Kohlendioxid, Methan und Lachgas sowie 1995 für HFKW, FKW und Schefelhexafluorid

Quellen: UBA (ZSE, NIR), Berechnungen von Fraunhofer ISI, DIW Berlin, Forschungszentrum Jülich und Öko-Institut.

In der Abbildung 5-27ist die Emissionsentwicklung nach Sektoren zusammengestellt. Es zeigt sich die herausragende Rolle der zusätzlichen Maßnahmen im Bereich der Energiesektoren und vor allem in Bezug auf den Verkehr, darunter auch solchen, die auf die Emissionen aus dem internationalen Flugverkehr abzielen (Abbildung 5-28).

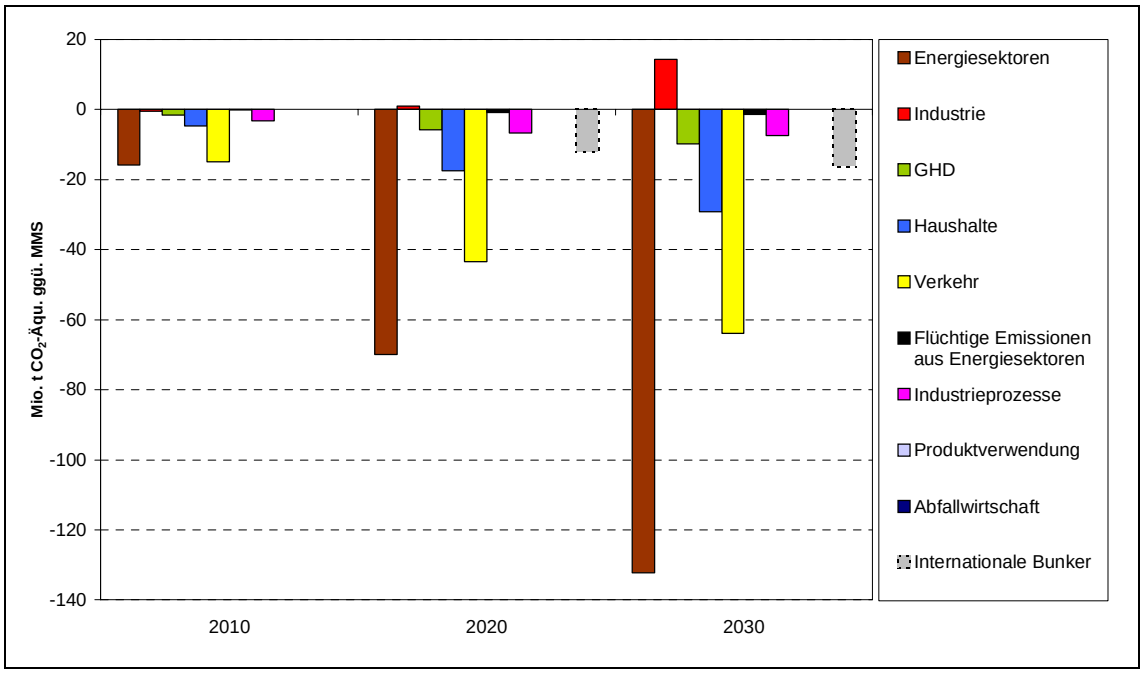
Die Übersicht verdeutlicht aber auch die Schlüsselrolle, die den Sektoren mit besonders langlebigem Kapitalstock (Kraftwerkssektor und Gebäudebereich) zukommt. Wenn es nicht gelingt, politische Maßnahmen zu implementieren die erstens langfristig Wirksamkeit entfalten und zweitens auch zu Emissionsminderungen jenseits der herkömmlichen Ansätze führen, bleiben Emissionsminderungen wie im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario zwar rechenbar, sind aber realiter nicht zu erreichen.

Abbildung 5-27 Entwicklung der gesamten Treibhausgasemissionen (ohne Landwirtschaft) im Mit-Weiteren-Maßnahmen- und im Mit-Maßnahmen-Szenario nach Sektoren, 1990-2030



Quellen: UBA (ZSE, NIR), Berechnungen von Fraunhofer ISI, DIW Berlin, Forschungszentrum Jülich und Öko-Institut.

Abbildung 5-28 Zusätzliche Emissionsminderungsbeiträge der verschiedenen Sektoren im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario, 1990-2030

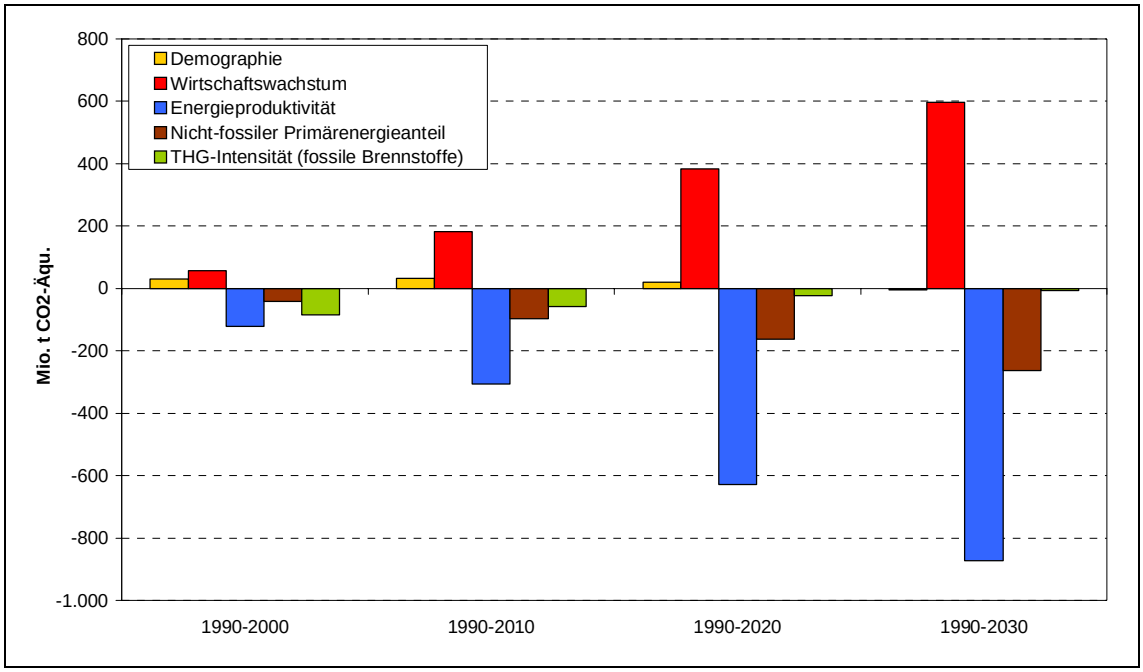


Quellen: UBA (ZSE, NIR), Berechnungen von Fraunhofer ISI, DIW Berlin, Forschungszentrum Jülich und Öko-Institut.

Die Abbildung 5-29 zeiht wiederum die Ergebnisse der Komponentenanalyse für die energiebedingten Treibhausgasemissionen im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario.

Unverändert bleiben im Vergleich zu den anderen Szenarien die Beiträge der demographischen und wirtschaftlichen Entwicklung, die bis zum Jahr 2030 einen emissionserhöhenden Beitrag von ca. 590 Mt CO_2-Äqu. repräsentieren. Dem entgegen wirken der verstärkte Ausbau der erneuerbaren Energien (Minderungsbeitrag von ca. 260 Mt CO_2-Äqu. für die Periode 1990-2030) sowie die massive Verbesserung der Energieproduktivität (870 Mt CO_2-Äqu.). Dies entspricht im Zeitraum 2000 bis 2020 einer Verbesserung um den Faktor von 1,6 und für den Zeitraum bis 2030 etwa einer Verdoppelung der gesamtwirtschaftlichen Energieproduktivität (inklusive der energiestatistischen Artefakte in Bezug auf die primärenergetische Bewertung von Kernenergie und erneuerbaren Energien). Angesichts der massiven Einsparungen von Mineralöl und Erdgas in den Endverbrauchssektoren und der relativ trägen Erneuerung des Kapitalstocks im Bereich der Stromerzeugung beschränkt sich der Minderungsbeitrag der Substitution emissionsintensiver durch emissionsärmere fossile Energieträger in der Periode 1990 bis 2030 auf etwa 6 Mt CO_2-Äqu. Im Gegensatz zum Mit-Maßnahmen-Szenario entsteht aber im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario durch die Substitution der fossilen Energieträger untereinander ein realer Minderungsbeitrag für die energiebedingten Treibhausgasemissionen.

Abbildung 5-29 Komponentenanalyse für die energiebedingten Treibhausgasemissionen im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario, 1990-2030



Quellen: Berechnungen des Öko-Instituts.

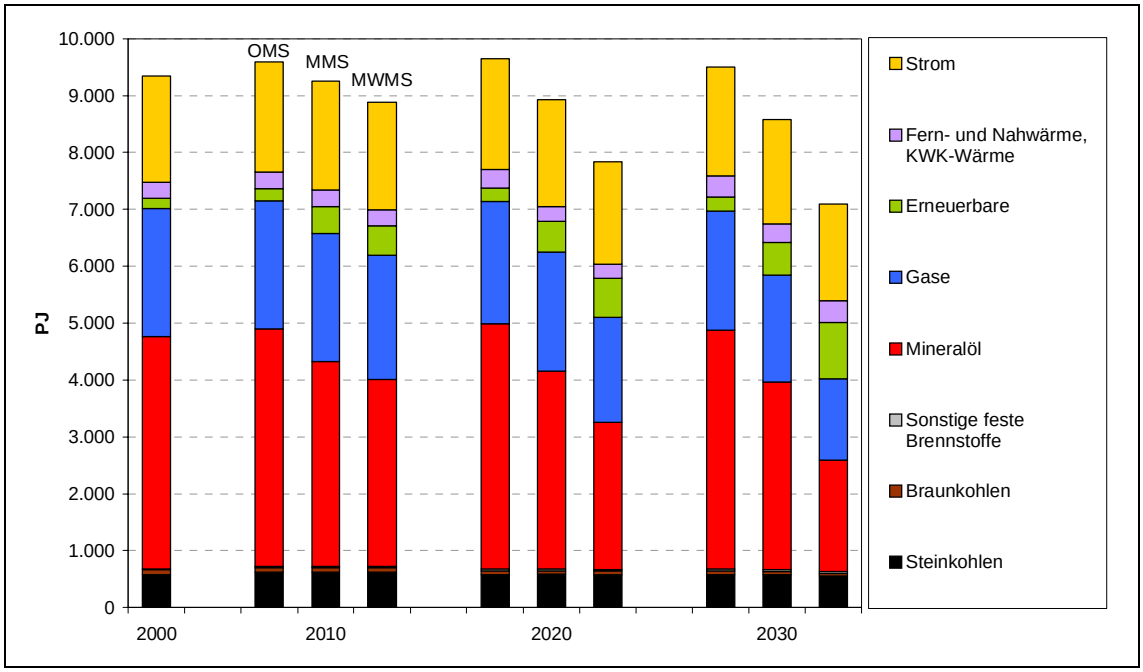
6 Zusammenfassende Übersicht und Schlussbemerkungen

Mit den beschriebenen Analysen war es möglich, sowohl eine sehr differenziert angelegten Analyse der Wirkungen energie- und klimapolitischer Maßnahmen hinsichtlich ihrer Effekte für Energieverbrauch und Treibhausgasemissionen vorzunehmen, gleichzeitig aber diese Daten auch als Grundlage für die Entwicklung von umfassenden und hinsichtlich der berücksichtigten Politiken und Maßnahmen weitgehend konsistenten Energie- und Emissionsszenarien für den Zeitraum bis 2030 zu nutzen.

Für die vor allem in Bezug auf die Treibhausgasemissionen besonders relevanten Sektoren Raumwärme, Verkehr und Stromerzeugung (aus erneuerbaren und fossilen Energien) erfolgten detaillierte Analysen, die Zusammenführung dieser Analysen in einem umfassenden Energiesystemmodell erlaubte die Entwicklung von vollständigen und doppelzählungsfreien Mengengerüsten.

Die Abbildung 6-1 zeigt den Endenergieverbrauch im Mit-Maßnahmen-, Ohne-Maßnahmen- und im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario im Überblick.

Abbildung 6-1 Endenergieverbrauch der Szenarien im Vergleich, 2000-2030



Quellen: Berechnungen von Fraunhofer ISI, DIW Berlin, Forschungszentrum Jülich und Öko-Institut.

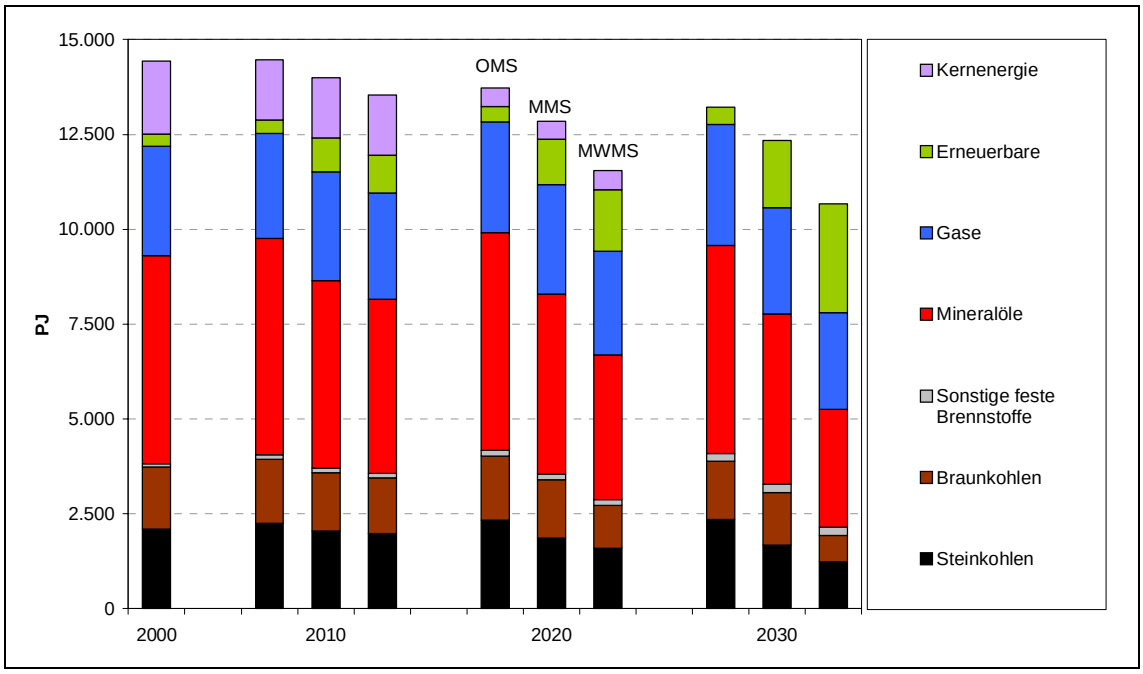
Während der Endenergiebedarf im Ohne-Maßnahmen-Szenario im Zeitraum 2000 bis 2030 um etwa 2 % ansteigt, sinkt er in den beiden anderen Szenarien deutlich ab. Er liegt im Mit-Maßnahmen-Szenario im Jahr 2030 um 930 PJ (ca. 10 %) und im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario um 2.410 PJ (etwa 25 %) niedriger als im Ohne-Maßnahmen-Szenario. Diese Verbrauchsreduktion ist insbesondere auf den Rückgang des Einsatzes von Mineralölprodukten zurückzuführen, der im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario im Vergleich zum Ohne-Maßnahmen-Szenario um über 50 % abnimmt, aber auch im Mit-Maßnahmen-Szenario zu einem um ca. 20 % niedrigeren

Verbrauchsniveau führt. Auch der Bedarf an Gas und Strom liegt im Mit-Maßnahmen- und im Mit-Weiteren Maßnahmen-Szenario deutlich niedriger als im Ohne-Maßnahmen-Szenario. Die Verbrauchsreduktion beträgt in 2030 für Gas 10 % im Mit-Maßnahmen-Szenario und 32 % im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario. Für Strom sinkt der entsprechende Verbrauch um 5 bzw. 11 Prozent. Der Beitrag der erneuerbaren Energien in den Endverbrauchsbereichen liegt am Ende des Betrachtungszeitraumes um den Faktor 2,3 (Mit-Maßnahmen-Szenario) bzw. 4 (Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario) höher als im Ohne-Maßnahmen-Szenario.

Die bisher ergriffenen energie- und klimapolitischen Maßnahmen zeigen damit eine relevante Wirkung und tragen dazu bei, das in dem am ehesten prognostischen Charakter tragenden Mit-Maßnahmen-Szenario der Endenergieverbrauch nachhaltig unter dem Niveau des Basisjahres 2000 gehalten werden kann. Eine signifikante Senkung des Endenergieverbrauchs wird aber erst erfolgen, wenn die im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario berücksichtigten Maßnahmen umgesetzt werden, wobei vor allem verstärkte Anstrengungen im Bereich der Gebäudesanierung und im Verkehrssektor, aber auch bei den Stromanwendungen unverzichtbar sind.

Bedingt durch die veränderte Nachfrage nach Endenergieträgern, aber auch signifikant bestimmt durch die Veränderungen in der Stromerzeugung verändert sich das Niveau und die Struktur des Primärenergieverbrauchs in den nächsten drei Dekaden wesentlich (wobei nochmals explizit darauf hingewiesen werden muss, dass die Minderung des Primärenergieverbrauchs sich zum Teil als Artefakt der primärenergetischen Bewertung von Kernenergie und erneuerbaren Energien ergibt).

Abbildung 6-2 Primärenergieverbrauch der Szenarien im Vergleich, 2000-2030



Quellen: Berechnungen von Fraunhofer ISI, DIW Berlin, Forschungszentrum Jülich und Öko-Institut.

