

Austausch fossiler Energieträger untereinander

**Zusammenfassung der Ergebnisse des
Studienkomplexes A.3**

**K. P. Masuhr, H. Meckel,
A. Voß, U. Fahl**

**Prognos AG
Basel
Institut für Kernenergetik und Energiesysteme (IKE)
Stuttgart**

Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung
2. Energiebedingte Methanemissionen
 - 2.1 Abschätzung der CH₄-Quellen aus anthropogener Energie- und Abfallwirtschaft
 - 2.2 Gegenwärtiger Erkenntnisstand des Beitrages von Methan zum Treibhauseffekt und CO₂-Äquivalente
3. Möglichkeiten und Potentiale sowie volkswirtschaftlicher Aufwand zur CO₂-Minderung in der Bundesrepublik Deutschland
 - 3.1 Analyse der Förderpotentiale und langfristigen Verfügbarkeit von Erdöl, Erdgas und Kohle
 - 3.1.1 Weltweite Reserven und Ressourcen von Erdöl, Erdgas und Kohle
 - 3.1.2 Erdöl- und Erdgasressourcen sowie Kohlenvorkommen in der Bundesrepublik Deutschland
 - 3.1.3 Verfügbarkeit und Kosten von Importenergien für die Bundesrepublik Deutschland
 - 3.2 Mögliche Beiträge des Austausches fossiler Energieträger untereinander zur Minderung klimarelevanter Spurengasemissionen in der Bundesrepublik Deutschland
 - 3.2.1 Technisches Reduktionspotential
 - 3.2.2 Kosten und Aufwand der Spurengasreduktion durch den Austausch fossiler Energieträger untereinander
4. Schlußfolgerungen, Hemmnisse, offene Fragen, Bewertung

Literaturverzeichnis

Studienverzeichnis zum Studienkomplex A.3

1. Einleitung

Rund 85 % des gesamten Energieverbrauchs der Bundesrepublik Deutschland werden gegenwärtig durch fossile Energieträger unter Freisetzung von CO₂ gedeckt. Die Endenergieträger, die wie die Mineralölprodukte unmittelbar fossilen Ursprungs sind, haben einen Anteil von 80 % an der Deckung des Endenergieverbrauchs der Bereiche Verkehr, Haushalte, Kleinverbraucher und Industrie. Die Nutzung der fossilen Energieträger ist mit Abstand die größte Quelle der anthropogenen CO₂-Freisetzung. Darüber hinaus ist sie auch verantwortlich für die Freisetzung anderer direkter klimawirksamer Spurengase, wie Methan (CH₄) und Lachgas (N₂O), und für die Emission von Vorläufersubstanzen, wie Kohlenmonoxid (CO), Nichtmethankohlenwasserstoffe (NMKW) und von Stickoxiden (NO_x).

Prinzipiell existieren die folgenden Möglichkeiten zur Minderung der Freisetzung energiebedingter klimarelevanter Spurengase:

- Energieeinsparung,
- Nutzung von erneuerbaren Energiequellen,
- Nutzung von Kernenergie,
- Emissionsrückhaltung,
- Austausch fossiler Energieträger untereinander,
- Konsumverzicht.

Im folgenden wird hiervon die Minderung klimarelevanter Spurengase durch den Austausch fossiler Brennstoffe untereinander in den verschiedenen Anwendungsbereichen diskutiert.

Aufgabenstellung

Bezogen auf denselben Energieinhalt verhalten sich die spezifischen CO₂-Emissionen bei der Verbrennung von Braunkohle, Steinkohle, schwerem Heizöl, leichtem Heizöl/Diesel, Benzin und Erdgas wie 120:100:84:78:76:59 wegen des unterschiedlichen H/C-Verhältnisses der fossilen Brennstoffe. Die Angaben zeigen, daß die Möglichkeit besteht, durch eine Substitution unter den fossilen Energieträgern die Gesamtemission an CO₂ zu verändern. Aus den spezifischen CO₂-Emissionen läßt sich eine Rangfolge der Wirksamkeit der Substitution ableiten, die lautet Braunkohle - Steinkohle - Mineralöle - Erdgas.

Ziel der Arbeiten des Studienkomplexes A.3 ist es, die technisch-wirtschaftlichen Möglichkeiten der Minderung energiebedingter klimarelevanter Spurengase, insbesondere von CO₂, durch eine Substitution zwischen den fossilen Energieträgern für die Bundesrepublik Deutschland für verschiedene Zeitpunkte (1987, 2005, 2050) aufzuzeigen. Dabei ist auch darzustellen, inwieweit

eine verstärkte Nutzung kohlenstoffarmer fossiler Energieträger in den nächsten Dekaden einen Zeitgewinn für die Realisierung einer klimaverträglichen Energieversorgung ermöglicht. Die Minderungspotentiale klimarelevanter Spurengase sind dabei vor dem Hintergrund der langfristigen Verfügbarkeit von Kohle, Mineralöl und Erdgas zu beurteilen.

Ein Vergleich der spezifischen Emissionsfaktoren der fossilen Brennstoffe für andere Spurengase zeigt, daß mit einer CO₂-mindernden Substitution fossiler Brennstoffe untereinander in der Regel auch eine Minderung der Emission von Kohlenmonoxid (CO), Nichtmethankohlenwasserstoffe (NMKW), Stickoxide (NO_x) und Schwefeldioxid (SO₂) bewirkt wird. Für die Emissionen von CH₄, die im Zusammenhang mit der Gewinnung, Umwandlung, Verteilung und Verbrennung fossiler Energieträger entstehen, ist die Kenntnis der jeweiligen Emissionsquellen bei den einzelnen fossilen Energieträgern dagegen noch unzureichend. Da CH₄ aber ein größeres Treibhauspotential als CO₂ hat, kommt der Kenntnis der CH₄-Emissionsquellen gerade im Zusammenhang mit der Frage der Möglichkeiten einer Begrenzung des Treibhauseffekts durch einen verstärkten Einsatz CO₂-armer fossiler Brennstoffe eine große Bedeutung zu. Deshalb waren auch die CH₄-Emissionen, die mit der Nutzung von Kohle, Erdöl und Erdgas im Zusammenhang stehen, zu ermitteln und die Möglichkeiten ihrer Minderung aufzuzeigen.

Verbindung und Einordnung zu anderen Studienkomplexen

Im Rahmen des Studienkomplexes A.3 werden die folgenden Quervernetzungen zu anderen Studienkomplexen erfaßt und es werden die folgenden Beschränkungen zugrunde gelegt:

- Im Studienkomplex A.3 erfolgt eine Beschränkung auf die Substitution der fossilen Energieträger Kohle, Mineralöl und Erdgas untereinander.
- Die Techniken der Methanolerzeugung werden im Studienkomplex A.5 behandelt.
- Die CO₂-Entsorgung wird ebenfalls im Studienkomplex A.5 betrachtet.
- Die Möglichkeiten der Verbesserung von Otto- und Dieselmotoren werden im Studienkomplex A.1 untersucht.
- Der Beitrag alternativer Kraftstoffe zur Minderung klimarelevanter Spurengase wird im Studienkomplex A.5 analysiert.
- Effizienzsteigerungen bei den Techniken zur Nutzung fossiler Energieträger, zum Beispiel bei Kraftwerken, werden im Studienkomplex A.1 behandelt.

Bei der Diskussion der Ergebnisse des Studienkomplexes A.3 sollten diese Verbindungen zu den anderen Studienkomplexen des Studienprogrammes der Enquete-Kommission immer mit beachtet werden.

CO₂-Emissionen in der Bundesrepublik Deutschland im Jahr 1987

Die Treibhausgase aus allen Quellen tragen gegenwärtig mit folgenden Beiträgen zum durch Menschen verursachten (anthropogenen) Treibhauseffekt bei:

- Kohlendioxid (CO ₂)	mit rd. 50 %,
- Methan (CH ₄)	mit rd. 19 %,
- Fluorkohlenwasserstoffe (FCKW)	mit rd. 17 %,
- Ozon der Troposphäre (O ₃)	mit rd. 8 %,
- Distickstoffoxid (N ₂ O)	mit rd. 4 %,
- Wasserdampf der Stratosphäre (H ₂ O)	mit rd. 2 %.

Die Prozentanteile der energiebedingten Emissionen der Treibhausgase CO₂, CO, NMKW, NO_x, SO₂ und N₂O variieren entsprechend den spezifischen Bedingungen von Land zu Land, bewegen sich in vergleichbaren Ländern allerdings in ähnlicher Größenordnung. Die Emissionssituation für das Spurengas CO₂ in der Bundesrepublik Deutschland für das Jahr 1987 ist in der Tabelle 1.1 wiedergegeben. Die Emissionssituation ist getrennt für die unterschiedlichen fossilen Energieträger und für die verschiedenen Emittentenbereiche aufgeführt, für die die im Rahmen des Studienkomplexes A.3 betrachteten Techniken Verwendung finden können.

Wie aus der Tabelle 1.1 zu ersehen ist, betragen im Jahr 1987 die energiebedingten CO₂-Emissionen ca. 706 Mio t CO₂/a. Hauptemittent war hierbei die Stromerzeugung, auf die 231 Mio t CO₂/a oder 33 % der Emissionen zurückzuführen waren. Daneben waren der Verkehr mit 19 % sowie die Industrie und die Haushalte mit jeweils 16 % an den energiebedingten Gesamtemissionen beteiligt. Von untergeordneter Bedeutung hinsichtlich der CO₂-Emissionen waren im Jahr 1987 mit einem Beitrag von 9 % die Kleinverbraucher, mit 3 % die Fernwärmeerzeugung und mit 5 % die sonstigen Emittentenbereiche. Eine Zusammenfassung zu Hauptemittentenbereichen führt zu der folgenden Struktur:

- Wärmemarkt	247,7 Mio t CO ₂ /a	35,1 %
- Verkehrssektor	131,1 Mio t CO ₂ /a	18,6 %
- Umwandlung	284,4 Mio t CO ₂ /a	40,3 %
- Sonstige	42,8 Mio t CO ₂ /a	6,0 %

Die Aufschlüsselung der CO₂-Emissionen nach Energieträgern zeigt (vgl. Tabelle 1.1), daß im Jahr 1987 ca. 26,5 % auf die Verbrennung von Steinkohle, 23,6 % auf leichtes Heizöl und Dieselkraftstoff, 17,8 % auf die Gase, 14,0 % auf Braunkohle und 12,9 % auf die Verbrennung von Benzin entfielen. Das schwere Heizöl mit einem Beitrag von 4,5 % sowie die sonstigen Energieträger (Müll u. a.) mit einem Beitrag von 0,7 % waren im Jahr 1987 nur geringfügig an den Gesamtemissionen beteiligt.

Tabelle 1.1

Energiebedingte CO₂-Emissionen nach Energieträgern, Verwendungszwecken und Sektoren in der Bundesrepublik Deutschland im Jahr 1987 in Mio t CO₂/a

	Stein- kohle	Braun- kohle	Holz/ Müll	Benzin	Heizöl leicht	Heizöl schwer	Gase	Summe
a) Stromerzeugung Öffentl.	85,55	83,41	1,61	0,00	1,28	4,44	8,61	184,90
Stromerzeugung Bundesb.	2,97	0,00	0,00	0,00	0,12	0,00	0,55	3,63
Stromerzeugung Industrie	26,75	3,95	1,86	0,00	0,24	2,72	7,63	43,05
Stromerzeugung Summe	115,26	87,26	3,47	0,00	1,64	7,16	16,79	231,58
b) Fernwärme Heizwerke	1,15	0,00	0,41	0,00	0,42	1,50	1,63	5,11
Fernwärme Heizkraftwerke	5,66	0,37	0,62	0,00	0,21	0,64	1,54	9,04
Fernwärme Fremdbezug	1,82	0,38	0,23	0,00	0,13	0,20	1,21	3,97
Fernwärme Summe	8,63	0,75	1,26	0,00	0,76	2,34	4,38	18,12
c) Raffinerien, Hochöfen	14,85	0,35	0,00	0,01	1,38	4,11	14,37	35,07
Umwandlung insgesamt	138,75	88,37	4,73	0,01	3,79	13,61	35,54	284,80
a) Haushalte insgesamt	4,83	4,06	0,00	0,00	69,53	0,00	34,50	112,92
- Raumwärme	4,68	3,93	0,00	0,00	63,54	0,00	29,50	101,65
davon zentral	1,36	1,14	0,00	0,00	58,62	0,00	27,56	89,68
davon dezentral	3,32	2,79	0,00	0,00	4,92	0,00	1,93	12,97
- Warmwasser	0,15	0,13	0,00	0,00	5,99	0,00	4,35	10,62
davon zentral	0,00	0,00	0,00	0,00	5,99	0,00	3,06	9,05
davon dezentral	0,15	0,13	0,00	0,00	0,00	0,00	1,29	1,57
- Prozesswärme	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,64	0,64
b) Kleinverbraucher ineg.	3,63	0,48	0,00	4,37	38,51	1,60	14,99	63,58
- Raumwärme	3,14	0,42	0,00	0,00	25,03	0,46	10,64	39,69
davon zentral	2,42	0,32	0,00	0,00	22,46	0,46	9,51	35,17
davon dezentral	0,73	0,10	0,00	0,00	2,57	0,00	1,13	4,52
- Warmwasser	0,00	0,00	0,00	0,00	3,00	0,00	1,77	4,77
davon zentral	0,00	0,00	0,00	0,00	3,00	0,00	1,29	4,28
davon dezentral	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,48	0,48
- Prozesswärme	0,48	0,06	0,00	0,00	4,92	1,14	2,42	9,03
- Kraft	0,00	0,00	0,00	4,37	5,56	0,00	0,00	9,93
- Licht	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,16	0,16
c) Industrie insgesamt	39,94	6,26	0,00	0,09	10,61	16,23	40,46	113,59
- Raumwärme	1,19	0,19	0,00	0,00	5,13	2,97	5,64	15,12
- Warmwasser	0,00	0,00	0,00	0,00	0,43	0,23	0,32	0,98
- Prozesswärme	18,75	6,07	0,00	0,09	5,04	12,80	14,01	96,78
- Kraft	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,23	0,48	0,71
d) Verkehr insgesamt	0,00	0,00	0,00	86,70	44,34	0,00	0,02	131,06
- Straße	0,00	0,00	0,00	76,80	41,10	0,00	0,01	117,91
davon Güter	0,00	0,00	0,00	2,91	24,99	0,00	0,00	27,90
davon Personen	0,00	0,00	0,00	73,89	16,11	0,00	0,01	90,01
- Schiene	0,00	0,00	0,00	0,00	1,36	0,00	0,01	1,37
- Schiff	0,00	0,00	0,00	0,00	1,88	0,00	0,00	1,88
- Luft	0,00	0,00	0,00	9,90	0,00	0,00	0,00	9,90
Endenergie insgesamt	48,40	10,80	0,00	91,16	162,99	17,83	89,97	421,15
Insgesamt	187,15	99,17	4,73	91,17	166,78	31,44	125,51	705,95

2. Energiebedingte Methanemissionen

Von den Spurengasen wird neben Kohlendioxid (CO₂) nach den bisherigen Erkenntnissen Methan (CH₄) in der Atmosphäre das zweithöchste Wirkungspotential für mögliche Klimaveränderungen durch Behinderung der Wärmerückstrahlung zugemessen.

Auf der anderen Seite gilt Erdgas, das wiederum zu über 90 % aus Methan besteht, als derjenige fossile Energieträger, dessen Restprodukte bei (vollständiger) Verbrennung zu Energiezwecken den geringsten CO₂-Anteil beinhalten und der infolgedessen als potentiell günstigste kohlenstoffstämmige Austauschenergie für Substitutionsstrategien fossiler Energieträger untereinander angesehen wird.

Für Methanemissionen, d.h. für das atmosphärische "Entweichen" sowohl der unverbrannten Erdgasbestandteile im energetischen Bereich (anthropogener Anteil) als auch für natürliche Ausstoße (im weitesten Sinne biogene Anteile via Fauna und Flora), gibt es bisher jedoch (noch) keine exakt gesicherten Erkenntnisse über Größen und Arten der Quellen sowie Änderungsmechanismen der Senken. Diese Parameter allerdings sind nach den bisherigen Erkenntnissen notwendige Elemente zur Ermittlung der sogenannten atmosphärischen Verweilzeit des jeweiligen Spurengases. Der CO₂-Bereich ist hinsichtlich dieser Parameter zweifellos bisher eingehender erforscht.

Noch "unsicher" und teilweise auch widersprüchlich waren infolgedessen auch die Angaben über die "CO₂-Äquivalenz" hinsichtlich der Klimawirksamkeit des Methans. Dieser Index wiederum hängt u. a. in hohem Maße ab von der atmosphärischen Verweilzeit der jeweiligen Spurengase. Konzentrations- bzw. emissionsbezogen erstrecken sich die rechnerischen Ableitungen der Klimawirksamkeit für Methan jeweils über 2 Bandbreiten:

- der 20 bis 32-fache Wert bei konzentrationsbezogener Betrachtung und
- der 2 bis 3,2-fache Wert bei emissionsbezogener Betrachtung

eines Mols Methan gegenüber einem Mol CO₂.

Bislang wurde sogenannten "Begleitemissionen" bei der als methanverlust-"trächtig" geltenden Mineralöl- und Erdgasförderung sowie Verlusten beim Handling energetisch wenig Beachtung geschenkt. Sie galten im energiebezogenen Bereich bisher eher als quantité négligable. Begleitgase bei der (Erdöl-) Förderung wurden und werden bislang entweder wieder in die Förderfelder reinjiziert, oder abgeblasen bzw. abgefackelt. Insofern liegen auch nicht immer verlässliche Mengenangaben über die tatsächlichen Emissionen vor. Vor dem Hintergrund ihrer inzwischen wichtiger ge wordenen klimawirksamen Relevanz werden die CH₄-Emissionen von den Fördergesellschaften - wie von Experten vermutet wird - mengenmäßig tendenziell eher zu niedrig angegeben. Vertreter der mit dem Erdgas (und/oder dem Erdöl) "konkurrierenden" Energieträger

schätzen dagegen sowohl diese Mengen der anthropogen verursachten Methanemissionen höher ein wie sie ebenfalls auch den bisher in der Tat noch nicht ausreichend erforschten Mechanismus der atmosphärischen bzw. luftchemophysikalischen Umsetzung des Methans, als hauptsächliche Senke der Methanemissionen, anders, d.h. meist in seiner Umwandlungswirkung geringer beurteilen. Konsequenterweise werden von dieser Seite in der Folge dann sowohl höhere Emissionsmengen an Methan als auch höhere Klimarelevanz-Potentiale angenommen bzw. publiziert.