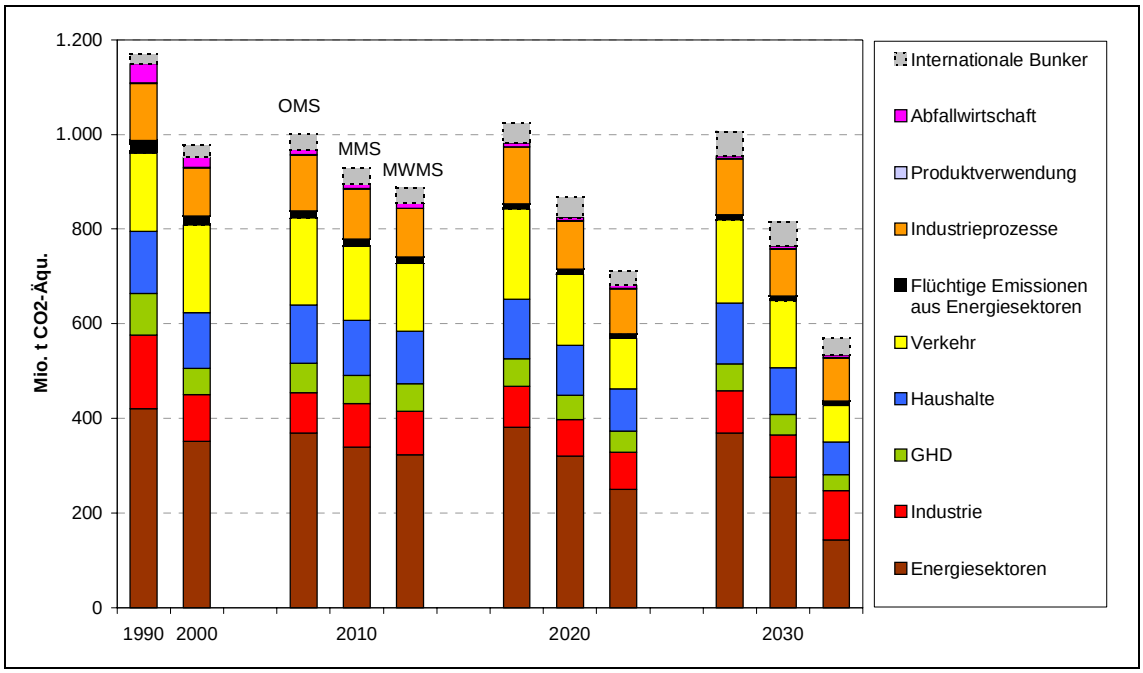
Im Vergleich zum Ohne-Maßnahmen-Szenario liegt der Primärenergieverbrauch im Jahr 2030 im Mit-Maßnahmen- und im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario um ca. 870 PJ (-6,6 %) bzw. um etwa 2.550 PJ (-19,3 %) auf einem deutlich niedrigeren Niveau. Dabei werden vor allem weniger Kohle (als Effekt der Veränderungen in der Stromerzeugung), weniger Mineralöl (vor allem als Resultat der Veränderungen im Gebäude- und Verkehrssektor) und in deutlich höherem Umfang erneuerbare Energien eingesetzt.

Der im Ohne-Maßnahmen-Szenario etwa auf dem Niveau des Basisjahres 2000 verharrende Kohleeinsatz im Jahr 2030 beträgt im Mit-Maßnahmen-Szenario nur gut drei Viertel dieser Menge, während der Einsatz von Kohle im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario um mehr als die Hälfte reduziert wird.

Der Verbrauch von Mineralöl sinkt im Vergleich von Ohne-Maßnahmen-Szenario und Mit-Maßnahmen-Szenario um etwa ein Fünftel und im Vergleich zum Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario um etwa ein weiteres Fünftel.

Der Einsatz an erneuerbarer Energien liegt im Jahr 2030 im Mit-Maßnahmen-Szenario um den Faktor 2,9 höher als im Ohne-Maßnahmen-Szenario und erreicht bis dahin einen Anteil von 14 % am gesamten Primärenergieaufkommen. Im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario nimmt der Einsatz erneuerbarer Energien um den Faktor 5,3 zu und erreicht bis 2030 einen Primärenergieanteil von 27 %.

Abbildung 6-3 Entwicklung der gesamten Treibhausgasemissionen (ohne Landwirtschaft und LUCF) in den drei Szenarien, 1990 bis 2030



Quellen: UBA (ZSE, NIR), Berechnungen von Fraunhofer ISI, DIW Berlin, Forschungszentrum Jülich, Öko-Institut.

Die Energiestrukturen in den drei Szenarien führen – zusammen mit den Ergebnissen weiterer Analysen für die nicht verbrennungsbedingten Treibhausgasemissionen – zu sehr unterschiedlichen Entwicklungen für den Ausstoß der vom Kyoto-Protokoll erfassten Treibhausgasemissionen (soweit im Rahmen der hier vorgestellten Analysen behandelt).

Während im Zeitraum von 1990 bis 2000 für die hier betrachteten Sektoren eine Emissionsminderung von etwa 17 % erreicht wurde, steigen die Treibhausgasemissionen im Ohne-Maßnahmen-Szenario im Zeitraum 2010/2020 wieder leicht an und erreichen erst im Jahr 2030 wieder einen Wert etwa auf dem Niveau von 2000.

Im Mit-Maßnahmen-Szenario kann für den Zeitraum 2000 bis 2010 eine weitere Minderung der Treibhausgasemissionen um etwa 8 Prozentpunkte (über die im Jahr 2000 erreichte Minderung von 17 % hinaus) erwartet werden, die sich für 2020 und 2030 auf 11 und 16 Prozentpunkte erhöht, so dass sich im Jahr 2020 im Vergleich zum Jahr 1990 eine Minderung von 28 % und im Jahr 2030 eine Minderung von knapp 34 % ergibt. Dies sind signifikante Emissionsminderungen, die jedoch noch weit entfernt von den derzeit diskutierten Mittelfristzielen in der Größenordnung von 40 % für das Jahr 2020 sind. Mit den weitreichenden Maßnahmen, die im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario berücksichtigt wurden, gelingt eine Rückführung der Treibhausgasemissionen um knapp 41 % bis zum Jahr 2020 (bezogen auf das Ausgangsniveau von 1990) und von etwa 54 % für den Zeithorizont 2030.

Zu beachten ist bei den vorgenannten Aussagen zur Emissionsminderung, dass dabei die Emissionen aus den für den internationalen Flugverkehr vertankten Treibstoffmengen zunächst noch nicht berücksichtigt sind. Werden diese Emissionen in die Treibhausgasbilanz einbezogen, so verringern sich die Minderungseffekte gegenüber 1990 um ca. 2 Prozentpunkte im Jahr 2020 und um 3 Prozentpunkte für das Mit-Maßnahmen- und das Ohne-Maßnahmen-Szenario sowie um 2 Prozentpunkte im Mit-weiteren-Maßnahmen-Szenario im Jahr 2030.

Hinsichtlich der für die im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario in Ansatz gebrachten Maßnahmen ist schließlich auch darauf hinzuweisen, dass diese zu wesentlichen Teilen auf einen vergleichsweise langlebigen Kapitalstock abzielen (Gebäude und Kraftwerke).

Die Sektoranalysen haben hier sehr klar gezeigt, dass für die notwendigen Investitionen in diesen Bereichen langfristigen Ankündigungen mit klaren Aussagen zu den zukünftigen Anreizsignalen und Rahmensetzungen eine besondere Bedeutung zukommt (langfristig angelegte Förderprogramme für den Gebäudesektor, stabile Rahmenbedingungen für erneuerbare Energien, volle Berücksichtigung der CO_2-Kosten für Neubauentscheidungen im Rahmen des Emissionshandels etc.). Sofern eine solche Klarheit nicht bzw. nicht sehr bald (oder nur hinsichtlich der klimapolitisch kontraproduktiven Anreizsignale) geschaffen wird, bleibt ein Emissionspfad wie im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario beschrieben illusorisch.

7 Literatur

AG Energiebilanzen e.V. 2006a: Endenergieverbrauch der Haushalte in Deutschland, 1990 – 2006. http://www.ag-energiebilanzen.de/.

AG Energiebilanzen e.V. 2006b: Endenergieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen in Deutschland (einschließlich militärische Dienststellen). http://www.ag-energiebilanzen.de/.

Almeida, A. de, Caetano, A., Fong, J. 2006: Residential and Tertiary Sectors Technologies. Role of Electricity – Demand. ISR-University of Coimbra. Report for eurelectric.

Anton, W. R. Q., Deltas, G., Khanna, M. 2003: Incentives for environmental self-regulation and implication for environmental performance. In: Journal of Environmental Economics and Management, 48 (1): 632-654, 2004. University of Central Florida / University of Illinois, USA, 2003.

Bach, S. 2003: Entfernungspauschale: Kürzung gerechtfertigt. In: Wochenbericht des DIW 42/03. Berlin.

BAFA 2000: Erfahrungsbericht zur Vor-Ort-Beratung an bestehenden Gebäuden. Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle.

BBR (Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung) 2001: Wohnungsprognose 2015. Berichte, Band 10. Selbstverlag des Bundesamtes für Bauwesen und Raumordnung. Bonn.

BBR (Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung) 2006: Raumordnungsprognose 2020/2050 des Bundesamtes für Bauwesen und Raumordnung. Berichte, Band 23. Bonn.

BioKraftQuG (Biokraftstoffquotengesetz) 2006: Gesetz zur Einführung einer Biokraftstoffquote durch Änderung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes und zur Änderung energie- und stromsteuerrechtlicher Vorschriften. Bundesgesetzblatt. Dezember 2006.

BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) 2000: Nationales Klimaschutzprogramm. Beschluss der Bundesregierung vom 18. Oktober 2000. Fünfter Bericht der Interministeriellen Arbeitsgruppe "CO_2-Reduktion". Berlin. http://www.bmu.bund.de

BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) 2004a: Die Ökologische Steuerreform: Einstieg, Fortführung und Fortentwicklung zur Ökologischen Finanzreform. Berlin, April 2004.

BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) 2004b: Tabellen zur Förderung der Nutzung erneuerbarer Energien. Berlin.

BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) 2005: Umweltpolitik: Nationales Klimaschutzprogramm 2005. Sechster Bericht der Interministeriellen Arbeitsgruppe "CO_2-Reduktion". Berlin. http://www.bmu.de

BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) 2006a: Erneuerbare Energien in Zahlen – nationale und internationale Entwicklung. Berlin, Mai 2006.

BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) 2006b: Übersicht über Regelungen zur Besteuerung und Quotenregelung von Biokraftstoffen. Stand: 9. November 2006. Persönliche Mitteilung.

BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) 2006c: Siedlungsabfallentsorgung in Deutschland. 1. September 2006. Berlin. http://www.bmu.de.

BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) 2007: Erneuerbare Energien in Zahlen – nationale und internationale Entwicklung. Berlin, Januar 2007.

BMVBW (Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung) 2004a: Stadtumbau Ost. http://www.bmvbw.de/Programm-Stadtumbau-Ost-.1104.htm

BMVBW (Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung) 2004b: Daten über Mittelvolumina für die soziale Wohnraumförderung, Bundes- und Ländermittel nach den Programmplanungen.

BUND (Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland) 2006: Die Werbung deutscher Automobilhersteller. Werbebotschaften – Spritverbrauch – CO_2-Emissionen. Berlin, März 2006.

Bundestag 2005: Bericht durch die Bundesregierung über die Verlagerung von schwerem Lkw-Verkehr auf das nachgeordnete Straßennetz infolge der Einführung der Lkw-Maut. Unterrichtung durch die Bundesregierung. Deutscher Bundestag, Drucksache 16/298. 13.12.2005.

BUWAL (Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft), UBA (Umweltbundesamt), INFRAS 1999: Handbuch Emissionsfaktoren des Straßenverkehrs – Version 1.2. CD-Rom. Bern, Berlin.

BVU/IVV/K+P 2001: Verlagerungswirkungen bei Einführung einer Lkw-Maut. Schlussbericht an das Bundesministerium für Verkehr, Bau- und Wohnungswesen (BMVBW), FE-Nr.: 96.695/2001. BVU Beratergruppe Verkehr und Umwelt (Freiburg), Ingenieurgruppe IVV (Aachen), Kessel und Partner (Freiburg). Oktober 2001.

Capital 2007: Autohersteller erreichen derzeit ihre selbst gesetzten Klimaschutzziele nicht. In: Capital-Online (http://www.capital.de).Vorabmeldung 03/07. 15.01.2007.

CE (CE Solutions for environment, economy and technology) 2005: Giving wings to emission trading. Inclusion of aviation under the European Emission Trading System (ETS): Design and impacts. Delft, Juli 2005.

Clausnitzer, K.-D. 2004: Acht Jahre Erfahrung mit dem Energieausweis. Papier des Bremer Energie Instituts. Bremen, 2004.

CONCAWE / EUCar / EC-JRC 2007: Well-to-wheels analysis of future automotive fuels and power trains in the European context. Version 2c including Annexes 1 and 2. Ispra, März 2007.

COWI A/S 2002: Fiscal Measures to Reduce CO_2 Emissions from New Passenger Cars. Final Report. Studie im Auftrag der Europäischen Kommission. Januar 2002.

Diekmann, J., Eichhammer, W., Rieke, H., Schlomann, B., Ziesing, H.-J. (1999): Energie-Effizienz-Indikatoren. Statistische Grundlagen, theoretische Fundierung und Orientierungsbasis für die politische Praxis. Heidelberg: Physica-Verlag.

DIW (Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung) / FZJ-STE (Forschungszentrum Jülich) / FhG-ISI (Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung) / Öko-Institut 1999: Politikszenarien für den Klimaschutz. Szenarien und Maßnahmen zur Minderung von CO_2-Emissionen in Deutschland bis 2020. Schriften des Forschungszentrums Jülich, Reihe Umwelt/Environment, Band 20. Jülich.

DIW (Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung) 2004: Verkehr in Zahlen 2004/2005. Deutscher Verkehrs Verlag. Hamburg, November 2004.

DIW (Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung) 2005: Gesamtwirtschaftliche Effekte der ökologischen Steuerreform. Band II des Endberichts für das Vorhaben: „Quantifizierung der Effekte der Ökologischen Steuerreform auf Umwelt, Beschäftigung und Innovation“. Forschungsprojekt im Auftrag des Umweltbundesamts. FuE-Vorhaben Förderkennzeichen 204 41 194. Berlin, August 2005.

DIW (Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung) / Öko-Institut / FhG-ISI (Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung) 2006: Emissionshandel. Entwicklung eines nationalen Allokationsplans im Rahmen des EU-Emissionshandels. Endbericht zum UFOPLAN-Vorhaben 202 41 186/03, Berlin/Karlsruhe.

DLR (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt) / Ifeu (Institut für Energie- und Umweltforschung) / WI (Wuppertal Institut für Klima Umwelt Energie) 2004: Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. Untersuchung im Auftrag des BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit). Umweltpolitik. Stuttgart, Heidelberg, Wuppertal, März 2004.

DLR (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt) / ZSW (Zentrum für Sonnenenergie und Wasserstoff-Forschung) / WI (Wuppertal Institut für Klima Umwelt Energie) 2005: Ausbau erneuerbarer Energien im Stromsektor bis zum Jahr 2020. Vergütungszahlungen und Differenzkosten durch das Erneuerbare Energien-Gesetz. Untersuchung im Auftrag des BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit). Stuttgart, Wuppertal, Dezember 2005.

DLR (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt) Institut für Verkehrsforschung / Ifeu (Institut für Energie- und Umweltforschung) 2006: Die Energie- und Emissionsbilanz des Verkehrs. Bisherige Entwicklung und künftige technische Reduktionspotentiale. Studie im Auftrag des Deutschen Verkehrsforums. Berlin, Heidelberg, März 2006.

DLR (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt) / ADV (Arbeitsgemeinschaft Deutscher Flughäfen) 2006: Low Cost Monitor 2/2006. Der aktuelle Low Cost Carrier Markt in Deutschland. Oktober 2006.

Doll, C. 2005: The German HGV Toll Case Study, Annex 2 to REVENUE Project Deliverable 4. Funded by 5th Framework RTD Programme ISIS. Rom, 12.07.2005.

dpa (Deutsche Presse Agentur) 25.10.2006: Tiefensee: Energie-Gebäude-Pass kostet zwischen 40 und 120 Euro. Hamburg.

EC (Europäische Kommission) / ACEA (Association des Constructeurs Européens d'Automobiles) 1998: CO_2 emissions from cars. The EU Implementing the Kyoto protocol. Brüssel.

EC (Europäische Kommission) 2005: Reducing the Climate Change from Aviation. Impact Assessment. Comission Staff Working Document. Brüssel, September 2005.

EC (Europäische Kommission) 2006: Reduction of Energy Use in Transport. Working Group under the Joint Expert Group on Transport and Environment. Final Report. 18.01.2006

Ecologic (Institut für Internationale und Europäische Umweltpolitik) 2005: Auswirkungen der Ökologischen Steuerreform auf private Haushalte. Band III des Endberichts für das Vorhaben: „Quantifizierung der Effekte der Ökologischen Steuerreform auf Umwelt, Beschäftigung und Innovation". Forschungsprojekt im Auftrag des Umweltbundesamts. FuE-Vorhaben Förderkennzeichen 204 41 194. Berlin, August 2005.

Eichhammer, W., Schlomann, B., Gruber, B. 2006: Statistisch-methodische Fragen im Zusammenhang mit der Richtlinie der EU-KOM zu Endenergieeffizienz und zu Energiedienstleistungen. Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi). Karlsruhe, September 2006.

ELFAA (European Low Fares Airline Association) 2006: Members Statistics. Dezember 2006.

Energiegipfel 2006: Bericht der Arbeitsgruppe 3 "Forschung und Energieeffizienz" zum Energiegipfel am 9. Oktober 2006. BMU, BMBF, 25. September 2006.

European Aviation Industry Joint Statement on Emission Trading Scheme. Oktober 2006.

EWI (Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln) / Prognos 2005: Energiereport IV. Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030. Energiewirtschaftliche Referenzprognose. Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit. Köln, Basel, April 2005.

EWI (Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln) / Prognos 2006: Auswirkungen höherer Ölpreise auf Energieangebot und –nachfrage. Ölpreisvariante der Energiewirtschaftlichen Referenzprognose 2030. Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit. Köln, Basel, August 2006.