Vor diesem in der Tat noch nicht ausreichend wissenschaftlich gesicherten Hintergrund mußten die Abschätzungen des Studienschwerpunktes A.3.3 im Studienkomplex A.3 /Selzer, Rogner, 1989/ durchgeführt werden. Die Ergebnisse berücksichtigen die wesentlichen, relevanten und vor allem jüngeren Forschungsergebnisse und Literaturhinweise und geben die dort referierten Bandbreiten als Basis für die eigenen Abschätzungen an. Als Schlüsse werden jedoch immer sehr konsequent eigene, naturwissenschaftlich belegbare Einschätzungen dargelegt.

Es ist zu hoffen, daß die noch vorhandenen "Unsicherheiten" durch das Vorantreiben weiterer vertiefter Grundlagenforschungen flankiert und durch deren Ergebnisse besser abgestützt werden können.

2.1 Abschätzung der CH₄-Quellen aus anthropogener Energie- und Abfallwirtschaft

Globalabschätzungen und Herkunftsbereiche für CH₄-Emissionen

Neben den "natürlichen" Quellen für Methanemissionen unterscheiden die "anthropogen" verursachten Quellen zwischen

- im weitesten Sinne "biogenen" Emissionen (aus der Massentierzucht, Landwirtschaft etc.)
- und
- den energie- und abfallwirtschaftlich bedingten Emissionen.

Nach einer neueren Veröffentlichung /Crutzen, 1989/ erreichen die weltweiten energie- und abfallwirtschaftlich bedingten CH₄-Emissionen mit insgesamt jährlich 120-330 Mio t CH₄, davon

- Erdöl- und Erdgasgewinnung, Verteilung
und Einsatz 60-120 Mio t CH₄ p.a.
- Kohlebergbau 30- 40 Mio t CH₄ p.a.
- Abfallwirtschaft 30- 70 Mio t CH₄ p.a.

einen Anteil von 28-35 % der Gesamt-CH₄-Emissionen in Höhe von jährlich etwa 336-805 Mio t CH₄. Ohne Abfallwirtschaft beträgt demnach der Anteil der energiebedingten CH₄-Emissionen 20-26 %.

Die relativ große Bandbreite der Gesamtschätzung sowie für die Teilsegmente spiegelt die (aktuell noch) vorhandene Unsicherheit bei den Annahmen für CH₄-Quellen wider.

Die Emissionsmengen aus natürlichen Quellen für Methanemissionen (Feuchtgebiete, Insekten, Ozeane, wildlebende Wiederkäuer etc.) werden mit 46-225 Mio t CH₄ p.a., d.h. mit einer Anteilsbandbreite von 14-28 % der Gesamtemissionen angegeben.

Im biogenen Subsegment "Reisanbau" innerhalb der anthropogenen Quellen erreichen die Methanemissionen mit jährlich 60-140 Mio t CH₄ einen (Gesamt-)Anteil von ca. 18 %.

Als mittlere Annahme für die weltweiten jährlichen CH₄-Gesamtemissionen gilt generell in der Literatur der Wert von ca. 500 Mio t. Angaben anderer Autoren (/Khalil, u. a., 1983/: 559 Mio t p.a.; /Seiler, u. a., 1986/: 300-550 Mio t; /Cicerone, Oremland, 1988/: 400-640 Mio t) kommen insgesamt im Mittel zu ähnlichen Größenordnungen, wobei jedoch sowohl Bandbreiten als auch Segmentanteile unterschiedlich schwanken.

Für strategische Ansätze einer Maßnahmenplanung müssen jedoch detailliertere Einschätzungen zum Tragen kommen.

Parameter für Detailabschätzungen der CH₄-Emissionen in der Energie- und Abfallwirtschaft

Im anthropogen induzierten Subsegment "Energie- und Abfallwirtschaft" für CH₄-Emissionen werden als Ursachen- bzw. Quellenbereiche generell

- das "direkte Entweichen" der flüchtigen Kohlenwasserstoff-(VOC-)Komponente Methan in die Atmosphäre bei vorgelagerten Prozessen der Energie- und Abfallwirtschaft (Gewinnung, Umwandlung, Verteilung) vor dem energetischen Verbrennen der Nutzenergie Methan bzw. Erdgas, d.h. Begleit- und Verlustemissionen, sowie
- die Restemissionen an Methan bei unvollständiger Verbrennung von Erdgas, Erdölgas und Methan sowie Steinkohle, Braunkohle, Mineralöl (Verbrauchsemmissionen)

betrachtet.

Im Verbrauchsbereich unterscheidet man - analog der Disaggregation in den gebräuchlichen Energiestatistiken - zwischen

- Öffentlichen Kraftwerken,
- Fernwärmewirtschaft,
- Raffinerien,
- Industrie,
- Verkehr,
- Kleinverbrauch,
- Haushalten.

Entsprechend muß auf der Angebots- bzw. Gewinnungsseite differenziert werden zwischen

- Mineralölbereich,
- Erdgasbereich,
- Steinkohle,
- Braunkohle,
- Deponie- und Biogas,
- Holz.

In einer Detaildisaggregation muß für die Gewinnungs- und Verbrauchsseite weiter unterteilt werden in Methan/Erdgasemissionen (weltweit und Bundesrepublik) bei

- Exploration, Förderung und Aufbereitung/Umwandlung
 - Abblasen ("kaltes Abfackeln")
 - Abfackeln (vollständige, unvollständige Verbrennung, teilweise unverbrannte Begleitmissionen wegen hoher Austrittsgeschwindigkeiten vor der Fackel)
 - Bohrungs-Tests
 - Anlagen-Leckagen
 - Gas-Ausbrüchen (blow-outs)
 - Instrumenten- und Regelungsverluste
 - Druckentspannung und Luftfreispülung
 - Trocknungsanlagen
 - Verflüssigungs- und Veredelungsanlagen (u. a. LNG)
 - Steinkohle- und Braunkohleförderung
- Fern- und Regionaltransporte
 - Ferntransport
 - Transport und Speicher innerhalb der Bundesrepublik Deutschland
 - Endverteilungsnetz
- Endverbrauch
 - Geräte- und Anlagenleckagen
 - unvollständige Verbrennung.

Diesen Disaggregationen tragen die im folgenden referierten Ergebnisse der LBS-/TEMAPLAN-Studie in jedem Falle Rechnung. Es erscheint an dieser Stelle jedoch wichtig, nochmals darauf hinzuweisen, daß eine derartige "Fein"-Disaggregation durchaus eine größere Genauigkeit annehmen läßt als sie letztendlich bei der Auswertung der bisher vorliegenden Basisinformationen tatsächlich erreicht werden konnte. Hierzu sind - wie oben bereits erwähnt - noch eine Reihe weitergehender

Untersuchungen erforderlich. Im Teilkomplex A.3.3 wurde von den Bearbeitern /Selzer, Rogner, 1989/ in jedem Falle sehr sorgfältig darauf geachtet, ob die Angaben der vorliegenden Originalliteratur einen hohen Vertrauensgrad besitzen, was durch jeweils mehrere Querchecks überprüft bzw. kritisch vermerkt wurde.

Weltweite Methanemissionen im Sektor Energie- und Abfallwirtschaft

Tabelle 2.1 zeigt in einer Ergebnis-Zusammenstellung die Abschätzungen der weltweiten CH₄-Emissionen.

Diese Abschätzungen werden im folgenden kurz beleuchtet und kritisch kommentiert:

- Im Ergassektor mußte die Abschätzung der weltweiten CH₄-Verlustemissionen via Hochrechnung der detaillierter vorliegenden Disaggregationen von Bundesdaten erfolgen. Es wurde dabei als Welterdgashandelsmenge 1,891 Mrd m³/a /CEDIGAZ, 1988/ angesetzt. Nach /ADL, 1989/ betrug 1987 die Brutto-Welt-Erdgasförderung (ohne Erdölgas) 1,800 Mrd m³. Die abgeschätzten Verlustemissionen von ca. 12,0 Mio t CH₄ repräsentieren somit insgesamt ca. 14 % der gesamten CH₄-Emissionen aus vorgelagerten Prozessen sowie rund 11 % der gesamten weltweiten CH₄-Emissionen.

Die angesetzten Verlustemissionen in Höhe von ca. 12,0 Mio t entsprechen volumenbezogen ca. 16,8 Mrd m³, so daß insofern der Emissionsanteil ca. 0,9 % der Gesamtfördermenge von 1,800 Mrd m³ beträgt.

Zwar wird von /Lillie, u. a., 1989/ ein Verlustanteil von nur 0,13 % genannt. Die Abweichungen sind jedoch aus der klar nachvollziehbaren Abgrenzung zwischen non-associated und associated gas in dieser Abhandlung herzuleiten.

Nach /ADL, 1989/ liegt der CH₄-Emissionsanteil nur aus Exploration und Förderung (ohne Umwandlung/Transport) bei 0,15 % +/- 0,06 für die Brutto-Erdgasförderung.

Der bundesdeutsche Anteil der CH₄-Emissionen am Gesamtverbrauch liegt zwischen ca. 0,61 % und 0,67 %; dieser Wert ist im Detail wesentlich abgesicherter, obwohl auch hier festzuhalten gilt, daß die Basis-Annahmen über die Verlustquoten bei Exploration und Förderung sich innerhalb eines (Un-)Sicherheitsranges von +/- 40 % bewegen, der sich aber nur in Form des o.g. Unterschiedes auswirkt.

Vor diesem Hintergrund erscheint der o.g. weltweit abgeschätzte Verlustanteilswert von ca. 0,9 % in der Tat eher plausibel als Werte um 0,1 bis 0,2 %.

Verlust- und Restemissionen im Teilssegment Erdölgas durch "kaltes" Abblasen oder "heiβes" Abfackeln sind dem Sektor Mineralöl zugeordnet.

Über Restemissionen von Methan bei vollständiger und unvollständiger Verbrennung dürften weltweit keine belegbaren Angaben möglich sein. Nur als "erste Annäherung" ist daher unserer Meinung nach eine pauschale Hochrechnung der diesbezüglich bundesweit evaluierten und auch plausiblen Verlustquote von der Gesamtemission (ca. 2,5 %, vgl. Tabelle 2.2) anzusehen. Generell ist jedoch zu sagen, daß selbst ein signifikant höherer Wert immer noch im Bereich des Fehlerspielraumes liegen dürfte, der die CH₄-Gesamtemis-

sionen im Erdgassektor insgesamt kenn zeichnet und demnach auch nur unwesentlich zu Buche schlagen dürfte.

Tabelle 2.1

Weltweite jährliche Methanemissionen im Sektor Energie- und Abfallwirtschaft
(Datenlage 1986/87) /Selzer, Rogner, 1989/

Emissionsbereiche Segmente (PE)	Emissionshauptbereiche							Gesamt	
	Verlustemissionen (Explor./Gewinnung/ Umwandlung/Transport)			Restemissionen (Verbrennung)					
	Mio t	%	%	Mio t	%	%	Mio t	%	
Erdgas	12.0	100	14	•1)	-	-	12.0	11	
Mineralöl	7.3	67	9	3.6	33	13	10.9	10	
Braunkohle	1.7	68	2	0.8	32	3	2.5	2	
Steinkohle	20.5	66	25	10.5	34	38	31.0	28	
Holz	•1)	-	-	11.0	100	40	11.0	10	
Biogas	•1)	-	-	1.7	100	6	1.7	1	
Deponiegas	42.0	100	50	•1)	-	-	42.0	38	
Gesamt	83.5	-	100	27.6	-	100	111.1	100	

1) Keine Angaben möglich

Es geht im übrigen aus den vorliegenden und ausgewerteten Primär-Quellen nicht hervor, ob Verluste aus dem nichtenergetischen Einsatz von Erdgas (als industrielles Vorprodukt in der organischen Chemie beispielsweise) dem energetischen Bereich zugeordnet sind oder ob sie überhaupt zum Ansatz gebracht wurden. Dieser Tatbestand ist insofern ebenfalls

als Unsicherheitsfaktor zu betrachten. Das gleiche gilt im übrigen auch für den Minderölsektor (einschl. Erdölgas) sowie für Steinkohle- und Braunkohleverwendung im nichtenergetischen Einsatz (Stichwort: Kohlechemie). Zwar ist der Chemie-Einsatz von Erdgas streng genommen in der Tat kein energetischer Einsatz dennoch sind diesbezügliche Verlustemissionen in jedem Falle anthropogen verursacht und im übrigen durchaus auch "energienah". Hier jedenfalls sind noch erhebliche Wissenslücken durch gezielte Forschung zu schließen.

Im Mineralölsektor wurden den Abschätzungen der Verlustemissionen im wesentlichen die Ergebnisse einer neueren Studie /ADL, 1989/ zugrundegelegt. Danach betragen die CH_4 -Emissionen (vor allem Methananteile des die Erdölförderung in der Regel begleitenden Erdöl-gases) aus den weltweiten Anlagen- und Betriebsbereichen 1987 ca. 10,85 Mrd m^3 , wobei mit einer Fehlerspanne von $\pm 40\%$ zu rechnen ist. Diese Fehlerspanne berücksichtigt u. a. die in vielen Erdöl-Förderfeldern geübte Praxis der Reinjektion des Erdöl-(Begleit-)Gases, das zu verschiedenen Zwecken in die Lagerstätten zurückgepumpt wird und erfahrungsgemäß an vielen Orten jedoch zum Teil beträchtliche Injektionsverluste impliziert. Das Subsegment Reinjektion ist in der ADL-Studie nicht berücksichtigt.

Alleine die - in der Mineralölwirtschaft als Gas-"Verluste" gekennzeichneten - Fackelverluste ("heiβes" Abfackeln, d.h. Verbrennen von Erdöl-gas), die teilweise den Restemissionen, teilweise jedoch auch den Verlustemissionen ("kaltes" Abfackeln, d.h. Abblasen) zuzurechnen sind, betragen nach /ADL, 1989/ in 1987 weltweit 109 Mrd m^3 CH_4 , wobei allerdings - verbrennungsbezogen - in der Hauptsache VOC-Restemissionen und CO_2 -Emissionen dominieren. Nur ein "geringerer" Teil emittiert als (nicht oder nicht vollständig verbranntes) CH_4 , wobei allerdings detailliertere Recherchen erforderlich wären, um festzustellen, wie hoch und wie verbreitet der Anteil moderner Multijet-Fackeln ist. Bei Multijet-Fackeln wird nach Experteneinschätzung selbst bei den häufig hohen Austrittsgeschwindigkeiten das Erdöl-gas mit einem Anteil von bis zu 99,5 % erfaßt, so daß das ansonsten häufig beobachtbare "zwangsläufige" "kalte Abfackeln" zumindest eines Teilstromes vermieden wird.

Nach einer französischen Untersuchung /CEDIGAZ, 1988/ liegen die weltweiten Fackelverluste mit ca. 30 Mrd m^3 wesentlich geringer, allerdings werden dort nicht alle Fackelverluste, sondern nur die mit dem Erdgashandel verbundenen Förderbohrungen berücksichtigt.

Das Abblasen von Erdöl-gas (gewolltes "kaltes" Abfackeln) als Subsegment der Verlustemissionen wird von Experten in einem Range von 0,5 - 35 % der gesamten abzufackelnden Menge von ca. 109 Mrd m^3 , je nach Fördergebiet, Lagerstättenumfeld (Wüsten etc.) und Fördergesellschaften, angegeben.

Weitere Restemissionen an CH_4 fallen vor allem im Raffineriebereich an, wo allerdings ebenfalls die weniger klimarelevanten Nicht-Methan-VOC dominieren (nach /ADL, 1989/) in 1987: 0,35 Mrd m^3 CH_4 ; 5,18 Mrd m^3 sonstige VOC).

Generell ist festzuhalten, daß bei Erdöl-gas die Gas-Stoffzusammensetzung Methan zu "Sonstigen flüchtigen Kohlenwasserstoffsubstanzen" in etwa im Verhältnis 50 zu 50 liegt, so daß die weiteren Verlustemissionen beim Erdöl-gas nach /ADL, 1989/ in 1987

Gasausbrüche:

CH_4 : 0,15 Mrd m^3
Nicht-Methan-VOC: 0,16 Mrd m^3

- Anlagen-Leckagen: CH₄: 1,45 Mrd m³
Nicht-Methan-VOC: 1,46 Mrd m³
- Bohrungs-Tests: CH₄: 0,37 Mrd m³
Nicht-Methan-VOC: 0,42 Mrd m³

konsequenterweise auch nur teilweise die Methan-Emissionsbilanz belasten.

Weitere Methan-Verlustemissionen im Erdölsektor fallen beim Erdöleinsatz an, wobei eindeutig - zumindest in den Industriestaaten - der Verkehrssektor beim Treibstoffeinsatz dominiert. Auch hier haben die Verlustemissionen (Lagerung, Verdampfung etc.) das Schwergewicht vor Restemissionen (Abgasbestandteile etc.).

Insgesamt ist der Mineralölsektor mit ca. 10 % an den Gesamtemissionen von CH₄ weltweit beteiligt, wovon ca. 67 % auf die vorgelagerten Prozesse (Verluste) und ca. 33 % auf Verbrennungsausstoß (Restemissionen) entfallen.

- Im Braunkohlesektor (BK) wurden für die weltweite Ermittlung der CH₄-Emissionen
 - auf der Basis der für das Bundesgebiet relativ gesichert vorliegenden Emissionsfaktoren (Verbrennungsbereich) bzw. Verlust- und Entgasungsraten (vorgelagerte Bereiche)
 - nach Plausibilitätsüberlegungen eingegrenzte Faktoren und Raten festgelegt und in Ansatz gebracht,

da weltweit nur sehr widersprüchliche und teilweise wenig plausible Angaben vorliegen.

Bei der Förderung emittierten mit ca. 1,7 Mio t CH₄ ca. 68 % der Gesamt-BK-CH₄-Emissionen und ca. 2 % der weltweit gesamten CH₄-Emissionen, d.h. also im vorgelagerten Bereich. In der EG ohne BRD emittierten 0,007 Mio t CH₄; der dominierende Anteil weltweit entfällt auf Osteuropa (ohne UdSSR) mit ca. 1,075 Mio t CH₄.

Beim Verbrennen von BK werden weltweit ca. 0,8 Mio t CH₄ frei, wobei die BRD mit ca. 0,021 t einen Anteil von 2,6 % emittiert.

- Im Steinkohlebereich (SK) wurde, als Ergebnis von Recherchen mit Unterstützung des Gesamtverbandes Deutscher Steinkohlebergbau /Zimmermeyer, 1989/, jährlich weltweit in den achtziger Jahren ca. 2,4 Mrd t Steinkohle, zu je einem Drittel in oberflächennahen, mittleren und tiefen Abbaulagen, gefördert.

Die Förderemissionen an begleitendem Methan betragen nach lagebezogen differenziertem Ansatz der (Begleit-)Emissionsfaktoren ca. 20,5 Mio t CH₄. Diese repräsentieren ca. 25 % aller CH₄-Emissionen, d.h. derjenigen der direkten energetischen Verwendung vorge lagerten Bereiche.

Die Methanemissionen beim Verbrennen von SK erreichen relativ hohe Werte, da die E-Faktoren bekanntlich sehr stark von den tatsächlichen, regional oft ineffektiven Feuerungstechniken der Verbrennungsaggregate einschließlich Nachreinigungssysteme abhängen. Insofern sind auch die Ergebnisse mit relativ hohen Unsicherheitsfaktoren behaftet und sollten dementsprechend in ihrer Aussagekraft interpretiert werden. Vor allem für die VR China, für die UdSSR und für Osteuropa liegen kaum verwertbare Angaben vor, jedoch ist nach fachlicher Einschätzung generell davon auszugehen, daß in diesen Regionen aktuell

- wenn überhaupt - noch die technischen Standards der vierziger und fünfziger Jahre dominieren.

In den auf Schätzungen beruhenden insgesamt ca. 10,5 Mio t SK-bezogenen CH₄-Emissionen entfallen immerhin ca. 9,8 Mio t auf die aus diesen Regionen stammenden SK-Abbrand-Emissionen, d.h. ca. 93 % aller SK-Abbrandemissionen. Diese repräsentieren allerdings ca. 12 % aller weltweiten CH₄-Emissionen. Dennoch beruhen die zugrundegelegten Emissionsfaktoren nach Expertenansicht auf durchaus noch konservativen Einschätzungen.

Wir sind der Meinung, daß hier dringend noch grundlegender Forschungsbedarf besteht. Zumindest sollte - bei Überlegungen zur Inangriffnahme von Strategieentwicklungsmaßnahmen - diesem überhaupt nicht abgesicherten Tatbestand unserer Einschätzung nach gebührend Rechnung getragen werden.

Die gesamten CH₄-Emissionen aus dem SK-Bereich repräsentieren - bei Einbezug der obengenannten äußerst unsicheren Datenlage - ca. 28 % aller weltweit errechneten CH₄-Emissionen.

- Im Teilbereich Deponiegas der Abfallwirtschaft existieren nur für Industrieländer einigermaßen gesicherte Daten. Insofern kann eine weltweite Abschätzung der Methan-Emissionen aus der Deponiebewirtschaftung - ohne sehr aufwendige, detailliertere zusätzliche Recherchen - zwangsläufig nur sehr grob erfolgen. Beide Hauptanteile des Deponiegases, CH₄ und CO₂, sind klimawirksame Spurengase. In Industrieländern beträgt die Zusammensetzung der Deponiegasanteile: CH₄, etwa 55 Vol.-%; CO₂, etwa 45 Vol.-%.

Pro Tonne Hausmüll werden im OECD-Bereich während der etwa 10-20 Jahre dauernden Reaktionszeit im Deponiekörper 200-300 m³ Deponiegas (Konversionsfaktor) emittiert, die erst seit jüngster Zeit und nur in wenigen Ländern nach entsprechenden Reglementen aufgefangen und bezüglich CH₄ verwertet werden. In den meisten Ländern diffundiert das Deponiegas in diffuser Form aus dem Deponiekörper, nur gelegentlich werden zentrale Quellen abgefackelt.

Für die weltweite Abschätzung wurden auf der Basis der Bundesdaten modifizierte, allerdings eher konservative Annahmen hinsichtlich Bevölkerung, Pro-Kopf-Anteil des Hausmülls, des Konversionsfaktors in (unabgedeckten) Deponien sowie der Verwertungsrate des Deponiegases zugrunde gelegt.

Insgesamt werden, darauf fußend, etwa 530 Mio t/a deponierter organischer Abfall angesetzt, die jährlich ca. 105 Mio m³ Deponiegas erzeugen, das zu ca. 42 Mio t aus CH₄ besteht und vollständig als Emissionsmenge anzunehmen ist.

Bedenkt man, daß diese Emissionsmenge immerhin knapp zwei Fünftel der weltweit abgeschätzten Gesamtemissionsmenge von knapp 110 Mio t/a (vgl. Tabelle 2.1) darstellt und auf welcher unsicheren Basisannahmen die Abschätzung beruht, so wird verständlich, daß dieses Segment ebenfalls noch sehr umfangreicher zusätzlicher Forschungsarbeiten bedarf.

Minderungspotentiale sind nur über Müllvermeidung, Müllverbrennung (Emissionsverlagerung allerdings auf den CO₂-Pfad) sowie thermischer Nutzung des Deponiegases nach möglichst vollständiger Abdeckung der Deponiekörper zu realisieren.

Über Restemissionen nach Abfackeln bzw. energetischer Verbrennung des Deponiegases sind keine belastbaren Abschätzungen machbar.

- Die Methanemissionen beim Betreiben von via Abfallwirtschaft energetisch genutzten Bio-gasanlagen in der Dritten Welt (vor allem VR China und Indien, teilweise auch Brasilien) betragen nach Abschätzung über die Zahl der installierten Anlagen ca. 1,3-1,7 Mio t CH₄, die insgesamt etwa 1 % der Gesamtemissionen darstellen.
- Die energetische Nutzung von Brennholz vor allem in der Dritten Welt (nach FAO-Angaben /Fischer, 1989/ in 1986: ca. 1,67 x 10⁹ m³ Holz) hat eine Methan-Restemission von ca. 11,0 Mio t CH₄ zur Folge, die etwa 40 % aller Methan-Restemissionen und ca. 10 % der Gesamt-Emissionen repräsentieren.

Fazit ist, wie Abbildung 2.1 anschaulich zeigt, daß bei der Übersicht der weltweiten Methanemissionen aus den energie- und abfallwirtschaftlichen Quellenbereichen die Verlustemissionen aus den vorgelagerten Prozessen dominieren.

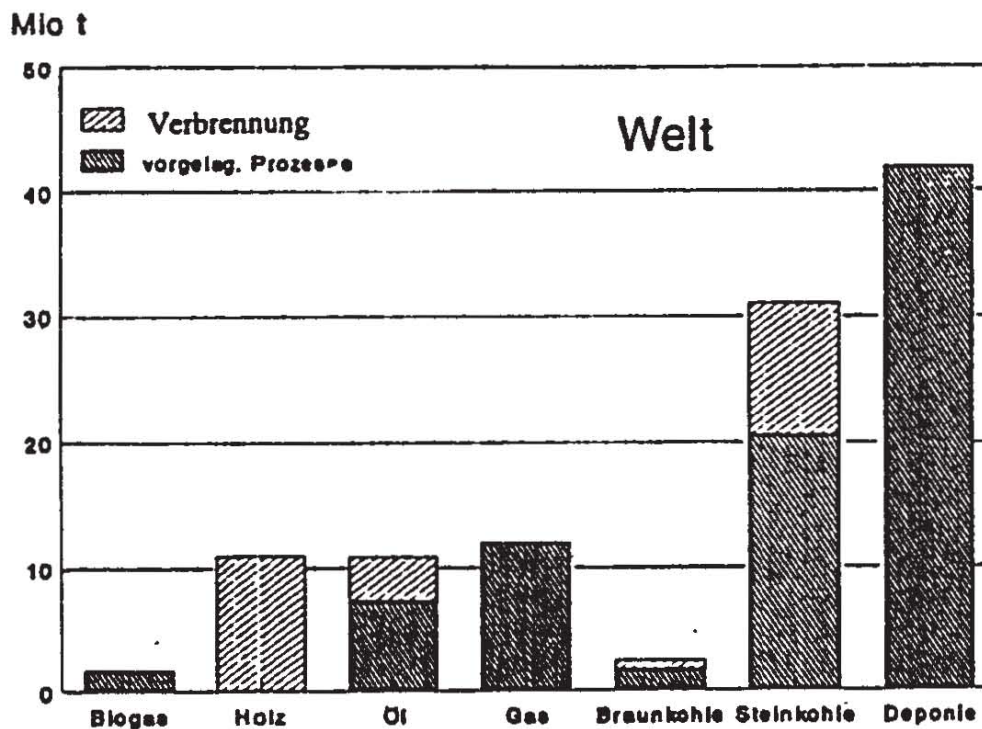


Abb. 2.1: Weltweite Methanemissionen aus dem Energie- und Abfallsektor /Selzer, Rogner, 1989/

Größtes Teilsegment in dieser als "erste Grobabschätzung" zu bewertenden Berechnung der CH₄-Emissionen ist mit ca. 40 % der Deponiebereich, ein Sektor allerdings, für den weltweit - wie oben ausgeführt - Emissions-Angaben folgerichtig in der Basisliteratur nur in Bandbreiten vorliegen können.

Methanemissionen in der Bundesrepublik Deutschland für den Energie- und Abfallbereich

Gegenüber den weltweiten Abschätzungen zur CH₄-Emission sind die diesbezüglichen Berechnungen zur Bundesrepublik Deutschland im wesentlichen gekennzeichnet durch vier Faktoren:

1. In den Teilsegmenten Erdgas- und Erdölwirtschaft liegen für die Restemissionen (aus Verbrennung etc.) wesentlich detailliertere Daten vor, so daß genauere Abschätzungen möglich waren. Die weltweiten Abschätzungen erfolgen hier sogar in der Regel durch Hochrechnungen - nach auf Plausibilität überprüften Annahmeveränderungen - der bundesdeutschen Verhältnisse.
2. Bei den Subsegmenten der Verlustemissionen (vorgelagerte Prozesse) infolge Verteilung und Handling (Netze, Lagerung etc. vor allem bei Erdgas) wurde analog verfahren, da auch hier für die Bundessituation aufgrund einer jüngeren Studie im Auftrag der Ruhrgas AG /Batelle, 1989/ neuere Daten vorlagen. Für Erdöl und Erdgas wurden hierzu ebenfalls hauptsächlich jüngere Daten /ADL, 1989/ verwendet.
3. Für die die Erdgas-, Erdölgas- und Erdölwirtschaft kennzeichnenden Verlustemissionen (bei den diese Importprodukte belastenden (Teil-)Verlusten der vorgelagerten Kette) mußte dagegen auf Globalschätzungen (/ADL, 1989/, /CEDIGAZ, 1988/, etc.) zurückgegriffen werden.
4. Für die Emissionsquellenbereiche SK, BK, Holz und Deponiegas liegen für die Bundesrepublik relativ belastbare Daten - selbst bei Importware (SK) - vor.

Vor diesem Hintergrund müssen die im folgenden referierten Ergebnisse bewertet und interpretiert werden.

In Tabelle 2.2 sind die Ergebnisse der Abschätzungen aus den Teilsegmenten - die jeweiligen Subsegmente zusammenfassend - dargestellt. Insgesamt beträgt der CH₄-Ausstoß ca. 2,6 Mio t/a in der Bundesrepublik. Sein Anteil am weltweiten Ausstoß beträgt damit ca. 2,4 %.

- Im Ergassektor wurden 1987 im Bundesgebiet an Naturgasen 63,62 Mrd m³, davon 63,0 Mrd m³ (99 %) an Erdgas- und Erdölgas (nach /Schneider-Fresenius, 1989/) verbraucht. Der Rest waren Klärgase. Aus eigenen Quellen wurden 17,69 Mrd m³ (28 %) verbraucht, die restlichen 72 % wurden importiert, wobei der höchste Anteil mit 29 %-Punkten aus der UdSSR stammte.

Die Explorationsverluste (Detailanteile: siehe obige Ausführungen), d.h. die CH₄-Verlustemissionen bei der Gasproduktion, werden nach /Schneider-Fresenius, 1989/ mit 46 Mio m³/a, d.h. 13 % der gesamten vorgelagerten Methanemissionen von ca. 350 Mio m³ (entspricht ca. 0,250 Mio t/a) beziffert. Allerdings ist anzumerken, daß dieser Wert mit einer Fehlerspanne von +/- 40 % behaftet ist. Der internationale Ferntransport macht davon ca. 2 %, der nationale Ferntransport 1,6 %, die Erdspeicher 2 %, die Ortsnetze 64 %, die Hausinstallationen 14 % und die CH₄-Verluste in den Industrieanlagen und Kraftwerken rund 3 % der Gesamtbilanz aus. Via Methananteil am Erdgas hochgerechnet, entsprechen die genannten 350 Mio m³/a (Methan-)Verluste einem Erdgasverlust von ca. 393 Mio m³/a.

Tabelle 2.2

**Jährliche Methanemissionen im Sektor Energie- und Abfallwirtschaft
in der Bundesrepublik Deutschland (Datenlage 1986-1988) /Selzer, Rogner, 1989/**

Emissions- bereiche <hr/> Segmente (PE)	Emissionshauptbereiche						Bundes- republik gesamt		Emissio- nen weltweit		Anteil Bund	
	Verlustemissionen (vorgelagerte Prozesse)			Restemissionen (Verbrennung)								
	1000 t	‡	‡	1000 t	‡	‡	1000 t	‡	1000 t	‡	‡	
Erdgas	250	98		6.37	2		256	10	12000	11	2.1	
			10			4						
Mineralöl	273	91		76.77	9		350	13	10900	10	3.2	
			11			53						
Braunkohle	1	5		21.11	95		22	1	2500	2	0.9	
			0.1			15						
Steinkohle	1131	98		27.72	2		1159	44	31000	28	3.7	
			45			19						
Holz u.a.	•1)	-		11.96	100		12	0.5	11000	11	0.1	
			-			9						
Deponien	830	100		•1)	-		830	31.5	42000	42	2.0	
			34			-						
Gesamt	2485	94	100	143.93	6	100	2629	100	111100	100	2.4	

1) Keine Angaben möglich

Die Restemissionen durch Verbrennung beim Endverbrauch betragen nach Ermittlungen via Methan-Emissionsfaktoren ca. 6,370 t/a für 1987. Aus den Ausführungen der Basisliteratur geht im übrigen nicht eindeutig hervor, ob im Subsegment Industrieanlagen/Kraftwerke (3 %, s.o.) auch die Verluste im nichtenergetischen Erdgaseinsatz (u. a. als Chemierohprodukte) integriert sind. Hier ist - wie oben erwähnt - darauf hinzuweisen, daß noch erhebliche Wissenslücken existieren, die nur mit gesonderten Untersuchungen, u. a. auch Messungen zu schließen sind.

Insgesamt beträgt die CH₄-Emission aus dem Erdgasbereich 10 % des gesamten CH₄-Ausstoßes in der BRD und 2,1 % der weltweiten CH₄-Emissionen in der Erdgaswirtschaft.

- Im Mineralölsektor fallen in den vorgelagerten Prozessen - abgeleitet aus den Welt Daten auf Basis des Mineralölanteils der BRD - an CH₄-Verlustemissionen insgesamt ca. 380 Mio m³/a, entsprechend 0,273 Mio t/a, an. Diese Abschätzung ist innerhalb eines Fehlerranges von +/- 40 % zu betrachten. Daraus entfallen ca. 53 % auf Rohölversorgungs-, 2 % auf Raffinerie- und 45 % auf Verluste bei der Herstellung "zusätzlicher Mineralölprodukte".

Eine neuere Studie /ADL, 1989/ gibt für vorgelagerte Prozesse für die BRD CH₄-Verluste in einem Bereich von 300-500 Mio m³ an, wobei die Reinjektion in die Förderstätten des dem Mineralölbereich in der Regel zugeordneten Erdölgasverlust verlustmäßig allerdings nicht berücksichtigt ist.

Bei den Restemissionen in Höhe von 76,77 kt/a CH₄ dominieren die Methanverluste im Verkehrssektor mit Treibstoffverbräuchen (73000 t/a = 95 %).

Damit beträgt der CH₄-Anteil des Mineralölsektors (0,35 Mio t/a) an den Gesamtemissionen der BRD ca. 13 % und ca. 3,2 % der weltweiten CH₄-Emissionen des Mineralölbereichs von ca. 10,9 Mio t.

- Im Braunkohlebereich dominieren mit ca. 95 % (21110 t/a) die CH₄-Restemissionen aus dem (unvollständigen) Verbrennen vor allem im Hausbrandbereich.
- Im Steinkohlesektor dagegen überwiegt bei weitem der vorgelagerte Bereich mit ca. 98 % aller CH₄-Emissionen durch Verlustemissionen im Förderbereich (1,130 Mio t/a CH₄), obwohl mit 370 Mio m³ (0,266 Mio t) ca. 19 % des gesamten im Bergbau abgeführten Grubengases (ca. 1950 Mio m³) energetisch verwendet wird.
- Im Bereich Holzverbrennung wurden 1987 insgesamt CH₄-Restemissionen durch unvollständige Verbrennungsreaktionen in Höhe von ca. 16,66 Mio m³/a (entsprechend 11960 t/a) CH₄ in die Atmosphäre frei. Diese Menge entspricht einem Anteil von ca. 0,5 % der CH₄-Emissionen im Bundesgebiet.
- Neben CO₂-Emissionen als Anteil (45 %) der Deponiegase wurden im Bundesgebiet im Bereich Abfallwirtschaft/Deponierung CH₄-Anteile des Deponiegases 1985 bis 1988 jährlich in Höhe von ca. 1150 Mio m³ frei, die ca. 0,830 Mio t CH₄ entsprechen.

Grundlage für diese Abschätzungen sind relativ belastbare Annahmen der Abfallwirtschaft (ca. 480 kg pro Kopf der Bevölkerung Müllaufkommen, davon ca. 355 kg auf Deponien gelagert; organ. Anteil ca. 85 %; CH₄-Gesamtanteil ca. 1,5 Mrd m³, davon ca. 20 % entsorgt (abgefackelt) bzw. energetisch genutzt). Diese CH₄-Menge entspricht einem Anteil von ca. 31,5 % der Gesamt-CH₄-Menge.

Reduzierungspotentiale bestehen vor allem durch moderne Deponiebewirtschaftung (Abdeckung der Deponiekörper mit zentraler Fassung und energetischer Verwertung der Deponiegase).

Fazit ist, wie Abbildung 2.2 zeigt, daß für den Bereich der Bundesrepublik in den vorgelagerten Sektoren die CH₄-Verlustemissionen mit über 95 % bei weitem dominieren. Den höchsten Anteil

erreichen die CH_4 -Emissionen aus dem Steinkohlebereich (Energiesektor) mit insgesamt 44 %, gefolgt vom Deponiebereich (Abfallsektor) mit 31,5 % .