Eza 2004: Untersuchung der Energieberatung von eza, Erfahrungen mit der Vor-Ort-Energieberatung. Diplomarbeit von S. Schock. Energie & Umweltzentrum Allgäu, 2004.

Fishbone, L. G., Giesen, G., Goldstein, G., Hymmen, H. A., Stocks, K. J., Vos, H., Wilde, D., Zöcher, R., Balzer, C. & Abilock, H. 1983: User's Guide for MARKAL. IEA Energy Technology Systems Analysis Programme.

forsa 2005: Evaluierung der Effizienzkampagne der Initiative EnergieEffizienz. 4. Welle (Oktober-Dezember 2004) und Abschlussbericht. Berlin.

Fraunhofer ISI / Forschungszentrum Jülich (STE) 2001: Systematisierung der Potenziale und Optionen. Endbericht an die Enquête-Kommission "Nachhaltige Energie-

versorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung" des Deutschen Bundestages. Karlsruhe, Jülich, Dezember 2001.

Fraunhofer ISI / GfK 2001: Evaluierung zur Umsetzung der Energieverbrauchskennzeichnungsverordnung (EnVKV). Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Karlsruhe, Nürnberg.

Fraunhofer ISI / CEPE 2003: Der Einfluss moderner Gerätegenerationen der Informations- und Kommunikationstechnik auf den Energieverbrauch in Deutschland bis zum Jahr 2010 – Möglichkeiten zur Erhöhung der Energieeffizienz und zur Energieeinsparung in diesen Bereichen. Im Auftrag des BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie). Karlsruhe, Zürich, 2003.

Fraunhofer ISI / DIW (Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung) / GfK / IE / IfE / TUM (TU München) 2004: Energieverbrauch der privaten Haushalte und des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD). Abschlussbericht an das Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit. Karlsruhe, Berlin, Nürnberg, Leipzig, München, April 2004.

Fraunhofer ISI / FfE (Forschungsstelle für Energiewirtschaft) / TU Dresden 2005: Technische und rechtliche Anwendungsmöglichkeiten einer verpflichtenden Kennzeichnung des Leerlaufverbrauchs strombetriebener Haushalts- und Bürogeräte. Im Auftrag des BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie). Karlsruhe, München, Dresden, 18. April 2005.

Fraunhofer ISI / GfK Panel Services 2007: Survey on electricity consumption in private households in Germany. Carried out within the EU project "Residential Monitoring to Decrease Energy Use and Carbon Emissions in Europe (REMODECE)". Supported by Intelligent Energy Europe. Karlsruhe, Nürnberg: Januar 2007. www.isr.uc.pt/~remodece/.

FZJ (Forschungszentrum Jülich) / WI (Wuppertal Institut für Klima Umwelt Energie) 2006: Strategische Bewertung der Perspektiven synthetischer Kraftstoffe auf Basis fester Biomasse in NRW. Forschungszentrum Jülich, Wuppertal Institut. Jülich, Wuppertal.

Geiger, B., Wagner, U. 2005: Steigerung der Energieeffizienz in privaten Haushalten. Stand, Probleme, Perspektiven. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 55. Jg. H.4, S. 214-218.

Gillen, D., Morrison, W., Stewart, C. 2004: Air Travel Demand Elasticities: Concepts, Issues and Measurement. Department of Finance Canada. Online at http://www.fin.gc.ca/consultresp/Airtravel/airtravStdy_e.html.

Goodwin, P., Dargay, J., Hanly, M. 2004: Elasticities of Road Traffic and Fuel Consumption with Respect to Price and Income: A Review. In: Transport Reviews, Vol. 24, No. 3, 275-292, May 2004. ESCR Transport Studies Unit, University College London. London, UK, Mai 2004.

GWS (Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung mbH) 2001: Wirkungen der Ökologischen Steuerreform auf Wirtschaft und Umwelt in Deutschland. Ergebnisse von Simulationsrechnung mit dem umweltökonomischen Modell PANTA RHEI. GWS Discussion Paper 2001/1. Osnabrück, 2001.

GWS (Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung mbH) 2004: Schätzung der Wirkung umweltpolitischer Maßnahmen im Verkehrssektor unter Nutzung der Datenbasis der Gesamtrechnungen des Statistischen Bundesamtes. GWS Discussion Paper 2004/5. Enthält Endbericht im Auftrag des Umweltbundesamtes. Osnabrück, Dezember 2004.

IEA (International Energy Agency) 2000: Energy Labels & Standards. OECD/IEA. Paris. http://www.iea.org .

IEA (International Energy Agency) 2006: World Energy Outlook 2006. Paris, 2006.

IER (Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung an der Universität zu Stuttgart) / Prognos 2004: Analyse der Wirksamkeit von CO_2-Minderungsmaßnahmen im Energiebereich und ihre Weiterentwicklung. Endbericht an das Ministerium für Wirtschaft und Arbeit. Basel, Stuttgart.

Ifeu (Institut für Energie- und Umweltforschung) 2005a: Politikinstrumente zum Klimaschutz durch Effizienzsteigerung von Elektrogeräten und -anlagen in Privathaushalten, Büros und im Kleinverbrauch. Endbericht im Auftrag des Umweltbundesamtes (FKZ 201 41 137). Heidelberg, März 2005.

Ifeu (Institut für Energie- und Umweltforschung) 2005b: Fortschreibung "Daten- und Rechenmodell": Energieverbrauch und Schadstoffemissionen des motorisierten Verkehrs in Deutschland 1960-2030. Endbericht im Auftrag des Umweltbundesamtes (FKZ 204 45 139). Heidelberg, November 2005.

Ifeu (Institut für Energie- und Umweltforschung) / IWO (Institut für wirtschaftliche Ölheizung e.V.) 2005: Beiträge der EnEV und des KfW-CO_2-Gebäudesanierungsprogramms zum Nationalen Klimaschutzprogramm. Heidelberg, Darmstadt.

IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) 2005: IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage, Cambridge University Press, Canada, 2005.

IWW 2001: Anforderungen an eine umweltorientierte Schwerverkehrsabgabe. Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes. Karlsruhe, Oktober 2001.

Jagodzinski, P., Krüger, W., Martinsen, D. & Walbeck, M. 1995: Dokumentation des Optimierungsmodells - Anhang 1: Strukturbilder Teil 3: Oberstruktur (Logistik). Forschungszentrum Jülich GmbH. Jülich.

KBA (Kraftfahrt-Bundesamt) 2006: Statistische Mitteilungen. Reihe 1: Fahrzeugzulassungen. Neuzulassungen – Besitzumschreibungen – Löschungen – Bestand. Flensburg, Februar 2006.

KfW (Kreditanstalt für Wiederaufbau) 2004a: Tabellen zum Förderprogramm Erneuerbare Energien. Berlin.

KfW (Kreditanstalt für Wiederaufbau) 2004b: Tabellen zum KfW-Wohnraummodernisierungsprogramm II. Frankfurt.

Kleemann M. et al. 2000: Die Entwicklung des Wärmemarktes für den Gebäudesektor bis 2050. Schriften des Forschungszentrums Jülich. Reihe Umwelt, Band 23. Jülich 2000.

Kleemann M. et al. 2003a: Umweltschutz und Arbeitsplätze, angestoßen durch die Tätigkeiten des Schornsteinfegerhandwerks. Schriften des FZ Jülich. Reihe Umwelt Band 36. Jülich.

Kleemann M. et al. 2003b: Klimaschutz und Beschäftigung durch das KfW-Programm zur CO_2-Minderung und das KfW-CO_2-Gebäudesanierungsprogramm, Evaluierung der Programme im Auftrag der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW). Schriften des Forschungszentrums Jülich. Reihe Umwelt, Band 34. Jülich 2003.

Kleemann M., 2007: Vorschlag für ein Leuchtturmprojekt im Gebäude- und Heizungsbereich. Verdopplung des Modernisierungstempos bis 2020. BDH Köln.

Kleemann, M., Hansen, P. 2005: Evaluierung der CO_2-Minderungsmaßnahmen im Gebäudebereich, im Auftrag von Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung (BBR). Forschungszentrum Jülich, Programmgruppe für Systemforschung und Technologische Entwicklung (STE). Schriften des Forschungszentrum Jülich. Reihe Umwelt, Band 60. Jülich.

Klinski, F. 2005: Überblick über die Zulassung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien. Der rechtliche Anforderungsrahmen für die Nutzung der verschiedenen Arten von Erneuerbaren Energien zu Zwecken der Strom-, Wärme- und Gasversorgung. Erstellt im Auftrag des BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) im Rahmen des Projekts „Rechtliche und administrative Hemmnisse des Ausbaus erneuerbarer Energien in Deutschland“. Berlin, September 2005.

Kloas, J., Kuhfeld, H. 2003: Entfernungspauschale: Bezieher hoher Einkommen begünstigt. In: Wochenbericht des DIW (Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung) 42/03. Berlin.

Koalitionsvertrag 2005: Gemeinsam für Deutschland – mit Mut und Menschlichkeit. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, 11.11.2005.
www.spd.de/servlet/PB/show/1589444/111105_Koalitionsvertrag.pdf
www.cdu.de/doc/pdf/05_11_11_Koalitionsvertrag.pdf

Kolke, R. 2004: Vergleich der Umweltverträglichkeit neuer Technologien im Straßenverkehr. Dissertation. Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg (Fakultät für Maschinenbau), Umweltbundesamt. Berlin, 2004.

KOM 1999: Directive 1999/62/EC of the European Parliament and of the Council of 17 June 1999 on the charging of heavy goods vehicles for the use of certain infrastructures. Official Journal of the European Communities L187/42, 20.7.1999.

KOM 2006: Directive 2006/38/EC of the European Parliament and of the Council of 17 May 2006 amending Directive 1999/62/EC on the charging of heavy goods vehicles for the use of certain infrastructures. Official Journal of the European Communities L157/8, 9.6.2006.

KOM 2007a: Kommission der Europäischen Gemeinschaften: Auf dem Weg zu einem Europäischen Strategieplan für Energietechnologie. KOM(2006) 847 endgültig vom 10.1.2007.

KOM 2007b: Kommission der Europäischen Gemeinschaften: Maßnahmen im Anschluss an das Grünbuch. Bericht über den Stand der Maßnahmen für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen. KOM(2006) 849 endgültig vom 10.1.2007.

Langgassner, W. 2001: Energieeffizienz elektrischer Antriebe in Haushaltsgeräten. IfE Schriftenreihe Heft 45. München: Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik der Technischen Universität München.

Lechtenböhmer, S., Barthel, C., Hanke, T., Wissner, M. 2006: Least investment cost strategies for market transformation to high efficiency residential appliances and lighting – results of a country by country scenario analysis for 30 European countries. Wuppertal Institut für Klima Umwelt Energie, Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste. Bad Honnef.

Liebig, L. 2002: Belastungs- und Lenkungswirkungen der ökologischen Steuerreform in Deutschland. Eine empirische Analyse. Diplomarbeit. Universität Köln, 2002.

Loulou, R., Goldstein, G. & Noble, K. 2004: Documentation for the MARKAL Family of Models. IEA Energy Technology Systems Analysis Programme.

Loulou, R., Remme, U., Kanudia, A., Lehtila, A., Goldstein, G. 2005: Documentation for the TIMES Model. IEA Energy Technology Systems Analysis Programme.

Luhmann, J. 2006: Werbungskosten für Fahrten zur Arbeitsstätte „geschleift“ - außer für den Dienstwagen: das lückenhafte Ende eines deutschen Sonderwegs. In: Wuppertal Bulletin zu Instrumenten des Klima- und Umweltschutzes, 9 (2006), 1. Wuppertal, Oktober 2006.

Mantzos, L., Capros, P. 2006: European Energy and Transport Trends to 2030 – Update 2005. Studie im Auftrag der Europäischen Kommission, Generaldirektion Energie und Verkehr. ICCS, Technische Universität Athen. Amt für offizielle Veröffentlichungen der EU, Luxemburg.

Markewitz, P., Stein, G. (Hg.) 2003: Das IKARUS-Projekt: Energietechnische Perspektiven für Deutschland. Forschungszentrum Jülich GmbH. Jülich.

Markewitz, P., Ziesing, H.-J. (Hg.) 2004: Politikszenarien für den Klimaschutz. Langfristszenarien und Handlungsempfehlungen ab 2012 (Politikszenarien III). Untersuchungen im Auftrag des Umweltbundesamtes. Schriften des Forschungszentrums Jülich. Reihe Umwelt. Band 50.

Martinsen, D., Krey, V., Markewitz, P., Vögele, S. 2006: A Time-Step Energy Process Model for Germany - Model Structure and Results. Energy Studies Review, 14 (2006), 35-57.

MIT (Massachusetts Institute of Technology) 2007: The Future of Coal. Options for a carbon-constrained world. Cambridge, MA: Massachusetts Institute of Technology.

Mordziol 2003: Persönliche Mitteilung Christoph Mordziol. UBA, Dezember 2003

Nitsch, DLR (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt) 2007: Leitstudie 2007 „Ausbaustrategie Erneuerbare Energien“. Aktualisierung und Neubewertung bis zu den Jahren 2020 und 2030 mit Ausblick bis 2050 (Leitszenario 2006). Untersuchung im Auftrag des BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit). Stuttgart, Februar 2007.

Öko-Institut / ifeu (Institut für Energie- und Umweltforschung) 2005: Statusbericht zum Beitrag der Abfallwirtschaft zum Klimaschutz und mögliche Potentiale. Forschungsbericht 205 33 314, Darmstadt, Heidelberg.

Öko-Institut 2006: Electricity Investment Analysis (ELIAS). Modell zur Entwicklung von Szenarien über die Struktur der Stromerzeugung. Dokumentation, Stand 1. November 2006.

Öko-Recherche 2005: Emissionen, Aktivitätsraten und Emissionsfaktoren von fluorierten Treibhausgasen (F-Gasen) in Deutschland für die Jahre 1995-2002. Forschungsbericht 201 41 261/01, UBA-FB 000811. UBA-Texte 14/05, Berlin.

Pällmann 2000: Schlussbericht der Regierungskommission Verkehrsinfrastrukturfinanzierung. September 2000.

Platts-Kraftwerksdatenbank 2004: UDI World Electric Power Plants Data Base, Platts. A division of the McGraw-Hill Companies, Inc. Washington, DC.

Prognos AG / IWW 2002: Wegekostenrechnung für das Bundesfernstraßennetz unter Berücksichtigung der Einführung einer streckenbezogenen Straßenbenutzungsgebühr für schwere Nutzfahrzeuge. Schlussbericht an das Bundesministerium für Verkehr, Bau- und Wohnungswesen. Basel, Karlsruhe, März 2002.

Reichel, W. 2006: Argumente für die Sicherung eines heimischen Steinkohlesockels. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 1 (2006), 32-38.

Renes, G., Schade, W., Burgess, A., Tavasszy, L., Rustenburg, M. 2004: Consolidated results of case studies in transport project assessment. Bericht des IASON-Projektes aus dem 6. EU-Forschungsrahmenprogramm. Delft, Februar 2004.

Schade, W. 2005: Strategic Sustainability Analysis: Concept and application for the assessment of European Transport Policy. Nomos-Verlag. Baden-Baden, 2005.

Schiller H. 2004: Weiterentwicklung der EnEV zur Umsetzung der neuen EG-Richtlinie, Teilprojekt 3: Grundlagen zur Inspektion von Klimaanlagen, Teilbericht 1: Abschätzung des CO2-Reduktionspotenzials bestehender RLT-Anlagen. Auftraggeber: BBR. Hamburg.

Scholz, R. 2003: Kohlenstoffbedarf und resultierende Kohlendioxid-Emissionen beim Hochofenprozess. Gutachten im Auftrag der ThyssenKrupp Stahl AG. Clausthal-Zellerfeld, 09.09.2003

Schön, M., Nathani, C., Walz, R. Matthes, F.Chr., Cames, M., Fendler, R. 1997: Politikszenarien für den Klimaschutz. Untersuchungen im Auftrag des Umweltbundesamtes. Band 2: Emissionsminderungsmaßnahmen für Treibhausgase, ausgenommen energiebedingtes CO_2. Schriften des Forschungszentrums Jülich. Reihe Umwelt/Environment 06.

Statistisches Bundesamt 2005: Leben und Arbeiten in Deutschland. Ergebnisse des Mikrozensus 2004. Wiesbaden, 2005.

T&E (European Federation for Transport and Environment) 2005: Reducing CO_2 Emissions from New Cars. A progress report on the car industry's voluntary agreement and an assessment of potential policy instruments. Brüssel, 2005.

TNO Science and Industry 2006: Review and analysis of the reduction potential and costs of technological and other measures to reduce CO_2-emissions from passenger cars. Studie im Auftrag der Europäischen Kommission. Delft, 31.10.2006.

Toro, F., Hasenauer, U., Wietschel, M., Schade, W. 2006: Technology trajectories for transport and its energy supply. Deliverable 2 des Projektes TRIAS (Sustainabil-

ity Impact Assessment of Strategies Integrating Transport, Technology and Energy Scenarios). Gefördert durch die Europäische Kommission im 6. Rahmenprogramm. Karlsruhe, Mai 2006.

TRUCOST 2004: Emission Trading and Aviation. Trucost Sector Report – European Aviation. London, März 2004.

Tzimas, E., Soria, A., Peteves, S. 2004: The introduction of alternative fuels in the European transport sector: techno-economic barriers and perspectives. European Commission – Joint Research Centre, Mai 2004.

UBA (Umweltbundesamt) 2003: CO_2-Minderung im Verkehr. Ein Sachstandbericht des Umweltbundesamtes. Beschreibung von Maßnahmen und Aktualisierung von Potenzialen. Berlin, 10. September 2003

UBA (Umweltbundesamt) 2006a: Mitteilung des Umweltbundesamtes zur Revision der TREMOD-4 Berechnungen. Dessau, Letzter Stand: 4.1.2007.

UBA (Umweltbundesamt) 2006b: Broschüren "Stromklau – nein, danke!" und "Energiesparen im Haushalt". Stand Dezember 2006. www.umweltbundesamt.de/leerlauf/neues/Energiesparen.pdf

UBA (Umweltbundesamt) 2006c: Verfahren zur CO_2-Abscheidung und –Speicherung. Abschlussbericht. Climate Change 07/06. Dessau, 2006.