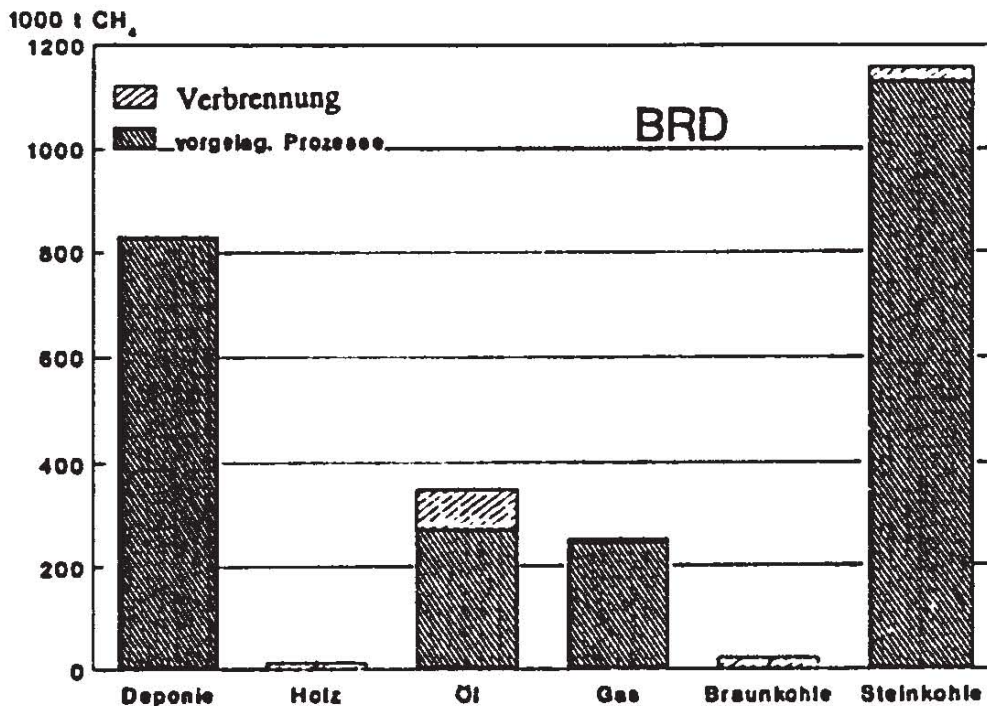


Abb. 2.2: CH_4 -Methanemissionen aus dem Energie- und Abfallsektor /Selzer, Rogner, 1989/

Gemessen an den Verbrennungs- oder Restemissionen (vgl. Abbildung 2.3), dominiert der Emittentenbereich Verkehr mit CH_4 -Emissionen aus dem Mineralölsektor, die allerdings mit ca. 73000 t/a lediglich 2,7 % aller CH_4 -Emissionen repräsentieren.

2.2 Gegenwärtiger Erkenntnisstand des Beitrages von Methan zum Treibhauseffekt und CO_2 -Äquivalente

Die Klimawirksamkeit des Methans, insbesondere sein Beitrag zum Treibhauseffekt durch Behinderung der Wärmehückstrahlung, wird in der Regel vereinfacht mit dem Index der CO_2 -Äquivalenz angegeben. Leitsubstanz ist demnach das Kohlendioxid. In der bisherigen deutschsprachigen Literatur wird aufgrund von luftchemischen Berechnungsverfahren meist eine Bandbreite vom 30-32-fachen Wert für die (Treibhaus-)Klimawirksamkeit eines Mols CH_4 gegenüber derjenigen eines Mols CO_2 angegeben. In der US-amerikanischen Literatur dominieren dagegen Werte um 20.

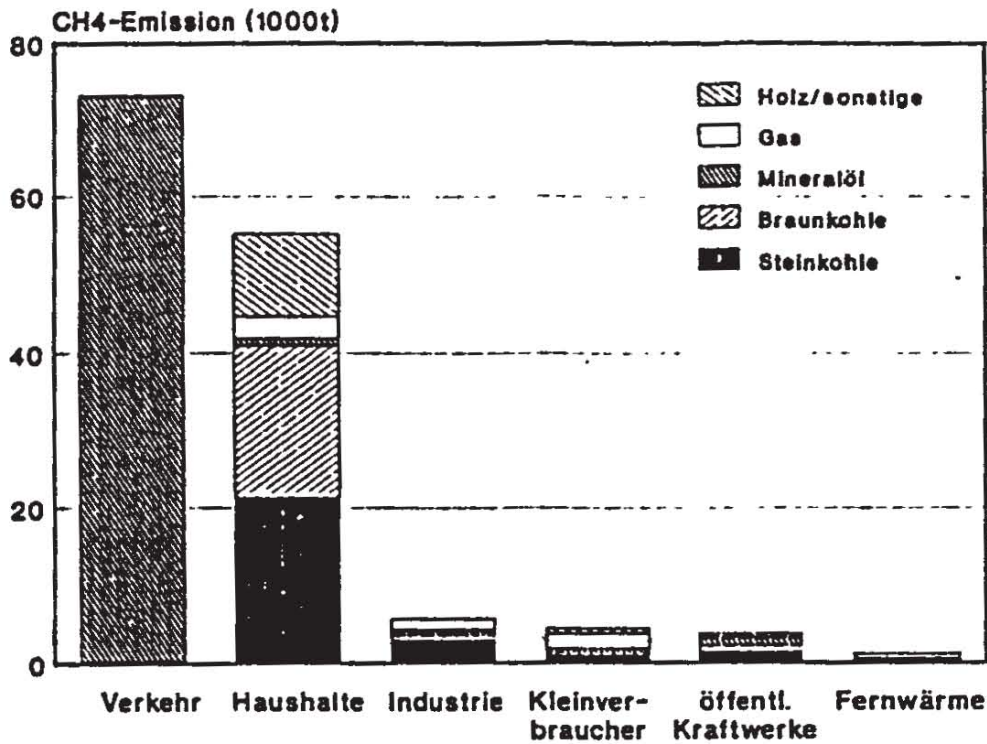


Abb. 2.3: CH₄-Restemissionen aus Verbrennung und Verbrauch nach Emittentenbereichen und Energieträgern /Selzer, Rogner, 1989/

Atmosphärische Verweilzeit des Methans und luftchemische CH₄-Senken

Unabhängig von der exakten Festlegung dieses Wertes, wofür sicherlich noch eine Reihe von Grundlagenrecherchen erforderlich sind, dessen genaue Größe nach den bisherigen Abschätzungen jedoch für konkrete Maßnahmenentwicklungen nicht die bisher zugeordnete Relevanz zu haben scheint, dürfte klar sein, daß neben der Ermittlung der Methan-Quellen (vgl. Kapitel 2.1) die gesicherte Kenntnis der Methansenken großen Einfluß hat auf die Klimarelevanz, d.h. die Kenntnis darüber, welche Anteile der CH₄-Emissionen von ihrer "Lebensdauer" her gesehen überhaupt klimawirksam werden können. Indirekt wird darüber natürlich dann das Problem der CO₂-Äquivalenz tangiert.

Der luftchemische Abbau des Methans in der Atmosphäre wird durch die Reaktion mit photolytisch gebildeten OH-Radikalen initiiert. Konzentration der OH-Radikale und Reaktionsgeschwindigkeit bestimmen die Senkenstärke und "Lebensdauer" der CH₄-Moleküle. Das Endprodukt der Reaktionskette sind CO₂ und H₂O. Neuere Untersuchungen /Okken, Kram, 1989/ führten allerdings zu der Erkenntnis, daß auch das CO-Molekül als potentieller Reaktionspartner des OH-Radikals "Konkurrent" des Methans ist, und somit emittiertes CO indirekt zur Verringerung der Senkenstärke für Methan beitragen könnte.

Nach den bisherigen Modellannahmen und -ergebnissen /Cicerone, Oremland, 1988/ rechnet man mit einer atmosphärischen Verweilzeit des Methans von 8,1-11,8 Jahren, die allerdings - bezieht man die starke Befruchtung der Atmosphäre mit anthropogenem CO, dem "Konkurrenzprodukt" für den Abbau von Methan via OH-Radikale mit ein - durchaus in Richtung höherer Zeitdauer tendieren könnte.

Die Aufenthaltszeit von CO₂ wird von /Graßl, 1989/ für den "natürlichen Kreislauf" mit 5-7 Jahren, diejenige des "anthropogenen Zusatzes" jedoch mit ca. 100 Jahren angegeben, da als Hauptsenke nur mehr die Ozeane in Betracht kommen.

CO₂-Äquivalenz des CH₄ und Klimawirksamkeit - Senkenunterschiede von CH₄ und CO₂

Setzt man die Klimawirksamkeit des Methans in Vergleich zu derjenigen des CO₂, so muß theoretisch unterschieden werden zwischen emissions- und konzentrationsbezogener Relevanz. CO₂ als nahezu inerte Substanz kann chemisch nur unter Hinzufügung von Energie (Photone im Beisein des "Katalysators" (Pflanzen-)Chlorophyll) reagieren oder physikalisch (vom Wasser der Ozeane) ab- bzw. adsorbiert werden. Bei CH₄ ist dagegen die Geschwindigkeit chemischer Reaktionen konzentrationsabhängig, d.h. "zusätzlich" emittiertes Methan muß nicht notwendigerweise eine Verlängerung der Aufenthaltsdauer als (klima-)wirksame Substanz erfahren. Als Konsequenz wird in den Arbeiten der Teilstudie A.3.3 /Selzer, Rogner, 1989/ des vorliegenden Studienkomplexes gefolgert, daß die emissionsbezogene Klimarelevanz des CH₄, auch nur - entsprechend der 10-fachen Verweilzeit des CO₂ (ca. 100 Jahre) gegenüber derjenigen des CH₄ (ca. 10 Jahre) - nur 1/10 der konzentrationsbezogenen Relevanz gegenüber CO₂ besitzt.

Dies bedeutet, daß nach diesen Berechnungen der CO₂-Äquivalenz-Wert des CH₄ sich vom bisher angenommenen 20-30-fachen auf den 2-3-fachen Wert erniedrigen dürfte. Im (Zwischen-) Ergebnis: ein emittiertes CH₄-Molekül beeinträchtigt das Klima 2-3, d.h. im Mittel 2,5-mal so stark wie ein zusätzlich - zu dem natürlichen Kreislauf - emittiertes CO₂-Molekül. Im Endergebnis: Da pro umwandlungslatentes CH₄-Molekül jeweils ein CO₂-Molekül als Endprodukt entsteht, muß dieses zusalldiert werden, so daß nach diesen Überlegungen die effektive Klimawirksamkeit 3,5 mal so groß wie beim CO₂ pro Molekül sein dürfte.

Eine neuere Untersuchung /Derwent, 1990/ weist darauf hin, daß für die Beurteilung der Klimarelevanz des Methans gegebenenfalls eine zeitabhängige Betrachtung sinnvoll ist.

3. Möglichkeiten und Potentiale sowie volkswirtschaftlicher Aufwand zur CO₂-Minderung in der Bundesrepublik Deutschland

3.1 Analyse der Förderpotentiale und langfristigen Verfügbarkeit von Erdöl, Erdgas und Kohle

3.1.1 Weltweite Reserven und Ressourcen von Erdöl, Erdgas und Kohle

Für eine Betrachtung der Ressourcenverfügbarkeit über einen Zeithorizont von gut 60 Jahren kommt der Unterscheidung zwischen Reserven (Vorräten) und Ressourcen, sowie konventionellen und nicht konventionellen Vorkommen, besondere Bedeutung zu. Reserven und Ressourcen sind dynamische Größen, die sich fortwährend aufgrund des technischen Wandels verändern: verbesserte Explorationstechnologien und -methoden verschieben die bekannten Reserven in Richtung der bisher nur vermuteten Ressourcen bzw. erhöhen deren Umfang. Ebenso wirkt sich der Fortschritt im Bereich der Fördertechnologien positiv auf das Volumen der wirtschaftlich förderbaren Vorkommen aus. Gemeinsam bewirken diese Entwicklungen auch eine Dämpfung der andernfalls kontinuierlich steigenden Kosten der Ressourcenbereitstellung.

Reserven oder Vorräte umfassen alle fossilen Brennstoffvorkommen, die aufgrund vorliegender geologischer und produktionstechnischer Informationen mit an Sicherheit grenzender Wahrscheinlichkeit aus bekannten Lagerstätten unter gegenwärtigen wirtschaftlichen und technologischen Produktionsbedingungen gewonnen werden können (auch sichere Reserven genannt). Alle übrigen Kategorien bedürfen entweder veränderter wirtschaftlicher Randbedingungen, technischen Fortschritts (verbesserte Explorationsmethoden und -technologien oder neue Produktions- bzw. Bohrverfahren) oder zusätzlicher Exploration, um die heute entweder submarginalen oder noch zu findenden Vorkommen in die Kategorie Reserven überführen zu können. Der hier relevante Begriff der zusätzlichen Ressourcen umfaßt damit noch nicht entdeckte, geologisch aber wahrscheinliche und unter heute absehbaren technoökonomischen Entwicklungen gewinnbare Potentiale.

Es ist wichtig, an dieser Stelle festzuhalten, daß der Begriff Reserven und die damit assoziierten quantifizierten Mengenangaben für das Referenzjahr 1987 statische Größen sind. Daten zu den Reserven der fossilen Energieträger basieren somit definitionsgemäß auf dem heutigen Stand der Explorations- und Fördertechnologien. Die Ressourcenmengen hingegen antizipieren in vielen Bereichen technologische Weiterentwicklungen.

Die Angaben zur weltweiten Verfügbarkeit der verschiedenen Primärenergieträger sind vor dem Hintergrund der jährlichen (weltweiten) Bedarfsvolumina zu sehen. Die in Abbildung 3.1 wiedergegebenen Werte für die weltweiten Verbrauchsmengen und -strukturen dienen einer ersten Ori-

entierung über die relevanten Größenordnungen. Aus den Zahlenwerten lassen sich Vorstellungen darüber gewinnen, in welchem Maße heute die verfügbaren Energievorräte beansprucht werden. Die Angaben in Abbildung 3.1 zeigen, daß für 1988 von einem jährlichen Weltenergieverbrauch von etwa 339 Exajoule (ohne sogenannte non-commercials) auszugehen ist. Dem steht eine Schätzung der gesamten gesicherten Weltreserven an fossilen Primärenergieträgern (Kohle, Erdöl und Erdgas) von 26000 - 29000 EJ gegenüber. Gemessen am Energiegehalt dieser Brennstoffe werden demnach gegenwärtig jedes Jahr etwa 1 % der fossilen Energievorräte (gesicherte und wirtschaftlich erschließbare Reserven) verbraucht.

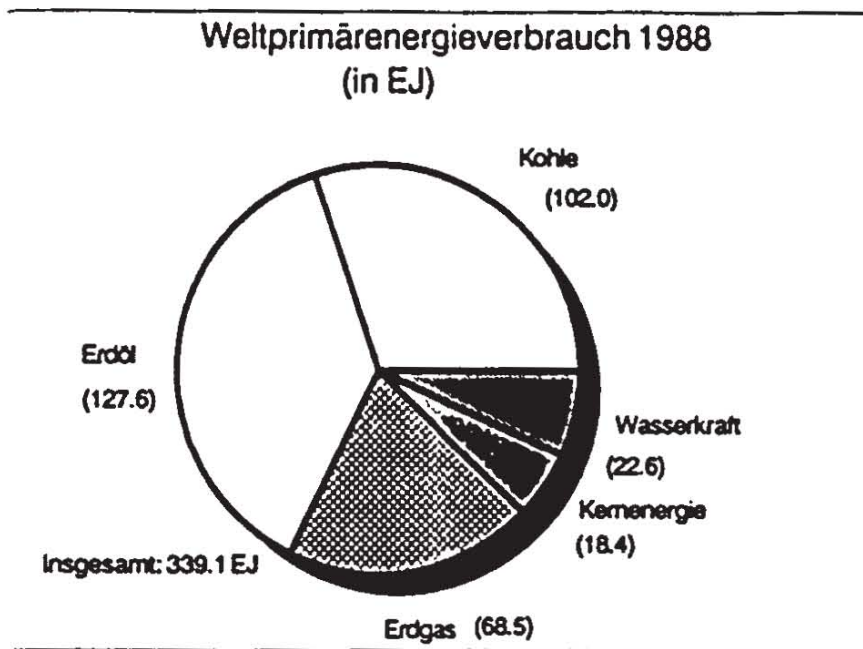


Abb. 3.1: Weltprimärenergieverbrauch 1988 in EJ /BP, 1989/

Tabelle 3.1

Weltweite fossile Energiereserven /Rogner, 1989/

Kohlen	16800 - 19900 EJ
Erdöl	5200 EJ
Erdgas	4200 EJ
<hr/>	
Summe	26200 - 29300 EJ

Die Abbildung 3.1 zeigt die bekannt dominierende Rolle der fossilen Brennstoffe in der heutigen Energieversorgung. Fast 88 % des weltweiten Energiebedarfs werden durch den Verbrauch von Kohle, Erdöl und Erdgas gedeckt. (Nicht enthalten ist die Verbrennung von Holz, Abfällen etc.)

Tabelle 3.1 vermittelt einen Überblick über die derzeitige Energieträgerstruktur der Reserven. Tabelle 3.2 gibt die statischen Reichweiten, d.h. das Verhältnis der sicheren Reserven zur laufenden jährlichen Förderung, der fossilen Energieträger Erdöl, Erdgas und Kohlen wieder. Erdöl hat heute mit 41 Jahren die niedrigste statische Reichweite. Die bekannten sicheren Erdgasreserven decken mit 58 Jahren fast den Zeithorizont dieser Untersuchung ab, während die Kohlenvorräte noch für Jahrhunderte ausreichend zur Verfügung stehen werden. An dieser Stelle ist zu beachten, daß bei zukünftig steigendem Weltenergiebedarf die Reichweitezahlen nach unten korrigiert werden müssen (sogenannte dynamische Reichweite).

Regionalisiert weisen die statischen Reichweiten deutliche Unterschiede auf. Insbesondere bei Erdöl dominiert der Nahe Osten. Die Hauptverbrauchsregionen Nordamerika, Westeuropa und die Sowjetunion haben die geringsten Reichweiten.

Tabelle 3.2

Statische Reichweiten der sicheren Erdöl-, Erdgas- und Kohlereserven in Jahren
(Stand Anfang 1989)

Region	Erdöl	Erdgas	Kohlen
Nordamerika	10	14	222
Lateinamerika	51	68	289
Westeuropa	12	34	210
Naher Osten	104	462	-
Sowjetunion und Australien/Ozeanien	20	57	152
Welt	41	58	195
Bundesrepublik	16	16	309

Bei Erdgas ist die Vorratssituation im Vergleich zum Verbrauch etwas ausgeglichener. Dennoch dominiert auch hier der Nahe Osten. Mit der Ausnahme von Nordamerika liegen die Reichweiten der heimischen Reserven in den Hauptverbrauchsregionen ca. um einen Faktor 3 über denen des Erdöls. Im Nahen Osten ist dieser Faktor noch um ein Mehrfaches höher.