UFOP (Union zur Förderung von Öl- und Proteinpflanzen e. V.) 2006: Die aktuelle Biokraftstoff-Gesetzgebung. Berlin.

VDA (Verband der Deutschen Automobilindustrie) 2002: Gemeinsame Erklärung von VDA und BMVBW (Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung) zum Klimaschutzprogramm der Bundesregierung. Berlin, Frankfurt am Main, 24.07.2002.

VCI (Verband der Chemischen Industrie) 2001: Weiterentwickelte Selbstverpflichtungserklärung der chemischen Industrie im Rahmen der Klimaschutzvereinbarung der deutschen Wirtschaft vom November 2000. Stand 24. Juni 2001.

Viegas (Hg.) 2005: Inter-Urban Road Charging for Trucks in Europe. Research in Transportation Economics, Vol. 11. Elsevier.

WBGU (Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen) 2002: Entgelte für die Nutzung globaler Umweltgüter. Politikpapier 2. Berlin, 2002.

WI (Wuppertal Institut für Klima Umwelt Energie) / DLR (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt) 2002: Langfristszenarien für eine nachhaltige Energienutzung in Deutschland. Untersuchung im Auftrag des Umweltbundesamtes. Climate Change. Berlin, Juni 2002.

Wiel, S., McMahon, J. E. 2001: Energy Efficiency Labels and Standards: A Guidebook for Appliances, Equipment, and Lighting. Washington, D.C., February 2001

ZSW (Zentrum für Sonnenenergie und Wasserstoff-Forschung) / DLR (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt) / DIW (Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung) / GWS (Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung mbH) 2006: Wirkungen des Ausbaus der erneuerbaren Energien auf den deutschen Arbeitsmarkt unter Berücksichtigung des Außenhandels. Umweltpolitik. August 2006.

Anhänge

Anhang 1: Sektorzuordnungen für die Modellierung, die Treibhausgasinventare und für den Projektionsbericht

Eine wichtige Anforderung an den Projektionsbericht ist die Passfähigkeit der Ergebnisse zur Struktur der deutschen Treibhausgasinventare. Die sektorale Auflösung der Treibhausgasemissionen in den Inventaren bzw. die anderweitigen Zuordnungen sind jedoch nur in Grenzen passfähig zu den Strukturierungen, die für die Modellierung sinnvoll bzw. – mit Blick auf die verwendeten Modelle – anwendbar sind. Die Modelle setzen im Regelfall auf die Mengengerüste der deutschen Energiebilanz auf, die gleichzeitig eine zentrale Grundlage für die Erarbeitung der deutschen Treibhausgasinventare ist, aber zu diesem Zweck erheblichen Umstrukturierungen unterzogen wird.

Tabelle A1- 1 Struktur der deutschen Energiebilanz für die emissionsrelevanten Energieeinsatzdaten, ab 1995

EB-Zeile	Bezeichnung der Energiebilanzzeilen
EBZ 6	Hochseebunkerungen
	Umwandlungssektor
EBZ 11	Umwandlungseinsatz Öffentliche Wärmekraftwerke (ohne HKW)
EBZ 12	Umwandlungseinsatz Industriewärmekraftwerke
EBZ 15	Umwandlungseinsatz Öffentliche Heizkraftwerke
EBZ 16	Umwandlungseinsatz Fernheizwerke
EBZ 40	Energieverbrauch im Umwandlungs-Bereich insgesamt
	Endenergieverbrauch
EBZ 60	Bergbau, Gewinnung von Steinen und Erden, Verarbeitendes Gewerbe
EBZ 61	Schienenverkehr
EBZ 62	Straßenverkehr
EBZ 63	Luftverkehr
EBZ 64	Küsten- und Binnenschiffahrt
EBZ 66	Haushalte
EBZ 67	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und übrige Verbraucher

Quelle: AG Energiebilanzen.

In der Tabelle A1- 1 sind diejenigen Zeilen der Energiebilanz zusammengestellt, die für die Emissionsermittlung relevant sind.[1] Dabei ist auf folgende Besonderheiten bzw. Konventionen hinzuweisen:

- Der Energieeinsatz, der der Wärmeerzeugung in öffentlichen Heizkraftwerken zuzurechnen ist, wird der Zeile 15 zugerechnet, der Energieeinsatz der der Stromerzeugung in öffentlichen Heizkraftwerken zuzurechnen ist, wird in der Zeile 11 berichtet.
- Der Energieeinsatz, der der Wärmeerzeugung in den Industriekraftwerke zuzurechnen ist, wird nicht in der Zeile 12, sondern in der Zeile 60 bilanziert. Der der Stromerzeugung in Industriekraftwerken zuzurechnende Energieeinsatz wird dagegen in der Zeile 12 berichtet.

[1] Diese Struktur ist die ab 1995 verwendete. Für die Energiebilanzdaten bis 1994 sind eine Reihe weiterer Details zu beachten.

Diese durch die statistischen Konventionen bedingten Differenzierungen werden für die Erstellung der Treibhausgasinventare mit vergleichsweise umfangreichen Nebenrechnungen wieder aufgelöst und durch andere Zuordnungen ergänzt.

Tabelle A1- 2 Struktur der deutschen Treibhausgasinventare

Code	Bezeichnung der Quellbereiche nach CRF und ZSE
1	**Energy**
1A	**Fuel Combustion Activities**
1A1	**Energy Industries**
1A1a	Public Electricity and Heat Production
1A1b	Petroleum Refining
1A1c	Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries
1A2	**Manufacturing Industries and Construction**
1A2a	Iron and Steel
1A2b	Non-Ferrous Metals
1A2c	Chemicals
1A2d	Pulp, Paper and Print
1A2e	Food Processing, Beverages and Tobacco
1A2f	Other
1A2f i	*lime*
1A2f ii	*glass*
1A2f iii	*ceramics*
1A2f iv	*cement*
1A2f v	*other (unspecified industrial power plants)*
1A3	**Transport**
1A3a	Civil Aviation
1A3b	Road Transportation
1A3c	Railways
1A3d	Navigation
1A3e	Other Transportation
1A3e i	*Pipelines*
1A3e ii	*Construction industry transport*
1A4	**Other Sectors**
1A4a	Commercial/Institutional
1A4b	Residential
1A4c	Agriculture/Forestry/Fisheries
1A5	**Other *(Military)***
1A5a	Stationary
1A5b	Mobile
MI 1a	*Memo Item: International aviation (bunker)*
MI 1a	*Memo Item: International navigation (bunker)*

Quellen: UNFCCC, UBA (ZSE).

Die Tabelle A1- 2 zeigt die Sektordifferenzierung der deutschen Treibhausgasinventare, wobei auf folgende Punkte hingewiesen werden muss:

- Der Sektor 1A1a enthält alle Energieeinsätze der öffentlichen Strom- und Wärmeerzeugungsanlagen.
- Der Sektor 1A1b enthält alle Energieeinsätze in den Industriekraftwerken und den Wärmeerzeugern der Raffinerien.
- Der Sektor 1A1c enthält neben dem Energieeinsatz in den Wärmeerzeugungsanlagen des Bergbaus und in den Veredelungsanlagen auch den Energieeinsatz in den dem Bergbau zuzurechnenden Kraftwerken.

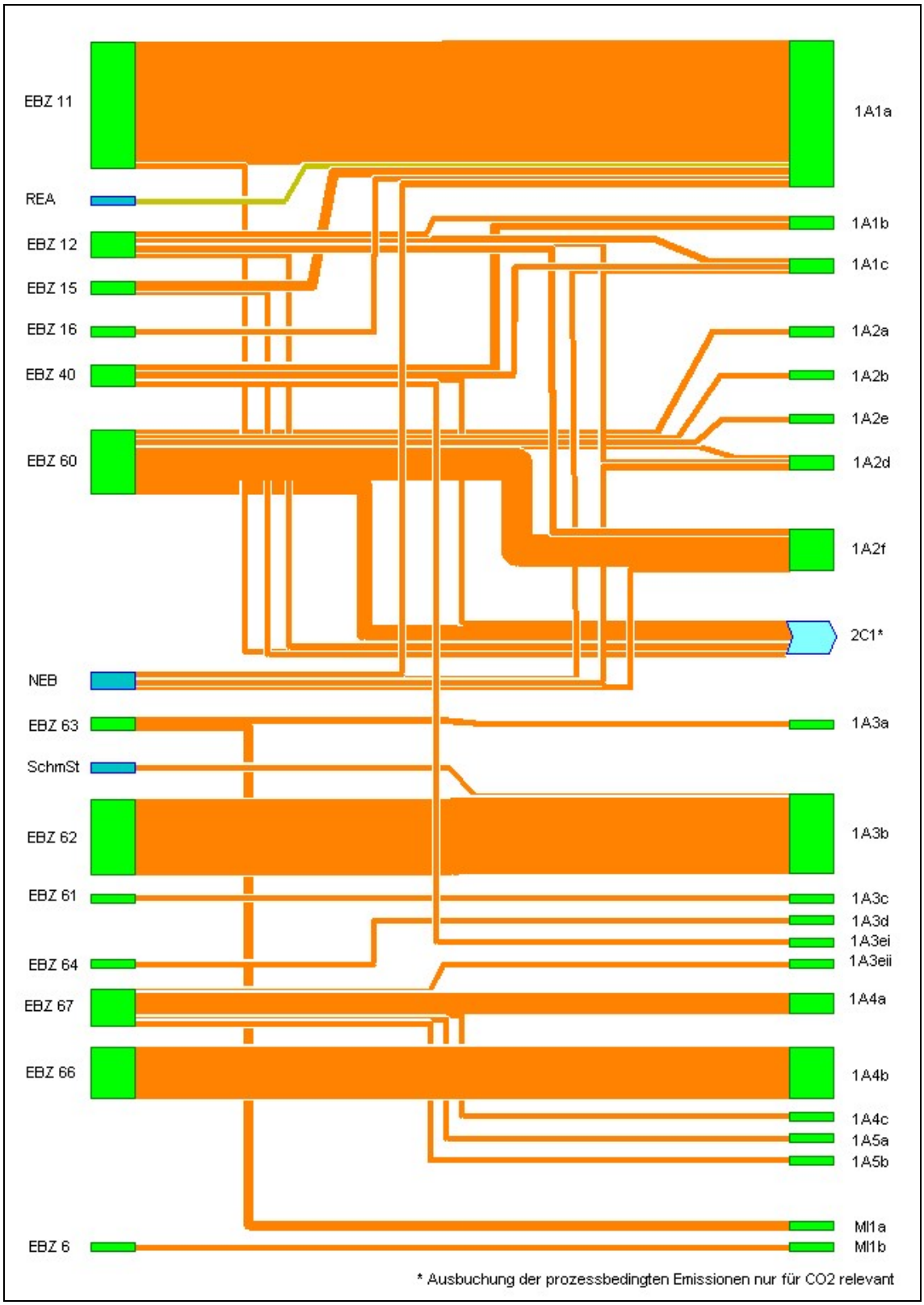
- Dem Industriesektor (1A2) werden auch die Energieeinsätze für die Stromerzeugung in den verbleibenden Industriekraftwerken zugerechnet, wobei die Differenzierung in den Strukturelementen 1A1a bis 1A2f v jeweils nur für die Energieeinsätze vorgenommen wird, für die eine solche Differenzierung möglich ist (daher ist wenig verwunderlich, dass der größte Teil der Energieeinsätze für die Industrie unter dem Strukturelement 1A2f inventarisiert wird).
- Die Energieeinsätze für den Verkehrssektor (1A3) umfassen auch die für den Pipeline-Transport (in der Energiebilanz im Bereich „Energieverbrauch des Umwandlungssektor“ geführt) sowie für den bauwirtschaftlichen Verkehr (in der Energiebilanz unter „Gewerbe, Handel, Dienstleistungen“ geführt).
- Die dem internationalen Flugverkehr und der Hochseeschifffahrt zuzurechnenden Energieeinsätze werden in den Treibhausgasinventaren nur nachrichtlich mitgeführt.

Die Abbildung A1-1 verdeutlicht die komplexen Zuordnungsschritte zwischen der Sektorstruktur der Energiebilanz und der Struktur der deutschen Treibhausgasinventare am Beispiel der CO_2-Emissionsinventarisierung für das Jahr 2000.

Wie die Darstellung deutlich macht, werden neben den aus der Energiebilanz gewonnenen Daten vom UBA auch noch weitere Energieeinsatzdaten (Nicht-Energiebilanzdaten – NEB) ermittelt und für die Emissionsermittlung genutzt. Dabei handelt es sich teilweise um Energieeinsatzdaten, die für die Emissionsermittlung als CO_2-neutral verbucht werden (in den Treibhausgasinventaren jedoch trotzdem nachrichtlich zu berichten sind), bei der Ermittlung der anderen Treibhausgasemissionen jedoch nicht vernachlässigt werden dürfen, teilweise aber auch um Energieeinsatzdaten, die für alle Treibhausgase relevant sind.

Auch ist darauf hinzuweisen, dass – bedingt durch die Inventarkonventionen – ein Teil der Energieeinsätze im Bereich der Eisen- und Stahlindustrie nicht den energiebedingten, sondern den prozessbedingten CO_2-Emissionen zugerechnet wird. Hier wird so vorgegangen, dass über die Produktion von Oxygenstahl der für die Reduktion des Eisenerzes im Idealfall notwendige Reduktionsmitteleinsatz ermittelt wird und die entsprechenden Einsatzmengen von Gichtgas, Steinkohlenkoks, Steinkohle, schwerem Heizöl und Ersatzbrennstoffen bei den Energieeinsatzmengen für die Eisen- und Stahlindustrie ausgebucht werden. Wie die Übersicht in Abbildung A1- 1 zeigt, bedeutet dies nicht nur eine Ausbuchung von Emissionen im Bereich der Industrie, sondern auch eine Ausbuchung von Emissionen aus dem Bereich der öffentlichen Kraft- und Heizkraftwerke.

Abbildung A1- 1 Zuordnung der CO_2-Emissionen nach der Struktur der Energiebilanz und der deutschen Treibhausgasinventare, 2000



Quellen: UBA (ZSE), Berechnungen des Öko-Instituts.

Bedingt durch diese konventionsbedingten Umbuchungen werden also die in den Anlagen der öffentlichen Strom- und Wärmeversorgung sowie der Industrie entstehenden CO_2-Emissionen unterschätzt, wenn nur die energiebedingten CO_2-Emissionen betrachtet werden, da immerhin über 40 Mt CO_2 zu den prozessbedingten CO_2-Emissionen ausgebucht werden.[2]

Die Übersicht zeigt schließlich auch, dass neben den Nicht-Energiebilanz-Daten für die energiebedingten CO_2-Emissionen noch der Schmierstoffeinsatz in Kraftfahrzeugen sowie die CO_2-Emissionen aus Rauchgasreinigungsanlagen berücksichtigt werden.

Aus den Anforderungen des Projektionsberichts und den sinnvollen Modellierungsansätzen wurde die in Tabelle A1- 3 gezeigte Differenzierung für die Modellierung und Datenaufbereitung entwickelt.

Tabelle A1- 3 Sektordifferenzierung für den Projektionsbericht und Modellierungsansätze

Code	Quellbereiche für Projektionsbericht	Zuordnung aus CRF-Struktur
1	**Energy**[a]	
1A	**Fuel Combustion**[a]	
1A1	Energy Industries[a,c]	
	Public Electricity and Heat[b]	*Öffentliche Kraftwerke*[d] *Öffentliche Heizwerke*[d]
	Refineries[b]	*Raffineriekraftwerke*[d] *Wärmeerzeuger der Raffinerien*[e]
	Other Energy Sectors[b]	*Kraftwerke der Kohleindustrie*[d] *Wärmeerzeuger der Kohlenindustrie*[e]
1A2	Manufacturing Industries and Construction[a,c]	
	Industrial Energy Consumption	*Sonstige Industriekraftwerke*[d] *Sonstige Wärmeerzeuger der Industrie*
1A3	Transport[a]	
		Nationaler Luftverkehr *Straßenverkehr* *Schienenverkehr* *Küsten- und Binnenschiffahrt* *Pipelines*[e] *Bauwirtschaftlicher Verkehr*[f]
1A4	Other Sectors[a]	
1A4a	*Commercial / Institutional*[b]	*Gewerbe Handel, Dienstleistungen, ohne bauwirtschaftlichen Verkehr*[f]
1A4b	*Residential*[b]	*Private Haushalte*
1A5	Other[a]	-
Memo items		
MI1a	*International Aviation (bunkers)*[b]	*Internationaler Flugverkehr*
MI1b	*International Navigation (bunkers)*[b]	*Hochseebunkerungen*

Anmerkungen: [a] obligatorisch für den Projektionsbericht. - [b] nicht obligatorisch für den Projektionsbericht, für Modellierung und Projektbericht. - [c] ggf. unter Ausbuchung der der Eisen- und Stahlindustrie zuzurechnenden prozessbedingten CO_2-Emissionen. - [d] Modellierung der Stromwirtschaft insgesamt und anschließende Differenzierung. - [e] Modellierung des sonstigen Energiesektors insgesamt und anschließende Differenzierung. - [f] Modellierung des GHD-Sektors insgesamt und anschließende Differenzierung.

Quelle: Öko-Institut.

[2] Allein für die öffentliche Strom- und Wärmeerzeugung werden über 2 Mio. t CO_2 zu den prozessbedingten CO_2-Emissionen ausgebucht, für Industriekraftwerke beträgt die entsprechende Menge über 4 Mio. t CO_2.

Die einzige Anforderung des Projektionsberichts, die hinsichtlich der Ergebnisstrukturierung nicht sinnvoll erfüllt werden kann, ist die Ausdifferenzierung der Kategorie 1A5 („Other"), da eine belastbare Projektion für die Emissionen aus dem Bereich des Militärs nicht entwickelt werden kann.

Die Modellierung (bzw. Datenübernahme) für die Projektion hinsichtlich der energiebedingten Emissionen erfolgt damit für die folgenden Sektoren:

- Strom- und Fernwärmeerzeugung insgesamt,
- Energieeinsatz für die übrigen Umwandlungssektoren,
- Energieeinsatz in den verbleibenden Anlagen der Industrie,
- Energieeinsatz in den privaten Haushalten,
- Energieeinsatz im GHD-Sektor,
- Energieeinsatz im Verkehr.

Die weitere Ausdifferenzierung für die entsprechenden Subsektoren erfolgt in einem anschließenden Aufbereitungsschritt unter Maßgabe der folgenden Hypothesen:

- Die Erzeugung der Raffineriekraftwerke wie der anderen Wärmeerzeuger der Raffinerien entwickelt sich proportional zum Verbrauch von Mineralölprodukten.
- Die Erzeugung der Kraftwerke und Wärmeerzeuger der Kohlenindustrie entwickelt sich entsprechend dem historischen Zusammenhang zwischen der Produktion von Braunkohlenprodukten und der Erzeugung in den Kraftwerken und Wärmeerzeugungsanlagen der Braunkohlenindustrie einerseits und der Entwicklung der Produktion von Steinkohlenprodukten und der Erzeugung in den Kraftwerken und Wärmeerzeugungsanlagen der Steinkohlenindustrie andererseits.
- Die Erzeugung der Industriekraftwerke entwickelt sich proportional zum Fernwärmeverbrauch der Industrie.
- Der Energieeinsatz in den Pipelines entwickelt sich entsprechend dem historischen Zusammenhang zwischen Pipeline-Durchsatz und dem Energieverbrauch der Verdichterstationen.
- Der Kraftstoffeinsatz im GHD-Sektor wird dem bauwirtschaftlichen Verkehr zugerechnet.
- Die Aufteilung des Verbrauchs von Flugtreibstoffen zwischen nationalem und internationalem Flugverbrauch wird entsprechend der im deutschen Treibhausgasinventar umgesetzten Konvention fortgeschrieben.

Für die Zwecke des Projektionsberichts werden die so aufgearbeiteten und ausdifferenzierten Modellergebnisse dann wieder entsprechend der in Tabelle A1- 3 gezeigten Strukturierung zusammengefasst.

Anhang 2: Detaillierte Ergebnistabellen für die Szenarien

Tabelle A2- 1 Energiedaten für das Mit-Maßnahmen-Szenario

a) Endenergieverbrauch Haushalte

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	PJ						
Kohle, Koks, Briketts	49	45	47	44	43	41	40
Heizöl leicht	777	659	677	649	622	597	575
Erdgas	984	1059	1076	1023	973	926	884
Erneuerbare	171	190	220	235	249	261	273
feste Biomasse	*165*	*178*	*193*	*196*	*198*	*199*	*201*
Solarenergie	*3*	*7*	*13*	*18*	*22*	*26*	*30*
Umweltwärme	*4*	*5*	*14*	*22*	*29*	*36*	*42*
Fern- und Nahwärme	131	152	156	148	141	134	127
Strom	517	533	546	533	522	499	478
Summe	2.628	2.638	2.721	2.633	2.548	2.459	2.379
davon							
Raumwärme + Warmwasse	*2.287*	*2.280*	*2.348*	*2.256*	*2.167*	*2.085*	*2.012*
elektrische Geräte	*284*	*303*	*319*	*324*	*330*	*324*	*318*
Kochen	*57*	*56*	*54*	*53*	*51*	*50*	*49*

Quellen: EWI/Prognos (2006), Forschungszentrum Jülich, Fraunhofer ISI.

b) Endenergieverbrauch GHD

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	PJ						
Steinkohle	9	28	47	44	41	46	51
Heizöl leicht	303	272	297	266	233	201	170
Heizöl schwer	6	0	0	0	0	0	0
Benzin	14	11	8	7	6	5	4
Diesel	99	90	80	73	65	60	55
Flugtreibstoff	10	7	4	5	7	7	7
Erdgas	479	537	558	546	536	515	494
Flüssiggas	9	7	5	2	0	0	0
Erneuerbare	3	9	13	27	41	46	50
feste Biomasse	*2*	*4*	*4*	*12*	*20*	*22*	*24*
Solarenergie	*1*	*2*	*2*	*2*	*3*	*3*	*4*
Biokraftstoffe	*0*	*3*	*6*	*12*	*18*	*20*	*23*
Fernwärme	89	92	87	80	74	68	62
Strom	457	462	467	460	453	438	424
Summe	1.477	1.514	1.566	1.510	1.455	1.386	1.316
davon							
Raumwärme etc. Nichtwohngebäude	*883*	*871*	*868*	*812*	*756*	*700*	*644*
Andere Anwendungen	*595*	*644*	*698*	*698*	*700*	*686*	*673*

Quellen: EWI/Prognos (2006), Forschungszentrum Jülich.

c) Endenergieverbrauch Verkehr

	2000	2005	2010[a]	2015	2020	2025	2030
	PJ						
Benzin	1.237	1.008	785	562	506	457	417
Diesel	1.146	1.030	1.146	1.263	1.297	1.270	1.220
Kerosin	297	345	417	488	573	667	723
LPG	-	1	3	6	8	9	9
CNG	-	1	6	27	48	73	79
Erneuerbare	8	122	238	244	248	249	244
(Bio-) Ethanol	*-*	*0*	*82*	*84*	*85*	*85*	*84*
FAME	*8*	*115*	*148*	*151*	*154*	*154*	*151*
Pflanzenöl	*-*	*7*	*8*	*8*	*9*	*9*	*9*
Wasserstoff	-	0	0	1	2	7	13
Strom	137	133	130	130	129	131	132
Summe	2.825	2.640	2.725	2.720	2.811	2.862	2.836
davon							
Personenkraftwagen	*1.502*		*1.532*		*1.451*		*1.314*
Güterverkehr	*828*		*723*		*698*		*692*
Anmerkung: [a] Werte teilweise als Mittelwerte von 2005 und 2015 errechnet							

Quellen: Fraunhofer ISI, Forschungszentrum Jülich, Öko-Institut.

d) Endenergieverbrauch Industrie

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	PJ						
Steinkohle	52	82	112	115	118	121	127
Steinkohlenkoks	331	312	292	279	266	256	246
Braunkohle	59	52	46	42	37	36	35
Heizöl leicht	88	83	79	76	72	56	45
Heizöl schwer	99	95	91	87	82	79	76
sonstige Mineralöle	15	15	15	14	12	11	9
Erdgas	780	703	626	592	557	487	433
LPG/Raffineriegas	38	34	30	30	30	29	28
Kokereigas/Stadtgas	34	30	25	22	18	16	13
Gichtgas/Konvertergas	86	80	75	72	69	66	64
Müll, feste Biomasse, sonstige Erneuerbare	14	18	23	25	28	30	33
Fernwärme, KWK-Wärme	62	58	54	50	47	106	143
Strom	752	761	771	774	777	786	794
Summe	2.410	2.325	2.239	2.176	2.113	2.078	2.044
Nachr.:							
Überschuss KWK-Wärme	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*63*	*104*

Quellen: EWI/Prognos (2006), Forschungszentrum Jülich.

e) Energieeinsatz Kraftwerke, Heizkraftwerke und Heizwerke

	2000	2005	2010[a]	2015	2020	2025	2030
	PJ						
Kernenergie	1.922	1.864	1.588	1.195	489	-	-
Braunkohle	1.538	1.483	1.453	1.423	1.452	1.405	1.323
Steinkohle	1.355	1.374	1.281	1.187	1.155	1.127	987
Öl	57	43	27	12	4	5	3
Erdgas	574	378	390	401	525	655	659
Gichtgas	65	64	64	63	61	59	58
Kokereigas	14	12	10	9	9	9	9
Müll	68	81	96	110	125	128	135
Wasser	90	78	84	85	88	88	88
Wind	27	98	142	187	237	292	333
PV	0	5	11	15	18	20	22
Biogas	18	58	82	92	99	102	110
Biomasse	6	51	91	97	105	109	113
Geothermie	-	0	10	26	55	102	201
Strom	20	20	20	20	21	21	21
Summe	5.752	5.607	5.347	4.923	4.442	4.123	4.061
Anmerkung: [a] Werte teilweise als Mittelwerte von 2005 und 2015 errechnet							

Quellen: Forschungszentrum Jülich, Öko-Institut.

f) Nettostromerzeugung Kraftwerke und Heizkraftwerke

	2000	2005	2010[a]	2015	2020	2025	2030
	TWh						
Kernenergie	166	161	138	104	42	-	-
Braunkohle	141	143	147	151	164	161	152
Steinkohle	134	135	136	137	139	136	122
Öl	5	4	3	1	0	1	0
Erdgas	57	40	44	48	72	98	98
Gichtgas	7	7	7	7	7	6	6
Kokereigas	2	1	1	1	1	1	1
Müll	6	8	9	11	12	13	13
Wasser	25	22	23	24	24	24	24
Wind	8	27	39	52	66	81	92
PV	0	1	3	4	5	6	6
Biogas	2	6	9	10	11	12	12
Biomasse	1	5	8	9	9	10	10
Geothermie	-	0	0	1	1	3	5
Pumpspeicher	4	4	4	4	4	4	4
Summe	557	564	571	562	558	554	547
Anmerkung: [a] Werte teilweise als Mittelwerte von 2005 und 2015 errechnet							

Quellen: Öko-Institut, DIW Berlin, Forschungszentrum Jülich.

g) Bruttostromerzeugung Kraftwerke und Heizkraftwerke

	2000	2005	2010[a]	2015	2020	2025	2030
	TWh						
Kernenergie	176	170	144	109	45	-	-
Braunkohle	154	155	160	164	178	175	165
Steinkohle	146	146	147	149	150	147	132
Öl	5	5	3	1	1	1	0
Erdgas	59	42	46	50	74	101	101
Gichtgas	8	7	7	7	7	7	7
Kokereigas	2	1	1	1	1	1	1
Müll	8	10	12	14	16	17	18
Wasser	26	22	24	24	25	25	25
Wind	8	28	40	53	67	83	95
PV	0	1	3	4	5	6	6
Biogas	2	6	10	11	12	12	13
Biomasse	1	5	9	9	10	10	11
Geothermie	-	0	0	1	1	3	5
Pumpspeicher	4	4	4	4	4	4	4
Summe	598	603	611	602	597	592	584
Anmerkung: [a] Werte teilweise als Mittelwerte von 2005 und 2015 errechnet							

Quellen: Öko-Institut, DIW, Berlin, Forschungszentrum Jülich.

h) Energieeinsatz Übriger Umwandlungssektor

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	PJ						
Steinkohlen	127	122	116	111	105	101	98
Braunkohlen	6	5	4	4	4	3	3
Sonstige feste Brennstoffe	0	0	-	1	3	12	52
Mineralöle	463	477	422	392	388	359	346
Gase[a]	-227	-235	-153	-157	-154	-164	-165
Strom	33	32	25	22	22	38	41
Erneuerbare	2	1	3	20	49	279	331
Summe	404	402	416	393	417	629	706
Anmerkung: [a] bei negativen Werten Netto-Überschuss der übrigen Umwandlungssektoren (Prozessgase)							

Quellen: Forschungszentrum Jülich.

i) Primärenergieverbrauch im Inland

	2000	2005	2010[a]	2015	2020	2025	2030
	PJ						
Steinkohlen	2.097	2.131	2.052	1.934	1.871	1.821	1.679
Braunkohlen	1.635	1.569	1.532	1.496	1.519	1.470	1.387
Sonstige feste Brennstoffe	82	99	118	137	155	170	220
Mineralöle	5.482	4.985	4.939	4.761	4.738	4.606	4.490
Gase	2.892	2.774	2.870	2.824	2.889	2.906	2.798
Erneuerbare	330	612	892	1.027	1.193	1.562	1.768
Kernenergie	1.922	1.864	1.588	1.195	489	-	-
Summe	14.439	14.034	13.991	13.373	12.855	12.535	12.342
Anmerkung: [a] Werte teilweise als Mittelwerte von 2005 und 2015 errechnet							

Quellen: Forschungszentrum Jülich, Öko-Institut.

Tabelle A2- 2 Energiedaten für das Ohne-Maßnahmen-Szenario

a) Endenergieverbrauch Haushalte

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	PJ						
Kohle, Koks, Briketts	49	45	49	49	49	50	50
Heizöl leicht	777	659	766	773	781	788	796
Erdgas	984	1059	1081	1090	1099	1109	1118
Erneuerbare	171	190	197	198	200	201	202
feste Biomasse	*165*	*178*	*185*	*187*	*188*	*189*	*191*
Solarenergie	*3*	*7*	*7*	*7*	*7*	*7*	*7*
Umweltwärme	*4*	*5*	*5*	*5*	*5*	*5*	*5*
Fern- und Nahwärme	131	152	148	148	148	148	148
Strom	517	544	570	587	595	588	582
Summe	2.628	2.649	2.809	2.844	2.871	2.883	2.896
davon							
Raumwärme + Warmwasser	*2.287*	*2.280*	*2.416*	*2.436*	*2.456*	*2.476*	*2.496*
elektrische Geräte	*284*	*313*	*339*	*356*	*364*	*358*	*352*
Kochen	*57*	*56*	*54*	*53*	*51*	*50*	*49*

Quellen: EWI/Prognos (2006), Forschungszentrum Jülich, Fraunhofer ISI.

b) Endenergieverbrauch GHD

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	PJ						
Steinkohle	9	28	47	44	41	46	51
Heizöl leicht	303	272	319	314	308	303	298
Heizöl schwer	6	0	0	0	0	0	0
Benzin	14	11	8	7	6	5	4
Diesel	99	90	80	73	65	60	55
Flugtreibstoff	10	7	4	5	7	7	7
Erdgas	479	537	569	571	575	568	561
Flüssiggas	9	7	5	2	0	0	0
Erneuerbare	3	9	13	26	39	43	46
feste Biomasse	*2*	*4*	*4*	*11*	*18*	*19*	*20*
Solarenergie	*1*	*2*	*2*	*2*	*3*	*3*	*4*
Biokraftstoffe	*0*	*3*	*6*	*12*	*18*	*20*	*23*
Fernwärme	89	92	90	89	88	86	85
Strom	457	462	466	456	447	431	414
Summe	1.477	1.514	1.601	1.587	1.575	1.548	1.521
davon							
Raumwärme etc. Nichtwohngebäude	*883*	*871*	*903*	*889*	*875*	*862*	*848*
Andere Anwendungen	*595*	*644*	*698*	*698*	*700*	*686*	*673*

Quellen: EWI/Prognos (2006), Forschungszentrum Jülich.

c) Endenergieverbrauch Verkehr

	2000	2005	2010[a]	2015	2020	2025	2030
	PJ						
Benzin	1.246	1.088	912	736	692	665	629
Diesel	1.161	1.276	1.484	1.692	1.722	1.647	1.560
Kerosin	297	345	416	488	573	667	723
LPG	-	-	-	-	-	-	-
CNG	-	-	-	-	-	-	-
Erneuerbare	-	-	-	-	-	-	-
(Bio-) Ethanol	-	-	-	-	-	-	-
FAME	-	-	-	-	-	-	-
Pflanzenöl	-	-	-	-	-	-	-
Wasserstoff	-	-	-	-	-	-	-
Strom	137	130	127	130	130	132	133
Summe	2.841	2.838	2.939	3.045	3.117	3.110	3.045
Anmerkung: [a] Werte teilweise als Mittelwerte von 2005 und 2015 errechnet							

Quellen: Fraunhofer ISI, Forschungszentrum Jülich, Öko-Institut.

d) Endenergieverbrauch Industrie

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	PJ						
Steinkohle	52	82	112	115	111	116	129
Steinkohlenkoks	331	312	292	279	266	256	246
Braunkohle	59	52	46	42	35	34	35
Heizöl leicht	88	83	79	76	64	50	47
Heizöl schwer	99	95	91	87	82	79	76
sonstige Mineralöle	15	15	15	14	12	11	9
Erdgas	780	703	626	592	529	465	440
LPG/Raffineriegas	38	34	30	30	30	29	28
Kokereigas/Stadtgas	34	30	25	22	18	16	13
Gichtgas/Konvertergas	86	80	75	72	69	66	64
Müll, feste Biomasse, sonstige Erneuerbare	14	18	23	25	28	30	33
Fernwärme, KWK-Wärme	62	58	54	50	92	142	130
Strom	752	761	771	774	777	786	794
Summe	2.410	2.325	2.239	2.176	2.113	2.078	2.044
Nachr.:							
Überschuss KWK-Wärme	*-*	*-*	*-*	*-*	*46*	*100*	*92*

Quellen: EWI/Prognos (2006), Forschungszentrum Jülich.

e) Energieeinsatz Kraftwerke, Heizkraftwerke und Heizwerke

	2000	2005	2010[a]	2015	2020	2025	2030
	PJ						
Kernenergie	1.922	1.864	1.588	1.195	489	-	-
Braunkohle	1.538	1.554	1.610	1.665	1.619	1.552	1.473
Steinkohle	1.355	1.498	1.472	1.446	1.619	1.707	1.653
Öl	57	41	28	16	7	7	2
Erdgas	573	439	485	532	667	819	830
Gichtgas	65	64	64	63	61	59	58
Kokereigas	14	12	10	9	9	9	9
Müll	68	81	96	110	126	132	136
Wasser	90	77	76	76	76	76	76
Wind	27	32	36	45	56	68	83
PV	0	1	1	1	1	2	2
Biogas	18	19	19	19	19	19	19
Biomasse	6	7	8	9	10	11	12
Geothermie	-	-	-	-	-	-	-
Strom	20	20	20	21	21	21	21
Summe	5.751	5.708	5.512	5.208	4.779	4.483	4.373