Die Kohlenvorräte haben in allen Regionen eine sehr hohe Reichweite.

Für die kürzere Sicht bis zum Jahr 2005 kann die Reservesituation wie folgt gekennzeichnet werden:

1. Faßt man die drei fossilen Energieträger zusammen, so ist in den nächsten 15 Jahren kein Engpaß zu erkennen: Erdöl, Erdgas und Kohlen stehen in ausreichendem Maße zur Verfügung.
2. Aufgrund der geographischen Verteilung der Erdölvorräte wird die Erdölförderung der OPEC anteilmäßig am Welterdölaufkommen wieder zunehmen. Dies bedeutet eine partielle Substitution des teuren Erdöls aus Gebieten wie der Nordsee oder kleinen Feldern Nordamerikas durch billig förderbares OPEC-Erdöl. Auf die Marktpreise kann sich dies negativ auswirken: Höhere OPEC-Marktanteile lassen Oligopolstrategien zu, die zu realen Preissteigerungen führen können. Die von PROGNOSE erarbeiteten Referenzszenarien zur Energieverbrauchsentwicklung /PROGNOS, 1990/ rechnen bis 2005 allerdings nur mit einem marginalen realen Anstieg von 18 \$/b auf ca. 20 \$/b.
3. Erdgas steht in allen Regionen ausreichend zur Verfügung und könnte Erdöl in vielen Energieverbrauchsbereichen ersetzen.
4. Die konventionellen Erdgasvorräte nähern sich nicht wie im Falle des Erdöls einem Reservenplateau (langfristige konstante statische Reichweite), sondern werden auch bei zunehmender Förderung weiter ansteigen.

Bis zum Jahr 2050 werden die heute bekannten Reserven an Erdöl und Erdgas klar erschöpft sein. Neue Vorkommen müssen gefunden und erschlossen werden, d.h. Ressourcen sind in Reserven zu überführen. Daher kommt neuen und innovativen Fördertechnologien und Explorationsmethoden, die in jüngster Zeit entwickelt wurden, besondere Bedeutung zu. Insbesondere sind hier integrierte und computergesteuerte Informationssysteme zu erwähnen, die in Zukunft das Auffinden neuer Höffigkeitsgebiete mit weitaus höherer Erfolgswahrscheinlichkeit als in der Vergangenheit ermöglichen.

Die Schätzungen über die Weltenergie-Ressourcen (und damit über die Reservesituation der Jahre 2050 und später) sind deutlich spekulativer als die Angaben zu den heutigen Reserven. Unter der Annahme, daß die aus geologischen Erwägungen vermuteten Erdöl- und Erdgasressourcen mit einer Erfolgswahrscheinlichkeit von 50 % gefunden und gefördert werden können (50 % ist im historischen Vergleich ein konservativer Wert), erhöht sich die statische Reichweite der Erdöl- und Erdgasvorkommen beträchtlich. Tabelle 3.3 gibt einen Überblick über die Größenordnung der Ressourcenschätzungen.

Aufschluß über neue Funde geben letztendlich nur Probebohrungen. Von den Höffigkeitsgebieten der Welt ist bisher nur ein geringer Teil explorationsmäßig, d.h. durch Probebohrungen, untersucht worden. Selbst heute finden weltweit mehr als 70 % aller Bohrungen in den Vereinigten

Staaten und Kanada statt, die zusammen nur knapp 14 % aller Höffigkeitsgebiete ausmachen. Verglichen zu Nordamerika ist der Rest der Welt kohlenwasserstoffgeologisch quasi unerforscht. Das Potential der Neufunde außerhalb Nordamerikas und des OPEC-Bereichs ist somit groß.

Tabelle 3.3

Weltweite zusätzliche fossile Energieressourcen

Kohlen	80000 EJ
Erdöl ¹⁾	2350 EJ
Erdgas ¹⁾	4300 EJ

1) Ressourcen mit einer Erfolgswahrscheinlichkeit von 50 %.

Die zusätzlichen exploratorischen Möglichkeiten bei Erdgas liegen dabei selbst in gut explorierten Gebieten weit über denen des Erdöls: Während die bislang geographisch einseitige Konzentration der Explorationstätigkeiten auf Nordamerika für beide Kohlenwasserstoffe gleichermaßen zusätzliche Ressourcenpotentiale eröffnet, kommen bei Erdgas noch weitere Faktoren zum Tragen:

- Die sich mit der Tiefe der Erdkruste verändernden geothermischen Verhältnisse (Druck und Temperatur) lassen Erdölvorkommen nur bis zu einer Tiefe von ca. 3000 bis 4000 m zu. Erdgas hingegen ist thermisch stabiler, und ist somit nicht an die geothermischen Grenzen des Ölfensters gebunden.
- Erdgas ist im Gegensatz zu Erdöl komprimierbar und kann deshalb in dichten geologischen Formationen auftreten, in denen Erdöl nicht vorkommt.
- Heute steht in den meisten Ländern immer noch die Erdölexploration an erster Stelle. Dies ist aufgrund gegebener Verbrauchsstrukturen und der Vielseitigkeit des Erdöls und dessen leichter Transportierbarkeit nicht verwunderlich. Nachteilig für das Auffinden neuer Erdgasvorkommen ist bisher die Tatsache, daß die Explorationsmethoden und -technologien für die geologischen Voraussetzungen erfolgreicher Erdölfunde ausgelegt sind.
- Eine verstärkte Orientierung der in den letzten Jahren neuentwickelten Explorationsmethoden hin zu geologischen Formationen und in Teufenbereiche, in denen sich Erdgaslagerstätten entwickelt haben können, wird die Gasreserven mit an Sicherheit grenzender Wahrscheinlichkeit deutlich ausweiten.

Auf der Basis der in Tabelle 3.3 genannten Werte erhöht sich die statische Reichweite der Erdölvorkommen nur auf über 60 Jahre, während sich die Reichweite des Erdgases auf über 100 Jahre verdoppelt. Diese Reichweiten schließen nur konventionelle Vorkommen ein, d.h. Ressourcen, die den heutigen Vorkommen hinsichtlich Qualität, Fördertechnologie und Kosten entsprechen.

In einer Langfristbetrachtung bis zum Jahr 2050 müssen auch die nicht-konventionellen Erdölvorkommen wie Schweröle, Naturbitumen aus Teersanden oder Schieferöle berücksichtigt werden. Die weltweiten Vorräte an nicht konventionellem Erdöl sind beträchtlich und übertreffen die konventionellen Reserven und Ressourcen. Zusammen mit einer Verbesserung der Fördertechniken (Erhöhung des Entölungsgrades der Lagerstätten - heute etwa 34 % - durch sogenanntes Enhanced Oil Recovery) liegt die Größenordnung bei etwa 8000 bis 9000 EJ. Allerdings sind diese Vorkommen unter heutigen Marktbedingungen nicht wirtschaftlich gewinnbar (die aus heutiger Sicht abschätzbaren Förderkosten für nicht konventionelles Erdöl fangen bei ca. 20 US\$(87) pro Faß an und reichen bis 50 US\$(87) und mehr). Dies und die Tatsache, daß ausreichend konventionelles Erdöl für Jahrzehnte vorhanden ist, hat bisher nur ein geringes Interesse an einer genauen Bestandsaufnahme dieser Ressourcen aufkommen lassen. Zusätzlich sind die Umweltbelastungen bei großen Abraumengen zu beachten.

Nicht konventionelle Erdgasressourcen sind in großen Mengen mit Reichweiten von mehreren Jahrhunderten vorhanden, jedoch ist ein Großteil dieses Gases nach dem heutigen Stand der Technik noch nicht gewinnbar, weil (wie bei den nicht konventionellen Erdölvorkommen) angesichts der bekannten sicheren Erdgasreserven bisher kein Anlaß bestand, sich mit diesen Vorkommen intensiv zu beschäftigen.

3.1.2 Erdöl- und Erdgasressourcen sowie Kohlenvorkommen in der Bundesrepublik Deutschland

In der Bundesrepublik verteilen sich die flüssigen und gasförmigen Kohlenwasserstoffvorkommen auf drei Gebiete: Das Nordwestdeutsche Becken, den Oberrheintalgraben und das Molassebecken nördlich der Alpen, wobei die Vorkommen des Nordwestdeutschen Beckens die der anderen Gebiete größenordnungsmäßig übertreffen (siehe Tabelle 3.4).

Erdölressourcen der Bundesrepublik Deutschland

Insgesamt stehen der Bundesrepublik 2,5 EJ an sicher ausbringbaren und abbauwürdigen Ölreserven zur Verfügung. Die derzeitige jährliche Förderung liegt bei knapp 0,167 EJ. Dies ergibt eine statische Reichweite der deutschen Erdölreserven von knapp 16 Jahren.

Die längerfristige Erdölreservensituation der Bundesrepublik muß im Lichte der seit Anfang der 60er Jahre in der Bundesrepublik festzustellenden Verschiebung der Explorationsaktivitäten zu Gunsten des heimischen Erdgases und der zunehmenden Auslandstätigkeiten deutscher Unternehmen bewertet werden. Dies führte zu einer fast kontinuierlichen Abnahme der Reserven, da es

aufgrund der praktisch eingestellten Erdölexploration kaum mehr nennenswerte neue Funde gegeben hat.

Tabelle 3.4

Erdöl- und Erdgasvorräte in der Bundesrepublik

Kohlenwasserstoff- höffigkeitsgebiete	Erdöl		Erdgas	
	Mtoe	EJ	Gm ³	EJ
Nordwestdeutsches Becken	56,571	2,367	269,406	10,036
Oberheintalgraben	1,748	0,073	n.a.	n.a.
Molassebecken	2,181	0,091	2,892	0,108
<hr style="border-top: 1px dashed black;"/>				
Vorräte insgesamt	60,500	2,531	272,298	10,144

Die Erdölressourcensituation der Bundesrepublik läßt sich folgendermaßen darstellen: Insgesamt steht ein Ressourcenvolumen von ungefähr 6,9 bis 7,5 EJ zur Verfügung, wovon 2,5 EJ als sichere abbauwürdige Vorräte anzusehen sind. Des weiteren kann mit zusätzlichen 2,5 EJ an Neufunden gerechnet werden, vorausgesetzt, daß die zum Auffinden neuen Öls notwendigen Explorationsaktivitäten auch in Angriff genommen werden. 1,9 bis 2,5 EJ werden langfristig durch die sich im Laufe der Zeit verbessernden Tertiärverfahren gewonnen werden können. Nicht konventionelle Erdölressourcen sind in der Bundesrepublik in keinem nennenswerten Umfang vorhanden.

Bei der Beurteilung der in den Jahren 2005 und 2050 tatsächlich noch zur Verfügung stehenden Mengen müssen die bis zum jeweiligen Zeitpunkt bereits geförderten Mengen subtrahiert werden. Hier ist klar erkennbar, daß das gegenwärtige jährliche Produktionsniveau von knapp 4 Mio toe selbst unter optimistischsten Ressourcenannahmen nicht bis zum Jahr 2050 aufrechterhalten werden kann.

Erdgasressourcen der Bundesrepublik Deutschland

Der gesamte Lagerstätteninhalt der bisher in der Bundesrepublik aufgefundenen Gasfelder beläuft sich auf ungefähr 29,4 EJ. Der gewinnbare Anteil daran beträgt im Durchschnitt 76 %, d.h. rd. 22,4 EJ. Von dieser gewinnbaren Gasmenge wurden bis heute 12,3 EJ gefördert, womit sich ein

für die Zukunft zur Verfügung stehender sicher gewinnbarer Erdgasvorrat von 10,1 EJ ergibt. Knapp 50 % des verbleibenden Erdgasvorrats enthält Schwefelwasserstoffe, wodurch wegen des extrem toxischen und korrosiven Verhaltens besondere Anforderungen an die Förderung und Aufbereitung gestellt werden.

Weitere Erdgasfunde werden auch in der Bundesrepublik mit Sicherheit gemacht werden, zumal die Erdgasexplorationsaktivitäten im Gegensatz zum Erdöl in der Bundesrepublik stetig weitergeführt werden. Auch für die Bundesrepublik sind langfristig verbesserte Explorationsmethoden und ein Trend zu Teufen jenseits des Ölfensters zu erwarten. Die zukünftigen Gasneufunde allein in Norddeutschland werden auf 9,3 bis 13 EJ geschätzt, wobei sich diese Schätzungen vor allem auf Analysen bereits gut explorierter Gebiete und geologischer Formationen stützen. Weitere Neufunde werden in Schleswig-Holstein, in der Nordsee, im Oberrheingraben und im Alpenvorland erwartet. Spekulativ ist hierbei mit einer Größenordnung von mindestens 3,7 bis 7,5 EJ an zusätzlichen Erdgasvorkommen zu rechnen.

Es ergibt sich somit folgende Erdgasressourcensituation für die Bundesrepublik: Der Erdgasproduktion von 630 PJ des Jahres 1988 stehen rd. 10 EJ an sicheren Vorräten gegenüber. Neue Erdgasfunde werden auf 13 bis 20,5 EJ förderbare Vorräte geschätzt.

Die Produktionskosten der bekannten Gasvorräte werden mittelfristig im Kostenbereich von 2 bis 5 DM (87)/GJ liegen. Für neu zu entdeckende Erdgasvorkommen könnten die Kosten nicht zuletzt wegen der noch wenig bekannten Kosten des Tiefbohrens auf 9 DM (87)/GJ steigen.

Für das Jahr 2005 erscheint eine Erdgasproduktion von rd. 0,6 EJ bei Produktionskosten von 7 bis 8 DM (87)/GJ realistisch. Damit wären die bekannten Erdgasreserven der Bundesrepublik bis 2005 erschöpft. Da bis dahin ein Teil der noch aufzufindenden Erdgasressourcen zur Verfügung stehen wird, kann zwar von einer weiter anhaltenden heimischen Erdgasproduktion für die Zeit nach dem Jahr 2005 ausgegangen werden. Das Produktionsniveau wird jedoch bei steigenden Produktionskosten rückläufig sein. Für das Jahr 2050 wird ein Erdgasproduktionsvolumen von etwa 0,2 EJ (bei Produktionskosten von 9 DM (87)/GJ) angesetzt.

Kohlenvorkommen in der Bundesrepublik Deutschland

Die sicher erkannten in-situ Kohlenvorräte der Bundesrepublik werden mit 1435 EJ (44 Mrd t) für Steinkohlen und 460 EJ (55 Mrd t) für Braunkohlen angegeben. Die bergwirtschaftlich bedeutsamen, d.h. sicher ausbringbaren, abbauwürdigen Vorräte belaufen sich auf 710 EJ (23,9 Mrd t) Steinkohlen und 293 EJ (34,9 Mrd t) Braunkohlen. Die Vorräte an Steinkohlen sind dabei

berg wirtschaftlich mit Teufen bis 1500 m und Flözmächtigkeiten über 0,6 m definiert. Die Förderung 1988 betrug bei Steinkohle 73 Mio t, bei Braunkohle 108 Mio t. Die Vorräte in den laufenden geplanten Braunkohle-Tagebauen belaufen sich auf knapp 8 Mrd t Braunkohle, die damit bei einer langfristigen Förderkapazität von jährlich 120 Mrd Tonnen eine Reichweite von fast 70 Jahren aufweisen. Eine über diese 8 Mrd t hinausgehende Abbauplanung ist wegen des fernen Zeithorizonts im landesplanerischen Rahmen noch nicht angedacht worden.

3.1.3 Verfügbarkeit und Kosten von Importenergien für die Bundesrepublik Deutschland

Die Verfügbarkeit von Primärenergien im nationalen Rahmen bestimmt sich aus den Möglichkeiten

- heimische Energiequellen zu erschließen
- über Importe Anteile an den weltweiten Energiepotentialen zu nutzen.

Die Bundesrepublik muß derzeit rund 62 % ihres (fossilen) Energiebedarfs importieren. Die Energieträgerstruktur ist hierbei äußerst unausgewogen: Bei der Steinkohle beträgt die Importquote nur ca. 9 %, bei den Gasen 37 %, bei den Mineralölserzeugnissen aber über 95 %.

Die wohl gravierendsten Restriktionen bestehen damit langfristig eindeutig bei der Verfügbarkeit von Erdöl und seinen Derivaten. Wie gezeigt wurde, verfügt die Bundesrepublik selbst über keine nennenswerten Reserven. Die weltweite Ausgangslage läßt erkennen, daß die statische Reichweite der derzeit gesicherten und wirtschaftlichen gewinnbaren, konventionellen Welterdölreserven nur auf 40 Jahre geschätzt wird. Die dynamische Lebensdauer, die den erwarteten steigenden Welterdölverbrauch berücksichtigt (hier sind 1 % p.a. durchaus realistisch), läßt diesen Wert auf etwa 30 Jahre schrumpfen.

In der Vergangenheit ist es der Bundesrepublik gelungen, sich von der Weltförderung einen Anteil von etwa 4 - 5 % zu sichern. Bei einem sinkenden Bedarf in der Bundesrepublik, wie er z.B. im Referenzszenario von /PROGNOS, 1990/ erwartet wird (1987-2005: -11 % mit weiter sinkender Tendenz nach 2010), bei einem steigenden Ölbedarf der Entwicklungs- und Schwellenländer und einer langfristig wohl eher stagnierenden Weltölförderung dürfte diese 5 %-Marke eher die Obergrenze darstellen.

Zusätzlich ist allerdings zu beachten, daß über die nationale Verfügbarkeit eines weltweit gehandelten Gutes nicht nur Mengenrelationen, sondern auch die Bereitschaft - und Fähigkeit - eines Landes entscheidet einen gegebenen bzw. steigenden Knappheitspreis zu zahlen.

Die Frage der Ölimportkosten läßt sich für das Jahr 2005 noch mit einem relativ geringen Unsicherheitsbereich angeben. Bei Förderkosten von unter 2 \$/b im Nahen Osten, etwa 5 \$/b in den USA und 2-8 \$/b in der Nordsee dürften die Durchschnittskosten der Förderung in den nächsten 20 Jahren einschließlich Transportkosten und Abgaben die 10 \$-Grenze nicht überschreiten. Mittelfristig ist zwar ein Wiederaufleben von Oligopolstrukturen auf dem Weltölmarkt nicht auszuschließen, und ebenso dürfte sich die Preisbestimmungsmacht der OPEC wieder erhöhen. Aus der Reservesituation insgesamt und dem Konkurrenzdruck durch die sehr großen Reservepotentiale beim Erdgas dürfte aber der Preiserhöhungsspielraum bis 2005 die 20 \$(87)/b-Grenze nicht deutlich überschreiten (vgl. auch das Referenzszenario 2005 von /PROGNOS, 1990/). Nach 2010 werden dann aber von der Kostenseite her die relativ teuren EOR-Verfahren und sukzessive auch die unkonventionellen Ölreserven zum Tragen kommen, so daß in der sehr langen Sicht mit deutlichen Realpreissteigerungen zu rechnen ist.