Anmerkung: [a] Werte teilweise als Mittelwerte von 2005 und 2015 errechnet

Quellen: *Forschungszentrum Jülich, Öko-Institut.*

f) Nettostromerzeugung Kraftwerke und Heizkraftwerke

	2000	2005	2010[a]	2015	2020	2025	2030
	TWh						
Kernenergie	166	161	138	104	42	-	-
Braunkohle	141	150	163	176	174	173	167
Steinkohle	134	147	157	167	194	205	201
Öl	5	4	2	1	1	1	0
Erdgas	57	51	61	71	103	128	129
Gichtgas	7	7	7	7	7	6	6
Kokereigas	2	1	1	1	1	1	1
Müll	6	8	9	11	12	13	13
Wasser	25	22	21	21	21	21	21
Wind	8	9	10	13	16	19	23
PV	0	0	0	0	0	0	1
Biogas	2	2	2	2	2	2	2
Biomasse	1	1	1	1	1	1	1
Geothermie	-	-	-	-	-	-	-
Pumpspeicher	4	4	4	4	4	4	4
Summe	557	566	576	578	578	574	570

Anmerkung: [a] Werte teilweise als Mittelwerte von 2005 und 2015 errechnet

Quellen: *Öko-Institut, DIW Berlin, Forschungszentrum Jülich.*

g) Bruttostromerzeugung Kraftwerke und Heizkraftwerke

	2000	2005	2010[a]	2015	2020	2025	2030
	TWh						
Kernenergie	176	170	144	109	45	-	-
Braunkohle	154	163	177	191	189	188	181
Steinkohle	146	159	170	181	210	221	217
Öl	5	4	3	1	1	1	0
Erdgas	59	52	63	74	107	132	134
Gichtgas	8	7	7	7	7	7	7
Kokereigas	2	1	1	1	1	1	1
Müll	8	10	12	14	16	17	18
Wasser	26	22	22	22	22	22	22
Wind	8	9	10	13	16	19	24
PV	0	0	0	0	0	0	1
Biogas	2	2	2	2	2	2	2
Biomasse	1	1	1	1	1	1	1
Geothermie	-	-	-	-	-	-	-
Pumpspeicher	4	4	4	4	4	4	4
Summe	598	605	617	620	621	617	612
Anmerkung: [a] Werte teilweise als Mittelwerte von 2005 und 2015 errechnet							

Quellen: Öko-Institut, DIW Berlin, Forschungszentrum Jülich.

h) Energieeinsatz Übriger Umwandlungssektor

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	PJ						
Steinkohlen	127	122	116	111	106	102	98
Braunkohlen	6	5	4	4	4	4	4
Sonstige feste Brennstoffe	0	0	-	-	-	2	34
Mineralöle	462	510	646	580	569	409	397
Gase[a]	-227	-296	-355	-324	-320	-172	-163
Strom	33	29	26	21	18	17	16
Erneuerbare	2	5	6	8	10	11	11
Summe	403	374	443	400	388	374	397
Anmerkung: [a] bei negativen Werten Netto-Überschuss der übrigen Umwandlungssektoren (Prozessgase)							

Quellen: Forschungszentrum Jülich.

i) Primärenergieverbrauch im Inland

	2000	2005	2010[a]	2015	2020	2025	2030
	PJ						
Steinkohlen	2.097	2.254	2.244	2.194	2.330	2.399	2.351
Braunkohlen	1.635	1.640	1.691	1.742	1.690	1.623	1.545
Sonstige feste Brennstoffe	82	99	118	135	153	164	202
Mineralöle	5.498	5.335	5.702	5.700	5.735	5.572	5.480
Gase	2.892	2.776	2.771	2.846	2.919	3.191	3.182
Erneuerbare	330	347	348	383	412	431	452
Kernenergie	1.922	1.864	1.588	1.195	489	-	-
Summe	14.454	14.315	14.461	14.196	13.729	13.379	13.212
Anmerkung: [a] Werte teilweise als Mittelwerte von 2005 und 2015 errechnet							

Quellen: Forschungszentrum Jülich, Öko-Institut.

Tabelle A2- 3 Energiedaten für das Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario

a) Endenergieverbrauch Haushalte

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	PJ						
Kohle, Koks, Briketts	49	45	46	42	39	35	32
Heizöl leicht	777	659	645	578	509	445	388
Erdgas	984	1059	1035	928	817	715	623
Erneuerbare	171	190	272	326	365	393	412
feste Biomasse	*165*	*178*	*211*	*225*	*232*	*234*	*234*
Solarenergie	*3*	*7*	*31*	*51*	*67*	*79*	*89*
Umweltwärme	*4*	*5*	*29*	*50*	*66*	*79*	*89*
Fern- und Nahwärme	131	152	148	131	113	97	83
Strom	517	533	525	486	450	415	383
Summe	2.628	2.638	2.671	2.492	2.292	2.100	1.921
davon							
Raumwärme + Warmwasse	*2.287*	*2.280*	*2.314*	*2.152*	*1.964*	*1.786*	*1.619*
elektrische Geräte	*284*	*303*	*302*	*287*	*276*	*265*	*253*
Kochen	*57*	*56*	*54*	*53*	*51*	*50*	*49*

Quellen: EWI/Prognos (2006), Forschungszentrum Jülich, Fraunhofer ISI.

b) Endenergieverbrauch GHD

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	PJ						
Steinkohle	9	28	47	44	41	46	51
Heizöl leicht	303	272	291	252	211	172	133
Heizöl schwer	6	0	0	0	0	0	0
Benzin	14	11	8	7	6	5	4
Diesel	99	90	80	73	65	60	55
Flugtreibstoff	10	7	4	5	7	7	7
Erdgas	479	537	537	499	462	415	368
Flüssiggas	9	7	5	2	0	0	0
Erneuerbare	3	9	15	31	48	55	62
feste Biomasse	*2*	*4*	*6*	*15*	*24*	*28*	*32*
Solarenergie	*1*	*2*	*3*	*4*	*5*	*7*	*8*
Biokraftstoffe	*0*	*3*	*6*	*12*	*18*	*20*	*23*
Fernwärme	89	92	84	74	64	55	45
Strom	457	462	463	452	440	421	402
Summe	1.477	1.514	1.535	1.439	1.345	1.236	1.127
davon							
Raumwärme etc. Nichtwohngebäude	*883*	*871*	*836*	*741*	*645*	*549*	*454*
Andere Anwendungen	*595*	*644*	*698*	*698*	*700*	*686*	*673*

Quellen: EWI/Prognos (2006), Forschungszentrum Jülich.

c) Endenergieverbrauch Verkehr

	2000	2005	2010[a]	2015	2020	2025	2030
	PJ						
Benzin	1.237	1.008	744	480	408	320	229
Diesel	1.146	1.029	1.002	976	853	734	603
Kerosin	297	345	333	321	369	421	449
LPG	-	1	3	6	7	9	9
CNG	-	1	-	26	45	69	74
Erneuerbare	8	122	225	254	268	377	496
(Bio-) Ethanol	*-*	*0*	*79*	*98*	*111*	*180*	*262*
FAME	*8*	*115*	*139*	*148*	*149*	*188*	*226*
Pflanzenöl	*-*	*7*	*8*	*8*	*8*	*8*	*8*
Wasserstoff	-	0	0	1	2	8	16
Strom	137	134	132	131	129	129	130
Summe	2.825	2.639	2.440	2.195	2.082	2.067	2.006
Anmerkung: [a] Werte teilweise als Mittelwerte von 2005 und 2015 errechnet							

Quellen: Fraunhofer ISI, Forschungszentrum Jülich, Öko-Institut.

d) Endenergieverbrauch Industrie

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	PJ						
Steinkohle	52	82	112	115	115	109	110
Steinkohlenkoks	331	312	292	279	266	256	246
Braunkohle	59	52	46	42	36	32	29
Heizöl leicht	88	83	79	76	69	41	25
Heizöl schwer	99	95	91	87	82	79	76
sonstige Mineralöle	15	15	15	14	12	11	9
Erdgas	780	703	626	592	546	436	367
LPG/Raffineriegas	38	34	30	30	30	29	28
Kokereigas/Stadtgas	34	30	25	22	18	16	13
Gichtgas/Konvertergas	86	80	75	72	69	66	64
Müll, feste Biomasse, sonstige Erneuerbare	14	18	23	25	28	30	33
Fernwärme, KWK-Wärme	62	58	54	50	65	188	249
Strom	752	761	771	774	777	786	794
Summe	2.410	2.325	2.239	2.176	2.113	2.078	2.044
Nachr.:							
Überschuss KWK-Wärme	*-*	*-*	*-*	*-*	*19*	*146*	*211*

Quellen: EWI/Prognos (2006), Forschungszentrum Jülich.

e) Energieeinsatz Kraftwerke, Heizkraftwerke und Heizwerke

	2000	2005	2010[a]	2015	2020	2025	2030
	PJ						
Kernenergie	1.922	1.864	1.588	1.195	489	-	-
Braunkohle	1.538	1.483	1.382	1.281	1.072	808	647
Steinkohle	1.355	1.374	1.212	1.049	878	717	560
Öl	57	43	27	11	4	4	3
Erdgas	574	378	383	389	617	929	876
Gichtgas	65	64	64	63	61	59	58
Kokereigas	14	12	10	9	9	9	9
Müll	68	81	96	110	127	130	137
Wasser	90	77	84	85	88	88	88
Wind	27	98	141	196	283	373	474
PV	0	5	13	24	35	41	47
Biogas	18	58	103	146	167	184	210
Biomasse	6	51	111	141	171	190	208
Geothermie	-	0	17	59	136	252	382
Strom	20	20	20	20	21	21	21
Summe	5.752	5.607	5.251	4.778	4.158	3.805	3.719
Anmerkung: [a] Werte teilweise als Mittelwerte von 2005 und 2015 errechnet							

Quellen: *Forschungszentrum Jülich, Öko-Institut.*

f) Nettostromerzeugung Kraftwerke und Heizkraftwerke

	2000	2005	2010[a]	2015	2020	2025	2030
	TWh						
Kernenergie	166	161	138	104	42	-	-
Braunkohle	141	143	138	134	117	89	72
Steinkohle	134	135	129	122	107	88	69
Öl	5	4	3	1	0	0	0
Erdgas	57	40	44	48	90	140	130
Gichtgas	7	7	7	7	7	6	6
Kokereigas	2	1	1	1	1	1	1
Müll	6	8	9	11	12	13	13
Wasser	25	22	23	24	24	25	24
Wind	8	27	39	55	79	104	132
PV	0	1	4	7	10	11	13
Biogas	2	6	12	16	19	21	23
Biomasse	1	5	10	12	15	17	19
Geothermie	-	0	0	1	3	6	9
Pumpspeicher	4	4	4	4	4	4	4
Summe	557	564	561	546	531	525	517
Anmerkung: [a] Werte teilweise als Mittelwerte von 2005 und 2015 errechnet							

Quellen: *Öko-Institut, DIW Berlin, Forschungszentrum Jülich.*

g) Bruttostromerzeugung Kraftwerke und Heizkraftwerke

	2000	2005	2010[a]	2015	2020	2025	2030
	TWh						
Kernenergie	176	170	144	109	45	-	-
Braunkohle	154	155	150	145	127	97	79
Steinkohle	146	146	139	132	115	95	75
Öl	5	5	3	1	0	0	0
Erdgas	59	42	46	50	93	145	135
Gichtgas	8	7	7	7	7	7	7
Kokereigas	2	1	1	1	1	1	1
Müll	8	10	12	14	16	17	18
Wasser	26	22	24	24	25	25	25
Wind	8	28	40	56	81	106	135
PV	0	1	4	7	10	12	13
Biogas	2	6	13	17	21	23	25
Biomasse	1	5	10	13	16	18	20
Geothermie	-	0	0	1	3	7	10
Pumpspeicher	4	4	4	4	4	4	4
Summe	598	603	599	583	565	557	547
Anmerkung: [a] Werte teilweise als Mittelwerte von 2005 und 2015 errechnet							

Quellen: Öko-Institut, DIW Berlin, Forschungszentrum Jülich.

h) Energieeinsatz Übriger Umwandlungssektor

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	PJ						
Steinkohlen	127	122	116	111	105	101	98
Braunkohlen	6	5	4	3	3	3	3
Sonstige feste Brennstoffe	0	0	-	1	4	22	41
Mineralöle	463	477	405	371	352	325	301
Gase[a]	-227	-235	-154	-157	-155	-166	-168
Strom	33	32	24	21	19	49	64
Erneuerbare	2	1	3	31	57	362	473
Summe	404	402	397	381	386	696	812
Anmerkung: [a] bei negativen Werten Netto-Überschuss der übrigen Umwandlungssektoren (Prozessgase)							

Quellen: Forschungszentrum Jülich.

i) Primärenergieverbrauch im Inland

	2000	2005	2010[a]	2015	2020	2025	2030
	PJ						
Steinkohlen	2.097	2.131	1.983	1.796	1.591	1.399	1.235
Braunkohlen	1.635	1.569	1.460	1.351	1.134	863	697
Sonstige feste Brennstoffe	82	99	118	137	158	182	211
Mineralöle	5.482	4.984	4.601	4.111	3.809	3.443	3.111
Gase	2.892	2.774	2.800	2.660	2.734	2.812	2.555
Erneuerbare	330	612	984	1.294	1.623	2.328	2.856
Kernenergie	1.922	1.864	1.588	1.195	489	-	-
Summe	14.439	14.033	13.534	12.544	11.539	11.027	10.665
Anmerkung: [a] Werte teilweise als Mittelwerte von 2005 und 2015 errechnet							

Quellen: Forschungszentrum Jülich, Öko-Institut.

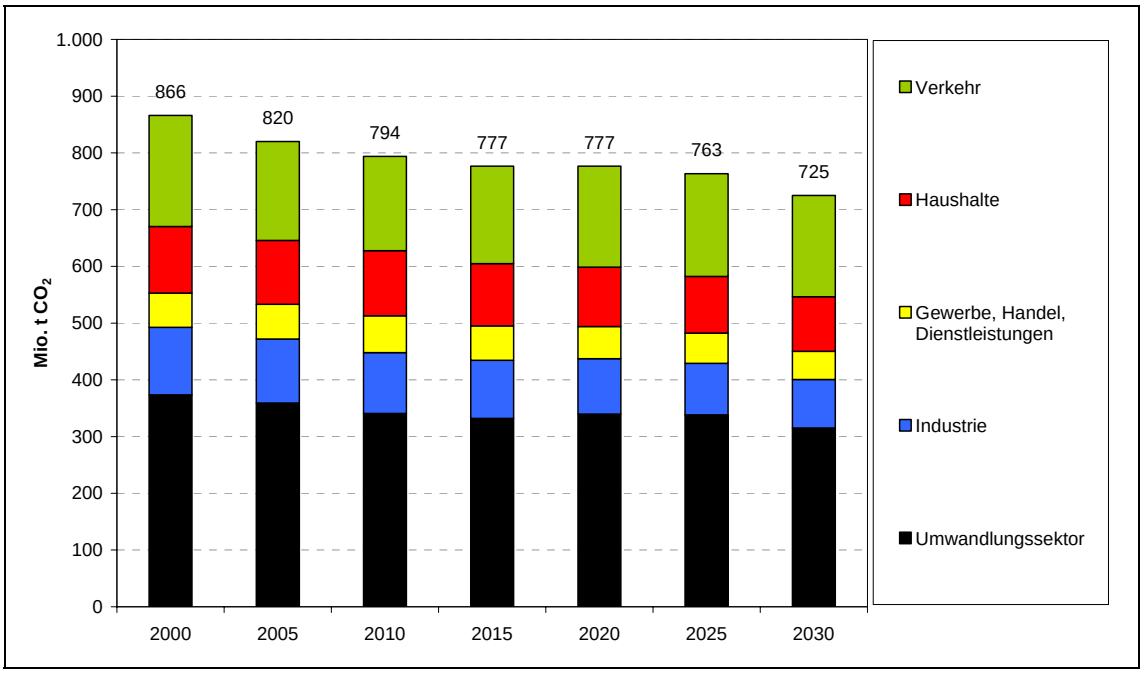
Anhang 3: IKARUS-LP Modellergebnisse für die CO_2-Emissionen

Nachfolgend werden der Vollständigkeit halber die CO_2-Emissionen der Modellrechnungen ausgewiesen. Sie wurden auf Basis der Energiedaten erstellt, die dann auch die (mengenmäßig wichtigste) Grundlage für die Ermittlung der gesamten Treibhausgasemissionen bilden. Auf die Gründe für Abweichungen wird im Kapitel 4.5.1 sowie in Anhang 1 näher eingegangen.

Mit-Maßnahmen-Szenario

Die energiebedingten Kohlendioxidemissionen sinken im Betrachtungszeitraum um gut 16 %. Ausgehend von 866 Mt im Jahr 2000 gehen sie auf 725 Mt im Jahr 2030 zurück. Die Emissionsreduktion verteilt sich dabei recht gleichmäßig auf den Umwandlungs- und die Endverbrauchssektoren.

Abbildung A3- 1 Energiebedingte CO_2-Emissionen nach Sektoren im Mit-Maßnahmen-Szenario, 2000-2030



Quellen: Berechnungen Forschungszentrum Jülich, FhG ISI Karlsruhe, DIW Berlin, Öko-Institut.

Im Umwandlungssektor (inkl. Primärenergiebereitstellung) sinken die Emissionen von 374 Mt im Jahr 2000 auf 315 Mt im Jahr 2030, was hauptsächlich auf einen reduzierten Einsatz von Kohlen zur Strom- und Wärmeerzeugung zurückgeführt werden kann. Dieser wiederum ist eine Folge der verbesserten Kraftwerkswirkungsgrade, da die kohlebasierte Stromerzeugung am Anfang und Ende des Analysezeitraums nahezu unverändert ist, wobei 2020 ein zwischenzeitliches Maximum auftritt. Das Auslaufen der Kernkraftwerke wird durch eine Verdoppelung der erdgasbasierten Stromerzeugung (+45 TWh) und einen starken Zuwachs der erneuerbaren Stromerzeugung (+125 TWh)

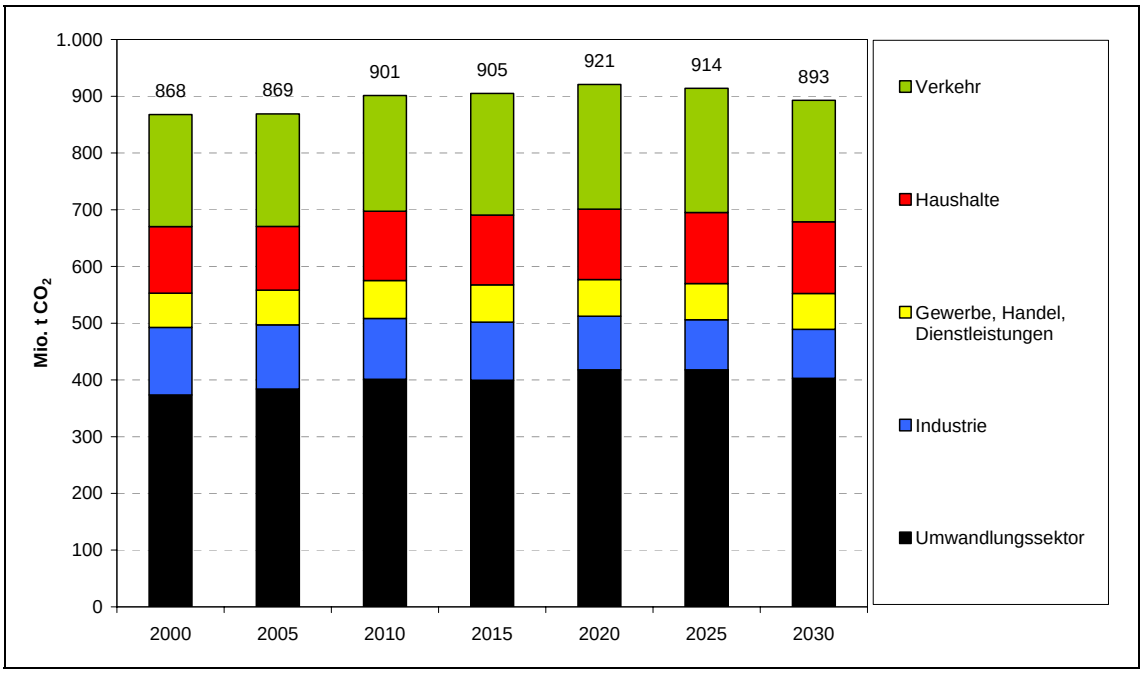
kompensiert, weshalb emissionsseitig hierdurch keine nennenswerte Verschlechterung eintritt.

In den Endverbrauchssektoren gehen die CO_2-Emissionen von 493 Mt im Jahr 2000 auf 410 Mt im Jahr 2030 zurück, wobei diese rückläufige Tendenz in allen Sektoren auftritt. In absoluten Zahlen ist der Rückgang in der Industrie mit -34 Mt am größten, gefolgt von den Haushalten (-21 Mt), dem Verkehr (-17 Mt) und dem GHD-Sektor (-10 Mt). Die Einsparungen im Haushalts- und GHD-Sektor sind dabei im Wesentlichen auf den Bereich der Raumwärmebereitstellung zurückzuführen. Dagegen wird die Emissionsminderung im Verkehr hauptsächlich durch die Substitution fossiler Kraft- durch Biokraftstoffe erreicht.

Ohne-Maßnahmen-Szenario

Im fiktiven OMS steigen die CO_2-Emissionen gegenüber 2000 bis zum Jahr 2020 um gut 50 Mt. Anschließend gehen die Emissionen zwar wieder zurück; es verbleiben aber in 2030 Mehremissionen in Höhe von etwa 25 Mt im Vergleich zu 2000. Bis auf den Industriesektor, wo aufgrund der nahezu identischen Entwicklung wie im MMS ein deutlicher Rückgang zu verzeichnen ist, steigen die CO_2-Emissionen in allen Sektoren über den Betrachtungszeitraum (Umwandlung: +29 Mt oder +8 %, Verkehr: +16 Mt oder +8 %, Haushalt: +9 Mt oder +8 %, GHD: +3 Mt oder +5 %, Industrie: -33 Mt oder -28 %).

Abbildung A3- 2 Energiebedingte CO_2-Emissionen nach Sektoren im Ohne-Maßnahmen-Szenario (IKARUS-Modellergebnisse), 2000-2030



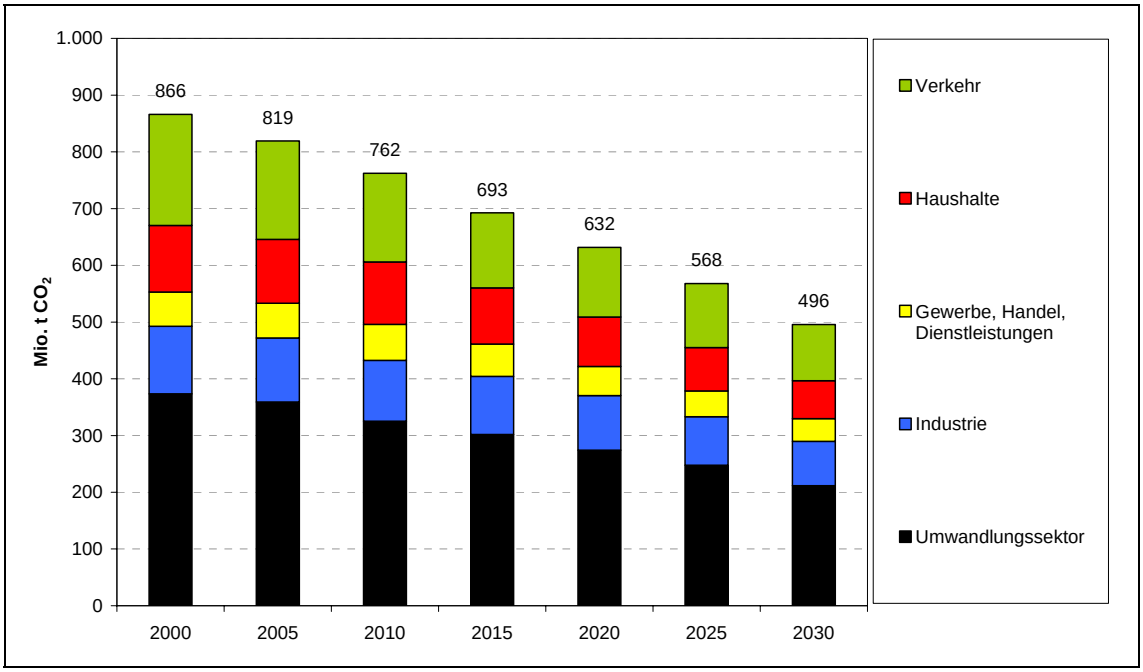
Quellen: Berechnungen Forschungszentrum Jülich, FhG ISI Karlsruhe, DIW Berlin, Öko-Institut.

Vor allem der Mehrverbrauch an Stein- und Braunkohle zur Stromerzeugung sowie der erhöhte Kraftstoffverbrauch aufgrund gestiegener Verkehrsleistungen tragen zu dieser Erhöhung der CO_2-Emissionen bei.

Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario

Die energiebedingten Kohlendioxidemissionen gehen im MWMS drastisch zurück von 866 Mt im Jahr 2000 auf 496 Mt im Jahr 2030, was einer Reduktion. um ca. 43 % entspricht. Im Vergleich zum MMS werden 2030 etwa 230 Mt CO_2 weniger emittiert. Dabei verteilt sich die Emissionsreduktion wie im MMS ziemlich gleichmäßig auf den Umwandlungssektor und die Endverbrauchssektoren.

Abbildung A3- 3 Energiebedingte CO_2-Emissionen nach Sektoren im Mit-Weiteren Maßnahmen-Szenario (IKARUS-Modellergebnisse), 2000-2030



Quellen: Berechnungen Forschungszentrum Jülich, FhG ISI Karlsruhe, DIW Berlin, Öko-Institut.

Im Umwandlungssektor (inkl. Primärenergiebereitstellung) sinken die Emissionen von 374 Mt im Jahr 2000 auf 212 Mt im Jahr 2030. Dies wird im Wesentlichen dadurch erreicht, dass im Strom- und Wärmesektor deutlich weniger Stein- und Braunkohle und dafür mehr Erdgas und erneuerbare Energieträger eingesetzt werden.

In den Endverbrauchssektoren gehen die CO_2-Emissionen von 493 Mt im Jahr 2000 auf 284 Mt im Jahr 2030 zurück. Dabei ist die CO_2-Minderung mit 97 Mt (-49 %) im Verkehrssektor am größten. Die Haushalte tragen weitere 50 Mt (-43 %), der Industriesektor 41 Mt (-34 %) und der GHD-Sektor 20 Mt (-33 %) zur Emissionsreduktion bei. Im Verkehrssektor sind Effizienzverbesserungen (Kraftstoffeinsparung) sowie die Substitution von Mineralölprodukten durch Biokraftstoffe für die Emissionsminderung verantwortlich. Allerdings verursacht der Einsatz von Biokraftstoffen vorgelagerte Emissio-

nen in anderen Sektoren. Einerseits entstehen bei der Bereitstellung von Biomasse Emissionen und andererseits erfordert ihre Umwandlung in Biokraftstoffe mittels so genannter BTL-Verfahren zusätzliche Prozessenergie (vgl. Abschnitt 4.4.3). Die CO_2-Reduktion im Haushalts- und GHD-Sektor ist im Wesentlichen auf den verstärkten Einsatz von Wärmedämmmaßnahmen sowie auf einen erhöhten Einsatz von erneuerbaren Energien zurückzuführen.

Szenarienvergleich

Im OMS liegen die CO_2-Emissionen 2030 um 25 Mt höher als im Jahr 2000 und in der Periode 2020 zwischenzeitlich sogar um mehr als 50 Mt höher als im Jahr 2000. Im Gegensatz hierzu nehmen die CO_2-Emissionen aufgrund der analysierten Maßnahmen deutlich ab. Die CO_2-Reduktion beträgt in der Periode 2030 im MMS knapp 170 Mt (-19 %) und im MWMS etwa 400 Mt (-44,5 %) im Vergleich zum OMS. Die sektoralen Minderungen fallen dabei recht unterschiedlich aus, wie Tabelle A3- 1 zeigt.

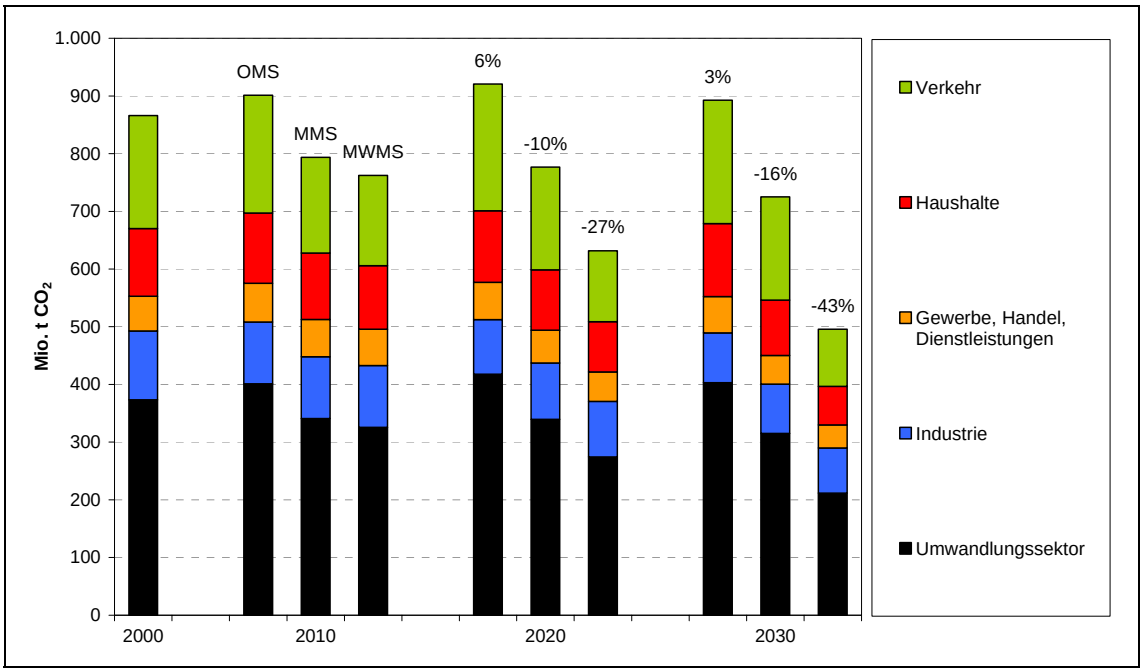
Tabelle A3- 1 CO_2-Minderung im Mit-Maßnahmen- und im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario im Vergleich zum Jahr 2000 sowie zum Ohne-Maßnahmen-Szenario (IKARUS-Modellergebnisse), 2030

	MMS 2030				MWMS 2030			
	ggü. 2000		ggü. OMS		ggü. 2000		ggü. OMS	
	Mio. t CO_2		Mio. t CO_2		Mio. t CO_2		Mio. t CO_2	
Umwandlungssektor	-58	-15,7%	-88	-21,8%	-162	-43,3%	-191	-47,5%
Industrie	-34	-28,3%	-1	-1,0%	-41	-34,4%	-8	-9,4%
Verkehr	-17	-8,7%	-35	-16,5%	-97	-49,4%	-115	-53,7%
Haushalte	-21	-18,2%	-30	-24,1%	-51	-43,1%	-60	-47,2%
GHD-Sektor	-10	-17,2%	-13	-21,0%	-20	-33,4%	-23	-36,5%
Gesamt	-141	-16,3%	-168	-18,8%	-370	-42,8%	-397	-44,5%

Quellen: Berechnungen Forschungszentrum Jülich.

Am stärksten trägt der Umwandlungssektor zur CO_2-Reduktion bei, und zwar im Bereich der Strom- und Wärmeerzeugung. In den Endverbrauchssektoren ist die CO_2-Minderung am deutlichsten im Verkehrssektor ausgeprägt, gefolgt vom Haushaltssektor und GHD-Sektor, während im Industriesektor nur aufgrund der zusätzlichen Nutzung von Wärme aus KWK-Anlagen Einspareffekte auftreten, wohingegen keine weiteren Maßnahmen analysiert wurden. Die kumulierten Emissionseinsparungen über den gesamten Betrachtungszeitraum von 30 Jahren betragen im MMS 3,3 Gt und im MWMS 6,2 Gt CO_2, jeweils im Vergleich mit dem OMS.

Abbildung A3- 4 Vergleich der energiebedingten CO_2-Emissionen in den Szenarien (IKARUS-Modellergebnisse), 2000-2030



Quellen: Berechnungen Forschungszentrum Jülich, FhG ISI Karlsruhe, Öko-Institut.

Anhang 4: Maßnahmentabellen

Tabelle A4- 1 Maßnahmentabellen für das Mit-Maßnahmen-Szenario

a) Raumwärme

Maßnahme/ Umsetzung/ Institution	Typ	Beschreibung/Ziele (Wirkungsbereich)	Umsetzungs-stand (Wirkungs-beginn)	Direkte Emissionsminderungseffekte				
				2010	2015	2020	2025	2030
				Mio. t CO_2-Äqu.				
KfW-CO2-Minderungsprogramm / Bundesregierung	F	Fördermaßnahme	ab 2006	-1	-2	-3	-4	-5
Neues Modernisierungsprogramm/ Bundesregierung	F	Fördermaßnahme	ab 2006	-0,4	-1	-1	-1	-2
Stadtumbau Ost / Bundesregierung	F	Fördermaßnahme	ab 2006	-0,0	-0,1	-0,1	-0,1	-0
Sozialer Wohnungsbau / Bundesregierung	F	Fördermaßnahme	ab 2006	-0,1	-0,1	-0,2	-0,3	-0
Vor-Ort-Beratung / Bundesregierung	F	Fördermaßnahme	ab 2006	-0,1	-0,2	-0,4	-0,5	-1
Marktanreizprogramm Sonne / Bundesregierung	F	Fördermaßnahme	ab 2006	-0,2	-0,4	-1	-1	-1
Marktanreizprogramm Biomasse / Bundesregierung	F	Fördermaßnahme	ab 2006	-1	-2	-2	-3	-4
Energieeinsparverordnung / Bundesregierung	R	ordnungsrechtliche Maßnahme	ab 2006	-1	-3	-4	-5	-6
Energieausweis / Bundesregierung	R	ordnungsrechtliche Maßnahme	ab 2008	-0,2	-1	-1	-2	-2
Deutsche Energie-Agentur (dena)/ Bundesregierung, Wirtschaft	I		ab 2006					
Zwischensumme 1 - 10				-5	-9	-13	-17	-21
Förderung der Energieberatung / Bundesregierung	F	Fördermaßnahme	ab 2006					
Förderschwewrpunkt EnSan / Bundesregierung	F	Fördermaßnahme	ab 2006					
Information und Motivation / Verschiedene Institutionen	I		ab 2006					
Sonstige Sanierungsimpulse / Verschiedene Institutionen	O		ab 2006					
Summe 11 - 14				-3	-6	-9	-12	-14
Ungewichtete Summe der Wirkungen der Einzelmaßnahmen				-7	-15	-22	-29	-35
Gewichtete Summe der Wirkungen der Einzelmaßnahmen (ohne Überlagerungseffekte)				-6	-12	-18	-23	-28

b) Elektrische Geräte

Maßnahme/ Umsetzung/ Institution	Typ	Beschreibung/Ziele (Wirkungsbereich)	Umsetzungs-stand (Wirkungs-beginn)	Effekt für Stromaufkommen				
				2010	2015	2020	2025	2030
				TWh				
Energieverbrauchskenn-zeichnungsverordnung (EnVKV) / Energieverbrauchshöchstwertevero rdnung (EnVHV) / Bundesregierung	I	Verpflichtende Kennzeichnung des Energieverbrauchs und anderer Ressourcen von elektrischen Haushalts-geräten (seit 1.1.1998: Kühl-/Gefriergeräte, Wasch-maschinen, Trockner; seit 1.3.1999: Spülmaschinen; seit 1.7.1999: Haushaltslampen; seit 1.1.2003: Raumklimageräte, Elektrobacköfen). Verpflichtende Höchstwerte für Energieverbrauch nach EnVHV derzeit nur für Kühl- und Gefriergeräte und Teil der Haushaltslampen	laufend seit 1.1.1998 (faktische Wirkung schon ab 1995/96 - bereits im OMS enthalten)	-6	-9	-9	-9	-9
Initiative EnergieEffizienz / Bundesregierung, dena, Wirtschaft	I	Information der privaten Haushalte über Möglichkeiten der Energieeinsparung. Konzentration auf drei Bereiche: Reduzierung von Standby-Verlusten, effiziente Beleuchtung, Erhöhung der Effizienz großer elektrischer Haushaltsgeräte	laufend seit Oktober 2002	gering und überwiegend in EnVKV enthalten				
Ungewichtete Summe der Wirkungen der Einzelmaßnahmen				-6	-9	-9	-9	-9
Gewichtete Summe der Wirkungen der Einzelmaßnahmen (ohne Überlagerungseffekte)				-6	-9	-9	-9	-9