Auch Erdgas wird in der Zukunft vermehrt importiert werden müssen. Das Referenzszenario von /PROGNOS, 1990/ rechnet bis 2005 mit einer Zunahme des Primärenergiebedarfs an Erdgas von 1,8 EJ (1988) auf 2,5 EJ. Bei praktisch gleichbleibender heimischer Produktion steigt der Importbedarf damit von 1,4 EJ auf fast 2,0 EJ.

Die Erdgasreserven und -ressourcen sind weltweit im Vergleich zum Erdöl deutlich größer. Die dynamische Lebensdauer allein der Reserven liegt trotz steigenden Weltbedarfs bei etwa 50 Jahren. Die Importmengen der Bundesrepublik machen hier im Referenzszenario von /PROGNOS, 1990/ nur ca. 2 % des Weltaufkommens aus, so daß es möglich sein sollte, im Zuge einer wachsenden Weltproduktion die Importe zu steigern. Bei langfristig stärker steigenden Ölpreisen und damit tendenziell auch höheren Erdgaspreisen werden Anreize geschaffen, bei Förderung und Transport in Kapazitätsausweitungen zu investieren. Technisch ist hier ein Gasimportvolumen von jährlich 6 EJ bei optimaler und zeitge rechter Investitionsplanung und Vertragsgestaltung machbar. Die Exportregionen wären in diesem Fall vor allem die Sowjetunion, Nordafrika und der Nahe Osten. Diese Versorgungsstruktur würde selbstverständlich eine geopolitische und versorgungsstrategische Absicherung erfordern.

Bei der Annahme, daß die in Kapitel 3.2 aufgezeigten Möglichkeiten der Emissionsminderung durch eine gasorientierte Brennstoffsubstitution voll realisiert würden, müssten die genannten 6 EJ voll ausgeschöpft werden. Da aus Konsistenzgründen diese Annahme auch auf praktisch alle Industrieländer ausgedehnt werden müßte, dürfte sich die zeitliche Reichweite der konventionellen weltweiten Erdgasressourcen (unter dieser Hypothese!) drastisch von 100 auf etwa 30 Jahre verringern, die Förderkosten würden sehr rasch von heute etwa 1-2 DM/GJ auf 5-8 DM/GJ

ansteigen, nicht konventionelle Erdgasvorkommen (mit Kosten zwischen 5 und 20 DM/GJ) müßten erschlossen werden.

Auch vom Nachfragesog her sind Preissteigerungen über das in den Referenzszenarien von /PROGNOS, 1990/ skizzierte Maß hinaus wahrscheinlich. Jedoch läßt sich hier keine verläßliche Angabe machen. Auf jeden Fall müßte eine sehr weitgehende Ausschöpfung der Substitutionspotentiale mit einer Neubewertung der Preisszenarien und der Versorgungssicherheit einhergehen.

Im Gegensatz zu Erdöl und Erdgas sind die Kohlereserven der Bundesrepublik beachtlich. Allerdings wird der Kostennachteil der deutschen Steinkohle gegenüber Drittländkohle auch langfristig erhalten bleiben (Kostenfaktor etwa 2:1). Angesichts der gewaltigen Weltreserven ist aber die Möglichkeit, Kohle zu importieren von den Mengen her praktisch nicht beschränkt. Indirekt könnten bei einer sehr starken Steigerung der Importmengen eine nicht genügende weltweite und innereuropäische Planung der Transportinfrastruktur ein Engpaß sein.

3.2 Mögliche Beiträge des Austausches fossiler Energieträger untereinander zur Minderung klimarelevanter Spurengasemissionen in der Bundesrepublik Deutschland

Im Zusammenhang mit den Substitutionsmöglichkeiten der fossilen Energieträger untereinander wird in der Literatur immer wieder auf die bedeutende Rolle des Methans (CH_4) bei dieser Fragestellung hingewiesen, das im Zusammenhang mit dem Abbau von Steinkohle, der Förderung von Erdöl und Erdgas sowie der Erdgasverteilung, aber auch bei der Verbrennung dieser Energieträger auftritt. Nach den in Kapitel 2 dargestellten Ergebnissen der Untersuchungen im Rahmen des Studienkomplexes A.3 ergeben sich für die Nutzung der fossilen Energieträger (gesamte Kette) CH_4 -Emissionen in Höhe von

- 0,02 kg CH_4 je GJ für Braunkohle,
- 0,52 kg CH_4 je GJ für Steinkohle,
- 0,05 kg CH_4 je GJ für Mineralölprodukte und
- 0,13 kg CH_4 je GJ für Erdgas,

wobei einzelne dieser Emissionsfaktoren auf groben, gegebenenfalls noch zu verbessernden Abschätzungen beruhen. In dem Zwischenbericht der Enquete-Kommission Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre /Enquete-Kommission, 1988/ wird davon ausgegangen, daß CH_4 ein um den Faktor 32 größeres Treibhauspotential als CO_2 pro Molekül hat. Die Untersuchungen im Rahmen des Studienschwerpunktes A.3.3 des Studienprogrammes /Selzer, 1989/ führen zu einem Faktor der Klimawirksamkeit von CH_4 von rund 3,5 pro Molekül (vgl. Kapitel 2). Die um den Faktor 10 geringere Klimawirksamkeit von CH_4 ist jedoch noch nicht soweit abgesichert, daß sie für die folgenden Berechnungen zugrunde gelegt werden könnte. Ihr kommt jedoch eine gewisse

Bedeutung für die Frage zu, inwieweit eine Substitution fossiler Energieträger zur Begrenzung des Treibhauseffektes beitragen kann. Auf die Auswirkungen der bestehenden Unsicherheit bezüglich der Klimawirksamkeit des CH_4 soll anhand einer überschlägigen Rechnung nachgegangen werden. Werden die CH_4 -Emissionen mit dem Faktor 32 bzw. dem Faktor 3,5 auf CO_2 -Äquivalente umgerechnet, wobei noch das unterschiedliche Molekulargewicht von CO_2 (44 g pro mol) und CH_4 (16 g pro mol) zu berücksichtigen ist, so ergeben sich spezifische Emissionsfaktoren von

- 1,8 bzw. 0,2 kg CO_2 Äquivalent je GJ für Braunkohle,
- 45,8 bzw. 5,0 kg CO_2 Äquivalent je GJ für Steinkohle,
- 4,4 bzw. 0,5 kg CO_2 Äquivalent je GJ für Mineralölprodukte und
- 11,4 bzw. 1,3 kg CO_2 Äquivalent je GJ für Erdgas.

Werden zu diesen in CO_2 -Äquivalente umgerechneten CH_4 -Emissionen noch die bei der Verbrennung entstehenden CO_2 -Emissionen /Fritsche, 1989/ in Höhe von

- 112 kg CO_2 je GJ für Braunkohle,
- 93 kg CO_2 je GJ für Steinkohle,
- 78 kg CO_2 je GJ für schweres Heizöl,
- 73 kg CO_2 je GJ für leichtes Heizöl/Diesel/Erdöl,
- 71 kg CO_2 je GJ für Benzin und
- 55 kg CO_2 je GJ für Erdgas.

und in den vorgelagerten Stufen entstehenden CO_2 -Emissionen hinzugezählt, so ergeben sich in der Summe spezifische CO_2 - und CH_4 -Emissionen bei einer Klimawirksamkeit pro Molekül von CH_4 mit dem Faktor 32 bzw. 3,5 in Höhe von

- 118,3 bzw. 116,7 kg CO_2 Äquivalent je GJ für Braunkohle,
- 141,8 bzw. 101,0 kg CO_2 Äquivalent je GJ für Steinkohle,
- 88,8 bzw. 84,9 kg CO_2 Äquivalent je GJ für schweres Heizöl,
- 84,3 bzw. 80,4 kg CO_2 Äquivalent je GJ für leichtes Heizöl/Diesel/Erdöl,
- 82,3 bzw. 78,4 kg CO_2 Äquivalent je GJ für Benzin und
- 69,4 bzw. 59,3 kg CO_2 Äquivalent je GJ für Erdgas.

Hieraus resultiert, daß die zuvor genannte und im Pflichtenheft des Studienkomplexes A.3.2 formulierte Reihenfolge der Substitution fossiler Energieträger untereinander durch die Mitbetrachtung der CH_4 -Emissionen sich nicht verändert. Allerdings würden bei einem Klimawirksamkeitsfaktor von 32 die äquivalenten CO_2 - und CH_4 -Emissionen der Steinkohle über denen der Braunkohle liegen. Die oben ermittelten äquivalenten spezifischen CO_2 -Emissionen der verschiedenen fossilen Energieträger für unterschiedliche Klimawirksamkeitswerte des Methans zeigen aber auch, daß die Unsicherheiten bezüglich des spezifischen Treibhauspotentials des Methans für die Bewertung von Treibhausgasminderungsmaßnahmen, die kohlenstoffreiche Brennstoffe (Stein- und Braunkohle) durch kohlenstoffärmere Brennstoffe (Mineralölprodukte und Erdgas) ersetzen, nur von untergeordneter Bedeutung sind. Aus diesem Grund und wegen der

bestehenden Unsicherheit über das anzusetzende spezifische Treibhauspotential des Methans werden den folgenden Betrachtungen nur die CO₂-Emissionen zugrunde gelegt.

Für die technische und die ökonomische Abschätzung der Emissionsminderungspotentiale klimarelevanter Spurengase wird von einer definierten Energieversorgungs- und -einsatzstruktur sowie von der im gemeinsamen Analyseraster angenommenen Preisentwicklung auf den Weltenergiemärkten ausgegangen. Des weiteren wird auftragsgemäß bei den Ersatztechnologien unterstellt, daß ein technologischer Fortschritt stattfindet, der die Wirkungsgrade der Anlagen weiter steigen läßt. Für die Stromerzeugung im Jahr 2005 wird zum Beispiel unterstellt, daß Gas-Dampfturbinen-(GuD)-Kraftwerke auf Erdgasbasis mit einem Nettostromwirkungsgrad von 52 % verfügbar sind.

3.2.1 Technisches Reduktionspotential

Gemäß der Strukturierung der Energieversorgungs- und -verbrauchsbereiche in der Bundesrepublik Deutschland werden die Potentiale der CO₂-Minderung durch die Substitution fossiler Energieträger untereinander getrennt nach den folgenden Sektoren betrachtet:

- Stromerzeugung
- Fernwärmeerzeugung
- Haushaltssektor
- Kleinverbrauchssektor
- Industriesektor
- Verkehrssektor.

In jedem einzelnen Sektor wird weiter nach Verwendungszwecken unterschieden. Des weiteren werden die CO₂-Minderungsmöglichkeiten der verschiedenen Austauschmöglichkeiten der fossilen Energieträger untereinander für drei unterschiedliche Zeitpunkte soweit möglich quantitativ ermittelt und die Kosten der CO₂-Vermeidung durch die Substitution fossiler Energieträger untereinander abgeschätzt. Untersucht werden einmal die Minderungsmöglichkeiten, die sofort wirksam werden könnten. Weiterhin werden die CO₂-Minderungspotentiale für die nahe Zukunft, mit dem Bezugsjahr 2005, und für die ferne Zukunft, mit dem Bezugsjahr 2050, betrachtet.

Sofortmaßnahmen

Ein unmittelbar wirksam werdender Beitrag zur CO₂-Minderung (Sofortmaßnahme) läßt sich im Rahmen des bestehenden Anlagenparks durch einen verstärkten Einsatz CO₂-ärmerer fossiler Energieträger in Mischfeuerungsanlagen sowie durch eine erhöhte Auslastung von gas- bzw. heizölgefeuerten Kraftwerken zur Substitution von Strom aus Kohlekraftwerken erreichen. Bei Ausschöpfung der gegenwärtig diesbezüglich bestehenden technischen Möglichkeiten ließen sich

die energiebedingten CO₂-Emissionen in der Bundesrepublik Deutschland um rd. 53 Mio t CO₂/a reduzieren. Den größten Beitrag erbringt hierbei mit 44,7 Mio t CO₂/a die Substitution der Stromerzeugung in Braunkohlekraftwerken durch eine verstärkte Auslastung von bestehenden Gaskraftwerken. Des weiteren könnten durch eine verstärkte Nutzung von CO₂-armen fossilen Energieträgern in Mischfeuerungen bei der Stromerzeugung, bei der Fernwärmeerzeugung und im Industriesektor CO₂-Minderungen in Höhe von 8,1 Mio t CO₂/a erreicht werden. Die durch diese Sofortmaßnahmen erreichbare Minderung der CO₂-Emissionen entspricht rd. 7,5 % der Emissionen des Jahres 1987.

Maßnahmen in der nahen Zukunft

Um die Möglichkeiten der Substitution fossiler Energieträger untereinander hinsichtlich ihrer Potentiale zur Minderung der klimarelevanten Spurengase vergleichen und bewerten zu können, ist für die Maßnahmen der nahen Zukunft die Vorgabe einer Bezugsbasis notwendig, die die Entwicklung der Energieträgernachfrage und ihre Deckung unter Status-quo-Bedingungen, d.h. insbesondere ohne Maßnahmen zur Reduktion klimarelevanter Spurengase, beschreibt. Entsprechend den Vorgaben des gemeinsamen Analyserasters wird als Referenzentwicklung zur Quantifizierung der CO₂-Minderungspotentiale das Referenzszenario mit Kernenergie von /PROGNOS, 1987/ herangezogen. Die anhand dieser Bezugsbasis quantifizierten Potentialwerte sind nicht als exakte Angaben der erreichbaren Minderungen oder gar als Prognose der tatsächlichen CO₂-Reduktionen zu verstehen, sondern sie sollen nur eine quantitative Vorstellung der erzielbaren CO₂-Minderungen durch den Austausch fossiler Energieträger untereinander vermitteln.

Die Struktur des fossilen Energieverbrauchs in diesem Referenzszenario im Jahr 2005 ist, getrennt nach Energieträgern und Sektoren, in Tabelle 3.5 aufgeführt. Die daraus resultierenden CO₂-Emissionen sind, nach Sektoren, Energieträgern und Verwendungszwecken getrennt, in Tabelle 3.6 dargestellt und in der Abbildung 3.2 der Struktur der CO₂-Emissionen des Jahres 1987 gegenübergestellt.

Im folgenden werden zunächst die technischen CO₂-Minderungspotentiale angegeben, die sich aus

- der Substitution von Braunkohle durch Steinkohle, schweres Heizöl und leichtes Heizöl,
- der Substitution von Steinkohle durch schweres Heizöl und leichtes Heizöl sowie
- der Substitution von schwerem Heizöl durch leichtes Heizöl

ergeben. Dabei wird zwischen dem maximalen technischen Potential und dem ersatzbegrenzten technischen Potential unterschieden. Das maximale technische Potential beschreibt die unter Außerachtlassung ökonomischer Aspekte aus technischer Sicht mögliche CO₂-Minderung ohne Berücksichtigung der Restlebensdauer der bestehenden Anlagen, während das ersatzbegrenzte

technische Potential die erreichbaren Minderungen beschreibt, die sich bei einem Ersatz der bestehenden Anlagen nach Erreichen ihrer technischen Lebensdauer ergibt. Auf die Minderungspotentiale der Substitution durch Erdgas wird wegen ihrer besonderen Bedeutung danach ausführlicher eingegangen.

Tabelle 3.5

Fossiler Energieverbrauch nach Sektoren und Energieträgern in der Bundesrepublik Deutschland im Jahr 2005 in PJ/a /PROGNOS, 1987/

	Stein- kohle	Braun- kohle	Holz/ Müll	Benzin	Heizöl leicht	Heizöl schwer	Gase	Summe
Stromerzeugung Summe	2070,9	993,7	46,3	0,0	20,3	82,7	210,2	3424,1
Fernwärme Summe	114,7	8,3	19,5	0,0	12,9	37,1	98,4	290,9
Raffinerien, Hochöfen	159,7	3,1	0,0	0,1	19,0	52,7	261,3	495,9
Umwandlung insgesamt	2345,3	1005,1	65,8	0,1	52,2	172,5	569,9	4210,9
Baushalte insgesamt	26,9	21,6	34,8	0,0	659,4	0,0	538,3	1281,0
Kleinverbraucher insgesamt	0,0	0,0	3,2	58,8	315,5	19,6	242,6	639,7
Industrie insgesamt	450,5	61,4	3,4	1,5	167,9	240,5	749,8	1675,0
Verkehr insgesamt	0,0	0,0	0,0	874,2	707,7	0,0	2,8	1584,7
Endenergie insgesamt	477,4	83,0	41,4	934,5	1850,5	260,1	1533,5	5180,4
Umwandlung und Endenergie	2822,7	1088,1	107,2	934,6	1902,7	432,6	2103,4	9391,3

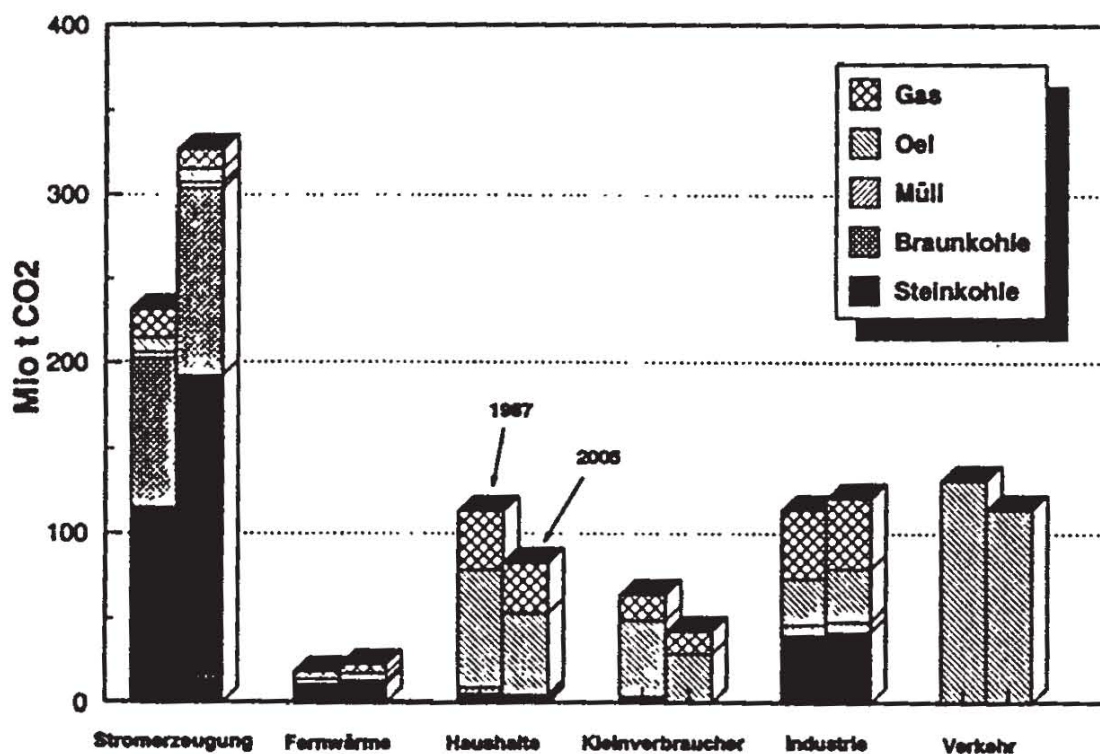


Abb. 3.2: CO₂-Emissionen in der Bundesrepublik Deutschland nach Sektoren und Energieträgern in den Jahren 1987 und 2005 /PROGNOS, 1987/ in Mio t CO₂

Tabelle 3.6

Energiebedingte CO₂-Emissionen nach Energieträgern, Verwendungszwecken und Sektoren in der Bundesrepublik Deutschland im Jahr 2005 in Mio t CO₂/a

	Stein- kohle	Braun- kohle	Holz/ Müll	Benzin	Heizöl leicht	Heizöl schwer	Gase	Summe
a) Stromerzeugung öffentl.	162,87	107,44	1,61	0,00	1,12	3,73	3,38	280,15
Stromerzeugung Bundesb.	2,97	0,00	0,00	0,00	0,12	0,00	0,55	3,63
Stromerzeugung Industrie	26,75	3,85	1,86	0,00	0,24	2,72	7,63	43,05
Stromerzeugung Summe	192,59	111,29	3,47	0,00	1,48	6,45	11,56	326,84
b) Fernwärme Heizwerke	1,50	0,00	0,52	0,00	0,54	1,89	2,16	6,61
Fernwärme Heizkraftwerke	7,35	0,55	0,80	0,00	0,27	0,80	2,04	11,81
Fernwärme Fremdbezug	1,82	0,38	0,23	0,00	0,13	0,20	1,21	3,97
Fernwärme Summe	10,67	0,93	1,55	0,00	0,94	2,89	5,41	22,39
c) Raffinerien, Hochöfen	14,85	0,35	0,00	0,01	1,38	4,11	14,37	35,07
Umwandlung insgesamt	218,11	112,57	5,03	0,01	3,80	13,45	31,34	384,31
a) Haushalte insgesamt	2,50	2,10	0,00	0,00	48,13	0,00	29,61	82,34
- Raumwärme	2,50	2,10	0,00	0,00	43,33	0,00	26,03	73,97
davon zentral	1,29	1,08	0,00	0,00	40,27	0,00	24,86	67,50
davon dezentral	1,21	1,02	0,00	0,00	3,06	0,00	1,17	6,47
- Warmwasser	0,00	0,00	0,00	0,00	4,80	0,00	3,31	8,11
davon zentral	0,00	0,00	0,00	0,00	4,80	0,00	2,33	7,13
davon dezentral	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,98	0,98
- Prozeßwärme	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,26	0,26
b) Kleinverbraucher insg.	0,00	0,00	0,00	4,18	23,03	1,53	13,34	42,09
- Raumwärme	0,00	0,00	0,00	0,00	10,61	0,44	9,39	20,44
davon zentral	0,00	0,00	0,00	0,00	9,37	0,44	8,54	18,35
davon dezentral	0,00	0,00	0,00	0,00	1,24	0,00	0,85	2,09
- Warmwasser	0,00	0,00	0,00	0,00	2,40	0,00	1,35	3,75
davon zentral	0,00	0,00	0,00	0,00	2,40	0,00	0,99	3,39
davon dezentral	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,36	0,36
- Prozeßwärme	0,00	0,00	0,00	0,00	4,71	1,09	2,61	8,40
- Kraft	0,00	0,00	0,00	4,18	5,32	0,00	0,00	9,50
- Licht	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
c) Industrie insgesamt	41,90	6,11	0,00	0,10	12,26	18,76	41,24	120,37
- Raumwärme	1,25	0,18	0,00	0,00	5,93	3,43	5,75	16,54
- Warmwasser	0,00	0,00	0,00	0,00	0,49	0,27	0,33	1,10
- Prozeßwärme	40,66	5,93	0,00	0,10	5,83	14,79	34,67	101,98
- Kraft	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,27	0,49	0,76
d) Verkehr insgesamt	0,00	0,00	0,00	62,07	51,66	0,00	0,18	113,91
- Straße	0,00	0,00	0,00	50,92	48,35	0,00	0,17	99,44
davon Güter	0,00	0,00	0,00	2,95	23,42	0,00	0,00	26,37
davon Personen	0,00	0,00	0,00	47,97	24,93	0,00	0,17	73,07
- Schiene	0,00	0,00	0,00	0,00	1,12	0,00	0,01	1,13
- Schiff	0,00	0,00	0,00	0,00	2,19	0,00	0,00	2,19
- Luft	0,00	0,00	0,00	11,15	0,00	0,00	0,00	11,15
Endenergie insgesamt	44,40	9,21	0,00	66,35	135,08	20,29	84,37	358,70
Insgesamt	262,51	120,78	5,03	66,36	138,88	33,74	115,72	743,02

Die Minderungspotentiale für die drei oben angeführten Substitutionsmöglichkeiten sind in der Tabelle 3.7 dargestellt. Insgesamt ergibt sich aufsummiert über die sechs Verursachergruppen ein maximales technisches CO₂-Minderungspotential in der nahen Zukunft gegenüber dem Referenzfall von

- 24,7 Mio t CO₂ durch eine verstärkte Nutzung der Steinkohle,
- 143,0 Mio t CO₂ durch eine verstärkte Nutzung von schwerem Heizöl oder
- 160,5 Mio t CO₂ durch eine verstärkte Nutzung von leichtem Heizöl.

Tabelle 3.7

Technische CO₂-Minderungspotentiale durch eine verstärkte Nutzung von Steinkohle, schwerem Heizöl oder leichtem Heizöl im Jahr 2005 in Mio t CO₂/a

Substitution von \ durch	Steinkohle		Schweres Heizöl		Leichtes Heizöl	
	maximal	begrenzt	maximal	begrenzt	maximal	begrenzt
Braunkohle						
- in der Stromerzeugung	24,10	14,71	57,92	40,41	61,34	42,79
- in der Fernwärmevers.	0,16	0,10	0,28	0,18	0,33	0,21
- im Haushaltssektor	0,00	0,00	0,00	0,00	0,88	0,70
- im Kleinverbrauchesek.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
- im Industriesektor	0,43	0,21	1,40	0,64	1,71	0,78
- im Verkehrssektor	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Insgesamt	24,69	15,02	59,60	41,23	64,26	44,48
Steinkohle						
- in der Stromerzeugung	-	-	74,69	35,30	82,25	38,87
- in der Fernwärmevers.	-	-	1,76	0,82	2,32	1,09
- im Haushaltssektor	-	-	0,00	0,00	1,04	0,84
- im Kleinverbrauchesek.	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00
- im Industriesektor	-	-	6,95	3,76	9,20	5,02
- im Verkehrssektor	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00
Insgesamt	-	-	83,40	39,88	94,81	45,82
Schwerem Heizöl						
- in der Stromerzeugung	-	-	-	-	0,00	0,00
- in der Fernwärmevers.	-	-	-	-	0,19	0,07
- im Haushaltssektor	-	-	-	-	0,00	0,00
- im Kleinverbrauchesek.	-	-	-	-	0,11	0,09
- im Industriesektor	-	-	-	-	1,11	0,62
- im Verkehrssektor	-	-	-	-	0,00	0,00
Insgesamt	-	-	-	-	1,41	0,78
Insgesamt	24,69	15,02	143,00	81,11	160,48	91,08

Diese maximalen technischen CO₂-Minderungspotentiale lassen sich unter den zu erwartenden energiepolitischen Rahmenbedingungen bis zum Jahr 2005 wohl kaum ausschöpfen. Für die Ableitung von Minderungsstrategien sind die begrenzten technischen CO₂-Minderungspotentiale

der Tabelle 3.7 von größerer Bedeutung. Diese begrenzten technischen CO₂-Minderungspotentiale betragen in der nahen Zukunft gegenüber dem Referenzfall

15,0 Mio t CO₂ bei einer verstärkten Nutzung der Steinkohle,

81,1 Mio t CO₂ bei einer verstärkten Nutzung von schwerem Heizöl oder

91,1 Mio t CO₂ bei einer verstärkten Nutzung von leichtem Heizöl.

Im folgenden wird auf die Betrachtung der Maßnahmen einer verstärkten Nutzung der Steinkohle verzichtet, da zum einen die CO₂-Minderungspotentiale nur rund 2 bis 3 % der CO₂-Emissionen ausmachen und zum anderen die im Rahmen des Studienschwerpunktes A.3.2 /Fahl, Voß, 1989/ ermittelten spezifischen Minderungskosten dieser Maßnahmen bei der unterstellten Energiepreisentwicklung hoch sind.

Die für das schwere Heizöl und das leichte Heizöl in Tabelle 3.7 ausgewiesenen begrenzten technischen Potentiale sind als alternative Potentiale aufzufassen. Da jedoch die beiden Produkte in einer Koppelproduktion erzeugt werden, wäre es notwendig, hier eine Mischstrategie zu finden, in dem etwa das leichte Heizöl im Haushaltssektor und das schwere Heizöl im Industriesektor verstärkt eingesetzt werden würde. Das mengenmäßig größte CO₂-Minderungspotential läge jedoch mit 96 % beim leichten Heizöl und mit 98 % beim schweren Heizöl in der Stromerzeugung.

Erdgas hat unter den fossilen Energieträgern die niedrigsten spezifischen CO₂-Emissionen und damit im Prinzip das größte CO₂-Minderungspotential. Aus diesem Grunde werden die technisch erreichbaren CO₂-Minderungen durch eine verstärkte Erdgasnutzung im folgenden ausführlicher diskutiert.

Die sich im Referenzszenario von /PROGNOS, 1987/ ergebende Struktur der Stromversorgung im Jahr 2005 ist in Tabelle 3.8 dargestellt. In der Stromerzeugung wäre, durch eine weitgehende Umstrukturierung des Kraftwerkssystems (Ersatz der mit Kohle und Heizöl gefeuerten Kraftwerke durch Erdgaskraftwerke) eine technisch maximale Minderung der CO₂-Emissionen, bezogen auf die Referenzsituation im Jahr 2005, von rd. 190 Mio t CO₂/a erreichbar. Im diesem Fall würden rund 61 % der gesamten Elektrizität in gasgefeuerten Kraftwerken erzeugt werden. Begrenzt man den Ausbau der Gaskraftwerke auf den zukünftigen Ersatz- und Erweiterungsbedarf der fossilen Kraftwerksleistung, so wäre eine Minderung der CO₂-Emissionen der Stromerzeugung von rd. 107 Mio t CO₂/a möglich. Der Anteil der Stromerzeugung aus Gaskraftwerken an der gesamten Stromerzeugung würde in diesem Fall auf 30 % ansteigen und die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung würden um 46 % sinken.

Tabelle 3.8

**Struktur der Stromversorgung in der Bundesrepublik Deutschland
im Jahr 2005**

	Was- ser- kraft	Kern- ener- gie	Braun- kohle	Stein- kohle	Gas	Öl	Insgesamt
Leistung in MW	6740	28764	13760	46040	9400	5254	109958
Vollbenutzungstunden in h/a	2900	6500	6700	4423	2000	1650	4818
Bruttostromerzeugung in TWh	19,5	187,0	92,2	203,6	18,8	8,7	529,8
Brutto-Wirkungsgrad in %	30,0	31,0	33,4	35,4	32,2	30,3	33,0
Brennstoffverbrauch in PJ	234,0	2171,6	993,7	2070,9	210,2	103,0	5783,4
CO ₂ -Emissionen in Mio t CO ₂	-	-	111,3	192,6	11,6	7,9	323,4

Für die Fernwärmeerzeugung ergibt sich im Jahr 2005 das maximale technische CO₂-Minderungspotential durch eine verstärkte Nutzung von Erdgas zu rd. 6 Mio t CO₂/a. 94 % der gesamten Fernwärme müßte dazu auf Gasbasis erzeugt werden, den Rest würden nicht-fossile Brennstoffe, wie zum Beispiel Müll, abdecken. Bei einer Umstellung der Fernwärmeerzeugung auf Erdgas, die entsprechend der Altersstruktur der bestehenden Anlagen über die zukünftig zuzubauenden Heizkraftwerks- und Heizwerkskapazitäten nicht hinausgeht, reduziert sich die erreichbare CO₂-Minderung auf 2,9 Mio t CO₂/a entsprechend 15 % der Emissionen im Referenzfall. In Gasheizwerken und -heizkraftwerken würden dann 28 % der gesamten Fernwärme erzeugt.

Die Substitution von festen und flüssigen Brennstoffen zur Raumwärme- und Warmwasserversorgung der privaten Haushalte durch Erdgas ist in der Praxis durch die sich aus der Siedlungsstruktur ergebenden Anschlußmöglichkeiten an das Gasverteilungsnetz begrenzt. Geht man aufgrund der Verteilung der Gemeindegrößenklassen von einer möglichen Anschlußquote von 77,5 % der Haushalte aus, so errechnet sich das maximale technische CO₂-Minderungspotential eines verstärkten Erdgaseinsatzes in diesem Sektor zu 17,6 Mio t CO₂/a. Der Anteil des Erdgases an der Energiebedarfsdeckung der privaten Haushalte für die Verwendungszwecke Raumwärme und Warmwasser würde sich dabei gegenüber heute verdoppeln. Der überwiegende Teil dieses technisch maximalen Potentials wäre auch bei einer Begrenzung der Erdgassubstitution auf den Ersatz- und Neubaubedarf zu erschließen, nämlich 14 Mio t CO₂/a. Eine Ausschöpfung dieses begrenzten technischen Potentials hätte zur Folge, daß rd. 70 % der Haushalte ihren Raumwärme- und Warmwasserbedarf durch den Energieträger Erdgas decken würden.

Für die Wärmeversorgung des Kleinverbrauchssektors geht der Referenzfall schon davon aus, daß im Jahr 2005 keine Kohleprodukte mehr eingesetzt werden. Das maximale technische Potential zur Minderung von CO₂-Emissionen im Kleinverbrauchssektor ergibt sich somit durch die Substi-

tution von Mineralölprodukten durch Erdgas sowie den Ersatz von Gas-Einzel-Anlagen durch effizientere Gaszentralheizungsanlagen. Es beträgt rd. 6 Mio t CO₂/a. Ersetzt man die bestehenden Wärmeerzeugungsanlagen erst nach Erreichen ihrer technischen Lebensdauer, so reduziert sich das technische CO₂-Minderungspotential auf 4,8 Mio t CO₂/a, wobei in diesem Fall fast 60 % der Wärmeversorgung des Kleinverbrauchssektors durch Erdgas erfolgen würde.

Im Industriesektor ergibt sich im Rahmen der Wärme- bzw. Prozeßwärmeerzeugung ein maximales technisches CO₂-Minderungspotential in Höhe von 33,7 Mio t CO₂/a durch eine verstärkte Nutzung von Gas. 20 Mio t CO₂/a lassen sich vermeiden, wenn die Erdgassubstitution von flüssigen und festen Brennstoffen nur im Rahmen des Ersatz- und Erweiterungsbedarfs der industriellen Kesselanlagen erfolgt.

Im Verkehrssektor sind die aus heutiger Sicht in naher Zukunft möglichen Substitutionen von Diesel- bzw. Ottokraftstoff durch Gas sehr begrenzt. Mit Flüssiggas betriebene PKW weisen etwa um 14 % geringere, auf die Fahrleistung bezogene CO₂-Emissionen als Diesel- bzw. Benzinfahrzeuge auf. Unterstellt man, daß Flüssiggas-PKW im Jahr 2005 einen Anteil von 20 % der Fahrleistung erbringen können, so würde das eine Minderung der CO₂-Emissionen des Verkehrssektors um rd. 2 Mio t CO₂/a oder 1,75 % bedeuten.

Insgesamt ergibt sich das, für die einzelnen zuvor diskutierten Bereiche, gesamte maximale technische CO₂-Minderungspotential einer Substitution von festen und flüssigen Brennstoffen durch Gas für den Bezugszeitpunkt 2005 zu 256 Mio t CO₂/a. Begrenzt man die Substitution durch Erdgas auf den im Rahmen des Ersatz- bzw. Erweiterungsbedarfs notwendigen Zubau neuer Kessel- und Kraftwerksanlagen, so beträgt die technisch mögliche Minderung der CO₂-Emissionen rd. 153 Mio t CO₂/a. Für diesen Fall ist für den Referenzzeitpunkt 2005 die Struktur des Energieverbrauchs nach Energieträgern und Verbrauchssektoren in Tabelle 3.9 wiedergegeben. Die Tabelle 3.9 enthält weiterhin die CO₂-Emissionen nach Quellen und Energieträgern. Vergleicht man die durch Ausschöpfung dieses begrenzten technischen Potentials erreichbaren CO₂-Minderungen eines verstärkten Erdgaseinsatzes mit denen der Referenzentwicklung, so liegen sie knapp 20 % niedriger (vgl. Abbildung 3.3).