c) Verkehr

Maßnahme/ Umsetzung/ Institution	Typ	Beschreibung/Ziele (Wirkungsbereich)	Umsetzungs-stand (Wirkungs-beginn)	Direkte Emissionsminderungseffekte				
				2010	2015	2020	2025	2030
				Mio. t CO_2-Äqu.				
Beschränkung der Entfernungspauschale / Bundesregierung	F	Beschränkung der Entfernungspauschale (30 ct/km) auf Arbeitswegeanteile die über 20 km Entfernung hinausgehen. Einfluß auf Wohnortwahl von Haushalten und damit Reduktion der Personenverkehrsnachfrage.	Umsetzung 2006, messbare Wirkung ab 2010	-1	-2	-2	-2	-2
ACEA Selbstverpflichtung zur Verbrauchsreduzierung bei PKW / EU-Kommission und Wirtschaft	V	Freiwillige Selbstverpflichtung der Autoindustrie durch den Verband ACEA zur Verbrauchsreduzierung bei Neuwagen bis 2008, so daß durchschnittlich noch 140 g CO2/km emittiert werden.	Wirkung auf Neuwagen ab 1999, bis 2008 ansteigend und dann konstant.	-6	-8	-8	-8	-7
Einführung der Ökosteuer auch auf Kraftstoffe / Bundesregierung	E	Schrittweise Erhebung einer Ökosteuer von 3ct pro l Kraftstoff und pro Jahr zwischen 1999 und 2003 bei gleichzeitiger Senkung der Lohnnebenkosten (Rentenbeiträge)	Wirkung auf Kraftstoff-preise ab 1999, bis 2003 anstei-gend und dann konstant.	-2	-2	-2	-2	-2
Einführung der LKW-Maut auf Autobahnen / Bundesregierung	E	Erhebung einer Straßennutzungsgebühr von 12.5 ct/Fahrzeug-km auf Autobahnen für LKW mit zul. Gesamtgewicht von über 12t. Einnahmen großteils der Finanzierung von Verkehrsinfrastruktur gewidmet.	Wirkung ab 2005. Meßbare Effekte auch auf internatio-nale Verkehre.	-2	-3	-3	-3	-3
Pflicht zur Beimischung von Biokraftstoffen zu fossilen Kraftstoffen / Bundesregierung	R	Vorschrift zur Beimischung definierter Mindestquoten von Biokraftstoffen zu Diesel und Benzin im Verkehr zur Erreichung der Ziele von 6.75% in 2010 und 8% in 2015 als Anteil der Biokraftstoffe am Gesamtkraftstoff.	Wirkung bei Diesel ab 2002, bei Benzin ab 2006, Anstieg der Quoten bis 2010.	-17	-18	-18	-18	-18
Ungewichtete Summe der Wirkungen der Einzelmaßnahmen				-29	-33	-33	-33	-32
Gewichtete Summe der Wirkungen der Einzelmaßnahmen (ohne Überlagerungseffekte)				-30	-34	-34	-34	-34

d) Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

Maßnahme/ Umsetzung/ Institution	Typ	Beschreibung/Ziele (Wirkungsbereich)	Umsetzungs-stand (Wirkungs-beginn)	Effekt für Stromaufkommen				
				2010	2015	2020	2025	2030
				TWh				
Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) / Bundesregierung	R, E	Mindestvergütungen für die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien (Ziel: Anteil von mindestens 20% bis 2020)	In Kraft seit April 2000, Novelle 2004	49	62	77	91	102
Forschung und Entwicklung / Bundesregierung	D	Förderung von FuE, einschl. Demonstration, Energie-forschungsprogramm	Juni 2005	nicht quantifizierbar				
Ungewichtete Summe der Wirkungen der Einzelmaßnahmen				49	62	77	91	102
Gewichtete Summe der Wirkungen der Einzelmaßnahmen (ohne Überlagerungseffekte)				49	62	77	91	102

e) Stromerzeugung insgesamt

Maßnahme/ Umsetzung/ Institution	Typ	Beschreibung/Ziele (Wirkungsbereich)	Umsetzungs-stand (Wirkungs-beginn)	Direkte Emissionsminderungseffekte				
				2010	2015	2020	2025	2030
				Mio. t CO_2-Äqu.				
Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) / Bundesregierung	R,E	Mindestvergütung für die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien	In Kraft seit April 2000, Novelle 2004	nachrichtlich zusammen:				
Stromeinsparung / Bundesregierung	O	Verringerung des Stromverbrauchs gegenüber OMS	2000	-40	-52	-62	-70	-76
Abschaffung Erdgassteuer / Bundesregierung	F	Erhöhung der Attraktivität der Erdgasverstromung	2006	-3	-4	-6	-9	-9
Entgelt für vermiedene Netznutzung / Bundesregierung	O	Ökonomische Verbesserung dezentraler Einspeiser (v.a. KWK)	2001	-2	-0,5	-0,0	-0,3	-1
KWK-Gesetz / Bundesregierung	E	Vergütung von KWK-Stromerzeugung	2002	-2	-1	-1	-1	-1
Emissionshandel / Bundesregierung	E	Kosteneffektive CO2-Minderung	2005	-3	-3	-6	-8	-10
Ungewichtete Summe der Wirkungen der Einzelmaßnahmen				-49	-60	-74	-88	-97
Gewichtete Summe der Wirkungen der Einzelmaßnahmen (ohne Überlagerungseffekte)				-43	-59	-69	-82	-91

Tabelle A4- 2 Maßnahmentabellen für das Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario

a) Raumwärme

Maßnahme/ Umsetzung/ Institution	Typ	Beschreibung/Ziele (Wirkungsbereich)	Umsetzungs-stand (Wirkungs-beginn)	Direkte Emissionsminderungseffekte				
				2010	2015	2020	2025	2030
				Mio. t CO_2-Äqu.				
Verstärkter Einsatz hocheffizienter Brennwertkessel / Bundesregierung, Wirtschaft	(F)		ab 2006	-3	-5	-8	-10	-13
Verstärkte Nutzung regenerativer Energien / Bundesregierung, Länder, Wirtschaft	(F)		ab 2006	-2	-3	-5	-8	-11
Forcierung der Wärmedämmung im Altbau / Bundesregierung (Wirtschaft)	(F)		ab 2006	-1	-3	-5	-6	-8
Verschärfung der EnEV um 25% in Alt- und Neubau / Bundesregierung, Länder	R	ordnungsrechtliche Maßnahme	ab 2006	-1	-1	-2	-2	-3
Ungewichtete Summe der Wirkungen der Einzelmaßnahmen				-6	-12	-19	-26	-34
Gewichtete Summe der Wirkungen der Einzelmaßnahmen (ohne Überlagerungseffekte)				-5	-11	-17	-24	-31

b) Elektrische Geräte

Maßnahme/ Umsetzung/ Institution	Typ	Beschreibung/Ziele (Wirkungsbereich)	Umsetzungs-stand (Wirkungs-beginn)	Effekt für Stromaufkommen				
				2010	2015	2020	2025	2030
				TWh				
Verbindliche Mindest-effizienzstandards für weitere elektrische Haushaltsgeräte / EU-Kommission bzw. Bundesregierung	R		2008	-2	-5	-9	-10	-11
Verschärfung und Dynamisierung der bestehenden verbindlichen Produktkennzeichnungen für elektrische Haushaltsgeräte (z.B. europäisches Top-Runner-Programm) / EU-Kommission bzw. Bundesregierung	R		2008	-1	-3	-6	-7	-8
Verpflichtender Einbau netztrennender Schalter / EU-Kommission bzw. Bundesregierung	R	Verpflichtung zum Einbau netztrennender Schalter zur vollständigen Vermeidung des Schein-Aus-Verbrauchs elektrischer und elektronischer Geräte in Haushalten (oder vergleich-bare Maßnahme zur Vermeidung des Schein-Aus-Verbrauchs)	2008	-1	-2	-2	-2	-2
Verpflichtende Kennzeichnung des Leerlaufverbrauchs elektrischer und elektronischer Geräte in Haushalten (oder vergleichbare Maßnahme zur Reduzierung des Leerlaufverbrauchs) / EU-Kommission oder Bundesregierung	I	Verpflichtendes Label in Anlehnung an die Kennzeichnung elektrischer Haushaltsgeräte	2008	-3	-5	-6	-6	-7
Fortführung und Verstärkung der dena-Initiativen zur Strom-einsparung (ggf. weitere Informationsprogramme) / Bundesregierung, dena, Wirtschaft	I		2008	Notwendige begleitende Maßnahme für übrige Maßnahme; in deren Wirkung implizit enthalten				
Ungewichtete Summe der Wirkungen der Einzelmaßnahmen				-6	-15	-22	-25	-28
Gewichtete Summe der Wirkungen der Einzelmaßnahmen (ohne Überlagerungseffekte)				-5	-10	-15	-16	-18

c) Verkehr

Maßnahme/ Umsetzung/ Institution	Typ	Beschreibung/Ziele (Wirkungsbereich)	Umsetzungs-stand (Wirkungs-beginn)	Direkte Emissionsminderungseffekte				
				2010	2015	2020	2025	2030
				Mio. t CO_2-Äqu.				
Abschaffung der Entfernungspauschale / Bundesregierung	F	Abschaffung der Entfernungs-pauschale (30 ct/km) auch für Arbeitswegeanteile die über 20 km Entfernung hinaus-gehen. Einfluß auf Wohnort-wahl von Haushalten und damit Reduktion der Personenverkehrsnachfrage	ab 2009 (Wirkung nach 2010 meßbar)	0,0	-2	-2	-2	-3
Festsetzung von Obergrenzen der CO2 Emissionen von Neuwagen / EU-Kommission + Bundesregierung	R	Festsetzung von Ober-grenzen der durchschnitt-lichen CO2 Emissionen der PKW-Neuwagen-Flotte auf 130 gCO2/km in 2012 und 100 gCO2/km in 2030.	Wirkung ab 2009 (ca. 50% der Effizienz-steigerung auf Verpflich-tung zurück-geführt)	-1	-7	-11	-14	-16
Mineralölsteuer auf Diesel an Niveau von Benzin anpassen / Bundesregierung	E	Anhebung der Mineralölsteuer auf Diesel an das Niveau der Besteuerung von Benzin mit Beschränkung auf Diesel für PKW-Nutzer. Die Anhebung erfolgt von 2011 bis 2015.	Wirkung ab 2011	0,0	-1	-2	-3	-3
Verdopplung der LKW-Nutzerkosten / Bundesregierung	E	Nominale Verdopplung der LKW-Nutzerkosten zwischen 2006 und 2015, so daß in 2015 das Kostenniveau real ca 65% über dem Wert von 2005 liegt.	Wirkung ab 2006. Meßbare Effekte auch auf inter-nationale Verkehre	-2	-7	-8	-9	-10
Erhöhung der Quoten zur Beimischung von Biokraftstoffen / Bundesregierung	R	Erhöhung der Mindestquoten zur Beimischung von Biokraftstoffen zu Diesel und Benzin im Verkehr zur Erreichung der Ziele von 12.5% in 2020 und 25% in 2030 als Anteil der Biokraftstoffe am Gesamtkraftstoff.	2010	0,0	-2	-3	-7	-14
Pflicht zur Nutzung von Leichtlaufölen und -rädern / Bundesregierung	R	Verpflichtung zur Einführung von Leichtlaufölen und -rädern bei Neuwagen und Umrüstung bei Altfahrzeugen im Rahmen der regelmäßigen Erneuerung. Potential von 10% Reduktion des Energieverbrauchs zu 100% genutzt in 2020 gegenüber 40% in MMS.	Wirkung ab 2006, ansteigend bis 2020 durch Diffusion in Flotte.	-3	-5	-8	-8	-7
Umstellung auf CO2-Emissionen bezogene KFz-Steuer / Bundesregierung	E	Umstellung der KFz-Steuer auf spezifische CO2-Emissionen als Bemessungsgrundlage als Anreiz zum Kauf sparsamerer PKW. Potential von 5% Reduktionen der Emission ausgeschöpft ab 2010.	Wirkung ab 2008, Ausschöpfun g des Potentials ab 2010.	-3	-3	-3	-2	-2

Maßnahme/ Umsetzung/ Institution	Typ	Beschreibung/Ziele (Wirkungsbereich)	Umsetzungs-stand (Wirkungs-beginn)	Direkte Emissionsminderungseffekte				
				2010	2015	2020	2025	2030
				Mio. t CO_2-Äqu.				
Ausdehnung der LKW-Maut (a) auf das Fernstraßennetz und (b) auf LKW mit 3.5-12t zul. GG. / Bundesregierung	E	Ausdehnung der Erhebung einer Straßennutzungsgebühr von 12.5 ct/Fahrzeug-km für LKW mit zul. Gesamtgewicht von über 12t auf das gesamte Fernstraßennetz. Einnahmen großteils der Finanzierung von Verkehrsinfrastruktur gewidmet.	Wirkung ab 2010. Volle Einführung bis 2015.	-1	-2	-5	-8	-10
Einbeziehung des Luftverkehrs in EU-ETS / EU-Kommission + Bundesregierung (Effekte für nationalen Luftverkehr)	E	Einbeziehung des Luftverkehrs in den europäischen Emissionshandel für CO2. Preispfad der Zertifikate durch PSz-IV vorgegeben. Wirkung vor allem auf Urlaubsflüge und Billigflugsegment.	Wirkung und Einführung ab 2013.	-	-0,1	-0,2	-0,3	-0,3
Einführung der Kerosinbesteuerung / EU-Kommission + Bundesregierung (Effekte fürnationalen Luftverkehr)	E	Einführung einer Kerosinsteuer von 30.2 ct/l auf alle von Deutschland ausgehenden Flüge. Wirkung vor allem auf Urlaubsflüge und Billigflugsegment.	Wirkung und Einführung ab 2013.	-	-2	-3	-3	-4
Ungewichtete Summe der Wirkungen der Einzelmaßnahmen				-10	-20	-32	-42	-54
Gewichtete Summe der Wirkungen der Einzelmaßnahmen (ohne Überlagerungseffekte)				-10	-20	-31	-41	-51
Nachrichtlich:								
Einbeziehung des Luftverkehrs in EU-ETS / EU-Kommission + Bundesregierung (Effekte für internationalen Luftverkehr)	E	Einbeziehung des Luftverkehrs in den europäischen Emissionshandel für CO2. Preispfad der Zertifikate durch PSz-IV vorgegeben. Wirkung vor allem auf Urlaubsflüge und Billigflugsegment.	Wirkung und Einführung ab 2013.	-	-1	-1	-1	-1
Einführung der Kerosinbesteuerung / EU-Kommission + Bundesregierung (Effekte für internationalen Luftverkehr)	E	Einführung einer Kerosinsteuer von 30.2 ct/l auf alle von Deutschland ausgehenden Flüge. Wirkung vor allem auf Urlaubsflüge und Billigflugsegment.	Wirkung und Einführung ab 2013.	-	-9	-11	-13	-14
Anmerkung: Abgrenzung zwischen nationalem und internationalem Luftverkehr gemäß der für die Inventare angewendeten Konvention								

d) Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

Maßnahme/ Umsetzung/ Institution	Typ	Beschreibung/Ziele (Wirkungsbereich)	Umsetzungs-stand (Wirkungs-beginn)	Effekt für Stromaufkommen				
				2010	2015	2020	2025	2030
				TWh				
Verstärkte Förderung erneuerbarer Energien	R, E	Mindestvergütungen für die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien (Ziel: Anteil von rund 25% bis 2020)	ab 2008	5	16	34	49	70
Forschung und Entwicklung	D	Förderung von FuE, einschl. Demonstration	ab 2008	nicht quantifizierbar				
Ungewichtete Summe der Wirkungen der Einzelmaßnahmen				5	16	34	49	70
Gewichtete Summe der Wirkungen der Einzelmaßnahmen (ohne Überlagerungseffekte)				5	16	34	49	70

e) Stromerzeugung insgesamt

Maßnahme/ Umsetzung/ Institution	Typ	Beschreibung/Ziele (Wirkungsbereich)	Umsetzungs-stand (Wirkungs-beginn)	Direkte Emissionsminderungseffekte				
				2010	2015	2020	2025	2030
				Mio. t CO_2-Äqu.				
Verstärkte Förderung erneuerbarer Energien / Bundesregierung	R,E	Ausweitung der Mindestvergütung für die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien	ab 2008	nachrichtlich zusammen:				
Stromeinsparung / EU-Kommission, Bundesregierung	O	Verringerung des Stromverbrauchs gegenüber MMS	ab 2008	-11	-26	-42	-50	-69
Modifizierung des Emissionshandelssystems / Bundesregierung	E	Zuteilung der Emissions-zertifikate nach einem einheitlichen Benchmark für die Stromerzeugung	ab 2013	-4	-5	-20	-35	-41
Einführung strikter Klimaschutzziele / EU-Kommission, Bundesregierung	E	Steigender CO2-Preis	ab 2008	-1	-2	-4	-6	-7
Verstärkte KWK-Förderung / Bundesregierung	E	Erhöhung der Vergütungs-sätze um 50%, Verlänge-rung der Förderung nach 2010, Erweiterung auf Neubauanlagen	ab 2011	-5	-3	-10	-15	-18
Ungewichtete Summe der Wirkungen der Einzelmaßnahmen				-20	-36	-76	-107	-134
Gewichtete Summe der Wirkungen der Einzelmaßnahmen (ohne Überlagerungseffekte)				-15	-29	-56	-75	-92