Bezogen auf das Basisjahr 1987 wird eine CO₂-Reduktion um 16,4 % erreicht. Abbildung 3.3 zeigt weiterhin, daß bei einer Realisierung des maximalen technischen Minderungspotentials eines verstärkten Erdgaseinsatzes eine CO₂-Reduktion um rund 30 % möglich wäre. Diese maximal mögliche CO₂-Minderung durch Erdgas macht aber auch deutlich, daß die Erreichung weitgehender Minderungen, wie sie von den Klimatologen insbesondere für den Zeitraum nach 2005 als

Tabelle 3.9

**Struktur des Energieverbrauchs und der CO₂-Emissionen nach Energieträgern
und Verbrauchergruppen bei einem verstärkten Gaseinsatz im Jahr 2005**

Energieverbrauch 2005 in PJ	Stein- kohle	Braun- kohle	Holz / Müll	Benzin	Heizöl leicht	Heizöl schwer	Gase	Summe
Stromerzeugung	1092,2	300,4	46,4	0,0	20,3	82,7	1293,1	2835,0
Fernwärmeerzeugung	60,9	3,0	19,4	0,0	6,8	23,2	175,8	289,2
Haushalte	5,4	4,3	34,8	0,0	131,9	0,0	1049,1	1225,5
Kleinverbraucher	0,0	0,0	3,2	58,8	121,4	3,9	427,1	614,4
Industrie	202,1	33,1	3,4	1,4	54,6	148,3	1137,5	1580,3
Verkehr	0,0	0,0	0,0	743,0	647,3	0,0	183,8	1574,0
Raffinerien, Hochöfen	159,7	3,1	0,0	0,1	19,0	52,7	261,3	495,9
Summe	1520,3	343,9	107,2	803,3	1001,3	310,8	4527,7	8614,4

CO ₂ -Emissionen 2005 in Mio t	Stein- kohle	Braun- kohle	Holz / Müll	Benzin	Heizöl leicht	Heizöl schwer	Gase	Summe
Stromerzeugung	101,6	33,7	3,5	0,0	1,5	6,5	71,1	217,7
Fernwärmeerzeugung	5,7	0,3	1,6	0,0	0,5	1,8	9,7	19,5
Haushalte	0,5	0,4	0,0	0,0	9,6	0,0	57,7	68,3
Kleinverbraucher	0,0	0,0	0,0	4,2	8,9	0,3	23,5	36,8
Industrie	18,8	3,3	0,0	0,1	4,0	11,6	62,6	100,3
Verkehr	0,0	0,0	0,0	52,8	47,2	0,0	11,9	111,9
Raffinerien, Hochöfen	14,8	0,4	0,0	0,0	1,4	4,1	14,4	35,1
Summe	141,4	38,1	5,1	57,1	73,1	24,3	250,9	589,8

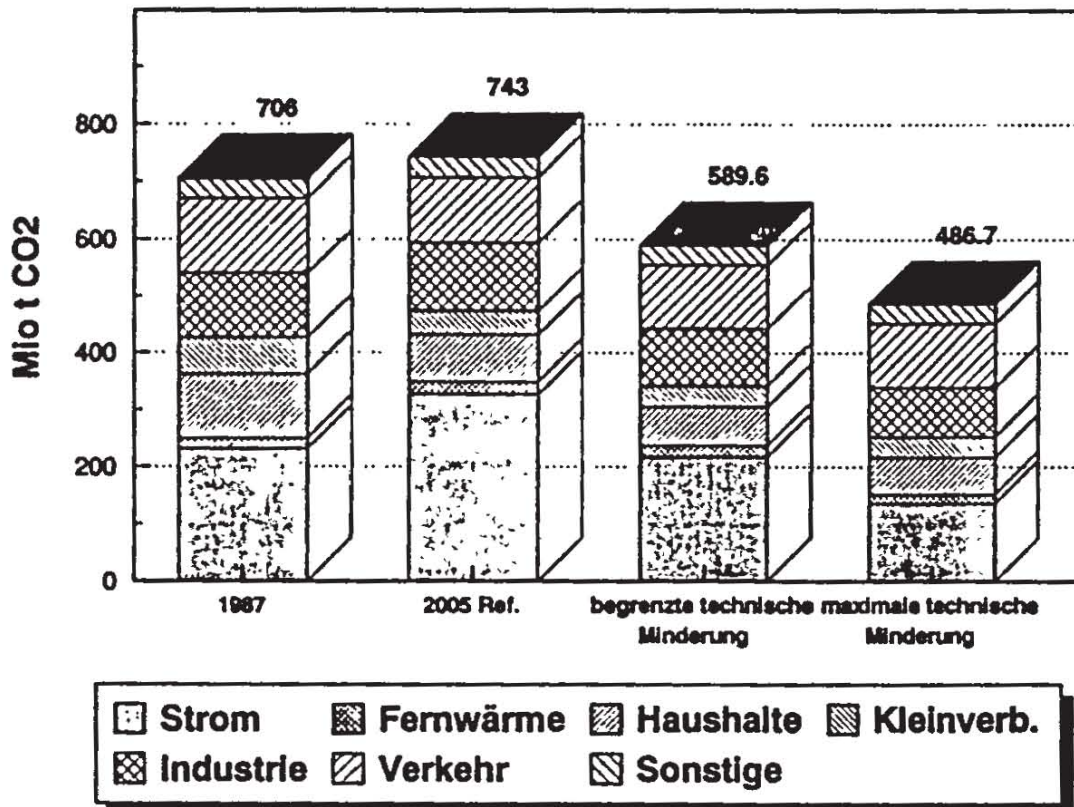


Abb. 3.3: Energiebedingte CO₂-Emissionen in der Bundesrepublik Deutschland nach Sektoren in den Jahren 1987 und 2005 in Mio t CO₂

notwendig angesehen werden, auf diesem Weg nicht möglich ist. Die verstärkte Nutzung von Erdgas kann folglich allein keine klimaverträgliche Energieversorgung bewirken. Sie kann aber in einer Übergangsphase zur Minderung der CO₂-Emissionen beitragen.

Natürlich stellt sich im Zusammenhang mit der Ausschöpfung der zuvor diskutierten CO₂-Minderungspotentiale einer Substitution fester und flüssiger fossiler Energieträger durch Gas die Frage nach der Verfügbarkeit der dazu erforderlichen Erdgas Mengen. Bei Ausschöpfung des begrenzten technischen CO₂-Minderungspotentials würde der Erdgasverbrauch gegenüber der Referenzentwicklung um 115 % auf rd. 4,53 EJ/a zunehmen. Die entsprechenden Werte für die Ausschöpfung des maximalen technischen Potentials lauten 198 % bzw. 6,27 EJ/a.

In Kapitel 3.1.3 wurde dargelegt, daß bei optimaler und zeitgerechter Investitionsplanung und Vertragsgestaltung ein Gasimportvolumen von jährlich 6 EJ realisierbar wäre. Dies würde bedeuten, daß eine Strategie der CO₂-Minderung durch verstärkte Erdgasnutzung zur Substitution CO₂-reicher fossiler Energieträger nicht an der Nichtverfügbarkeit von Erdgas scheitern müßte. Erdgas steht in allen Regionen ausreichend zur Verfügung und die konventionellen Erdgasvorräte nähern sich nicht wie im Falle des Erdöls einem Reservenplateau, sondern sie werden auch bei zunehmender Förderung nach gegenwärtiger Einschätzung weiter ansteigen. Der Umfang der Explorationstätigkeiten nach Erdgas liegt selbst in gut explorierten Gebieten weit über denen des Erdöls. Ein vorrangiges Interesse an verstärkter Explorationstätigkeit besteht gegenwärtig bei der Gasindustrie nicht, zu groß sind die bereits bekannten Vorkommen. Die Versorgungssicherheit ist beim Erdgas eher günstig zu bewerten, denn wenn die Investitionen in eine Gaspipeline erst einmal getätigt sind, dann sind Verkäufer und Käufer für lange Zeit aneinander gebunden, da die Gasflüsse nicht wie beim Erdöl zu anderen Abnehmern umgeleitet werden können. Langfristige Handelsverträge von bis zu 20 Jahren und mehr sind deshalb im Gasgeschäft die Regel. Des weiteren ist ein Zeitraum von 15 Jahren ausreichend, um auf der Versorgungsseite all diejenigen Umstrukturierungen und Veränderungen zu veranlassen bzw. durchzuführen, die maximal auf der Verbrauchsseite, d.h. von den Haushalten und der Industrie, in denselben Zeiträumen physisch und wirtschaftlich machbar sind.

Im Rahmen des Studienkomplexes A.3 wird auftragsgemäß nur die direkte Substitution der fossilen Energieträger untereinander in den einzelnen Sektoren betrachtet. Somit sind in den abgeleiteten CO₂-Minderungspotentialen zum Beispiel die CO₂-Minderungen durch eine Substitution von Stromanwendungen durch einen verstärkten Gaseinsatz (etwa bei der Raumwärme- oder bei der Warmwasserversorgung der Haushalte) nicht enthalten. Um die hier bestehenden Minderungsmöglichkeiten abzuschätzen, seien die folgenden Rechnungen gemacht. Bei einem Stromverbrauch der Haushalte zur Raumwärme- und Warmwasserversorgung im Jahr 2005 von 41,1 TWh/a

/PROGNOS, 1987/ ergeben sich damit verbundene CO₂-Emissionen in Höhe von 25,6 Mio t CO₂/a bei dem in /Fritsche, 1989/ ausgewiesenen Emissionsfaktor von 173 kg CO₂/GJ und CO₂-Emissionen in Höhe von 28,7 Mio t CO₂/a bei dem aus der Stromerzeugungsstruktur von /PROGNOS, 1987/ resultierenden Emissionsfaktor von 194 kg CO₂/GJ sowie CO₂-Emissionen von 19,1 Mio t CO₂/a bei einem Emissionsfaktor von 129 kg CO₂/GJ, wie er aus der Verwirklichung der begrenzten technischen Potentiale des verstärkten Gaseinsatzes in der Stromerzeugung resultieren würde. Entsprechend resultieren daraus unterschiedliche CO₂-Minderungspotentiale bei einer Stromsubstitution durch Erdgas (begrenzte technische Potentiale) bei der Raumwärme- und Warmwasserversorgung der Haushalte im Jahr 2005:

- 12,3 Mio t CO₂/a bei dem Emissionsfaktor für Strom von /Fritsche, 1989/,
- 14,6 Mio t CO₂/a bei dem Emissionsfaktor für Strom von /PROGNOS, 1987/,
- 7,3 Mio t CO₂/a bei dem Emissionsfaktor für Strom bei einem verstärkten Gaseinsatz bei der Stromerzeugung.

Diese Angaben sollen nur die Größenordnung der Minderungspotentiale und die Problematik bei deren Ermittlung charakterisieren. Die Analyse einer solchen Strategie war nicht Aufgabe des Studienkomplexes A.3, so daß hierauf nicht weiter eingegangen wird.

CO₂-Minderungspotentiale in der fernen Zukunft

Die CO₂-Minderungsmöglichkeiten durch CO₂-ärmere fossile Energieträger sind über einen Zeitraum von rd. 60 Jahren wohl nur durch die Verfügbarkeit dieser Energieträger (Erdgas und Mineralöl) begrenzt und nicht durch anlagentechnische oder zuseitige Restriktionen. Angesichts der ressourcenseitigen Begrenzung von Erdgas kommt diesem CO₂-armen Energieträger, insbesondere wenn auf lange Sicht drastische Minderungen (im Bereich von 80 - 90 %) der energiebedingten CO₂-Emissionen notwendig sind, wohl eher die Aufgabe zu, in der Übergangsphase auf eine klimaverträgliche Energieversorgung die mit hohen CO₂-Emissionen verbundenen fossilen Energieträger schneller zu ersetzen und zu einer beschleunigten Minderung der CO₂-Emissionen in den nächsten zwei bis drei Jahrzehnten beizutragen. Aus langfristiger Sicht ist gegebenenfalls noch die Frage von Interesse, ob Erdgas im Verkehrssektor, wo sich aus heutiger Sicht die Einführung CO₂-freier Kraftstoffe gegebenenfalls schwieriger gestaltet als in anderen Bereichen, einen Beitrag zur CO₂-Reduktion leisten kann.

Erdgas kann als CNG (Compressed Natural Gas) in Straßenfahrzeugen verwendet werden. CNG-Fahrzeuge haben heute einen um 8 % geringeren spezifischen Energieverbrauch als Benzinfahrzeuge. Zusammen mit den günstigeren CO₂-Emissionen des Methans ergeben sich auf die Fahrleistung bezogene CO₂-Emissionen der CNG-Fahrzeuge, die um 29 % geringer sind als bei Benzin- und Dieselfahrzeugen. Die damit mögliche Minderung der verkehrsbedingten CO₂-Emissionen

könnte langfristig von Bedeutung sein, wenn die CO₂-freien Optionen, wie zum Beispiel das Wasserstoff- oder das Elektrofahrzeug, nicht im notwendigen Umfang eingeführt werden können.

3.2.2 Kosten und Aufwand der Spurengasreduktion durch den Austausch fossiler Energieträger untereinander

Für die Ermittlung der CO₂-Minderungskosten wird (entsprechend den Vorgaben des Analyserasters) von einer volkswirtschaftlichen und nicht von einer betriebswirtschaftlichen Betrachtungsweise (Kostenkalkül) ausgegangen. Das heißt unter anderem, daß für die Kostenrechnung nicht eine fiktive Abschreibungszeit, sondern die erwartete technische Lebensdauer der betrachteten Anlagen zugrunde zu legen ist.

In der Tabelle 3.10 sind die im gemeinsamen Analyseraster vorgegebenen Preise ausgewählter Energieträger für das Jahr 2005 zusammengestellt, die der Ermittlung der CO₂-Minderungskosten zugrunde liegen. Da die Entwicklung der Energieträgerpreise zum Teil mit erheblichen Unsicherheiten behaftet ist, ist der Einfluß anderer Energieträgerpreise und Preisrelationen auf die CO₂-Minderungskosten zu diskutieren.

Tabelle 3.10

Reale Energieträgerpreise im Jahr 2005 in DM(1987)/GJ

Typ	Braun- kohle	Stein- kohle heimisch	Stein- kohle import.	Heizöl schwer	Heizöl leicht	Erdgas Ho
Haushalte	30,3	27,7			17,1	20,6
Industrie	3,5	10,5	4,7	8,8	14,4	10,9
Krafwerke	3,5	10,5	4,7	8,8	14,4	9,1

Im folgenden werden, für die zuvor quantifizierten technischen CO₂-Minderungspotentiale der Substitution von fossilen Energieträgern untereinander, die mit den einzelnen Maßnahmen verbundenen Minderungskosten abgeschätzt, um eine Bewertung der einzelnen Minderungsmaßnahmen hinsichtlich ihrer ökonomischen Effizienz zu ermöglichen. Dabei ergeben sich in einzelnen Fällen auch negative spezifische CO₂-Minderungskosten. Diese bedeuten, daß, im Rahmen der getroffenen Annahmen, diese Maßnahmen auch ohne Bewertung ihrer CO₂-Minderung ökonomisch sinnvoll wären, da sie den volkswirtschaftlichen Aufwand für die Bereitstellung der jeweiligen Energieform reduzieren.

Sofortmaßnahmen

In der Tabelle 3.11 sind die Potentiale, die Kostendifferenzen und die spezifischen CO₂-Minderungskosten durch Sofortmaßnahmen einander vergleichend gegenübergestellt. Dabei wird zum einen zwischen Maßnahmen unterschieden, die entweder eine Brennstoffsubstitution von Anlagen mit Mischfeuerungen bei der Stromerzeugung, bei der Fernwärmeerzeugung und im Industriesektor oder eine verstärkte Auslastung von bestehenden Steinkohle- und Erdgaskraftwerken und eine entsprechende Reduktion bei der Stromerzeugung in Braunkohle- bzw. in Steinkohlekraftwerken vorsehen. Zum anderen wird bei der Betrachtung der Steinkohle zwischen den Preisen für heimische Steinkohle und für Importkohle differenziert.

Tabelle 3.11

**Kosten, Effektivitäten und Effizienzen
der Sofortmaßnahmen bei der Brennstoffsubstitution**

Typ	Substitu- tion von	Substitu- tion durch	Kosten- differenz Mio DM/a	Emissions- minderung Mio t CO ₂ /a	Effizienz DM/t CO ₂
Mischfeuerungen:					
Fernwärmeerzeug. 1	Steink+Öl	Öl	- 30	0,11	-276,09
Industriesektor 1	Steink+Öl	Öl	-106	0,40	-267,41
Stromerzeugung	Misch-SK	Misch-Öl-G	-441	4,6	-95,87
Fernwärmeerzeug. 2	Steink+Gas	Gas	- 10	0,19	-50,91
Industriesektor 2	Steink+Gas	Gas	-116	2,60	-44,44
Fernwärmeerzeug. 3	Öl+Gas	Gas	21	0,23	91,96
Insgesamt				8,13	
Fernwärmeerzeug. 2	Import+Gas	Gas	25	0,19	130,24
Industriesektor 2	Import+Gas	Gas	350	2,60	134,50
Stromerzeugung	Misch-IK	Misch-Öl-G	654	4,6	142,13
Fernwärmeerzeug. 1	Import+Öl	Öl	21	0,11	143,26
Industriesektor 1	Import+Öl	Öl	75	0,40	187,19
Höhere Auslastung:					
Stromerzeugung	Steinkohle	Gas	-1347	17,8	-75,56
Stromerzeugung	Import+SK	Gas	-446	17,8	-25,03
Stromerzeugung	Braunkohle	Importkoh.	-144	7,9	-18,10
Stromerzeugung	Braunkohle	Gas	1921	44,7	42,97
Stromerzeugung	Braunkohle	Steinkohle	1682	7,9	211,89
Maximal				44,7	
Maximal				52,83	

Bei den Mischfeuerungen ergibt sich eine Bandbreite der Effizienzen von -276 bis +187 DM je t CO₂. Es zeigt sich, daß bei Betrachtung der Preise für heimische Steinkohle das gesamte technische Potential mit negativen spezifischen Minderungskosten verbunden ist, dagegen sind die spezifischen Minderungskosten bei der Importkohle immer positiv. Bei der zweiten Möglichkeit,

sofort eine Reduzierung der CO₂-Emissionen zu erzielen, der verstärkten Auslastung von bestehenden Öl- und Erdgaskraftwerken und einer entsprechenden Reduktion bei der Stromerzeugung in Braunkohle- bzw. in Steinkohlekraftwerken, lassen sich Effizienzen in Höhe von -76 bis +212 DM/t CO₂ ermitteln, wobei die negativen Werte aus der Betrachtung der heimischen Steinkohle resultieren. Den Maßnahmen bezüglich der heimischen Steinkohle steht jedoch als wesentliche Restriktion der Jahrhundertvertrag zur Verstromung der deutschen Steinkohle entgegen.

Die rechnerisch bei einer Substitution heimischer Steinkohle eingesparten Kosten sind aber nicht unbedingt der CO₂-Minderungsmaßnahme zuzurechnen. Sie, aber nicht die CO₂-Emissionen, könnten auch durch einen Ersatz von heimischer Steinkohle durch Importkohle vermieden werden. Bei der Bewertung der rechnerisch ermittelten Effizienzen einer Substitution heimischer Steinkohle sind die energiepolitischen Kostenbestandteile zur Erhöhung der Versorgungssicherheit und Sicherung des heimischen Bergbaus jeweils mit zu beachten.

Läßt man diese Besonderheit bei der heimischen Steinkohle außen vor, so sind alle durch Sofortmaßnahmen erzielbaren CO₂-Minderungen mit einem zusätzlichen volkswirtschaftlichen Aufwand (Kosten) verbunden. Bei den gegenwärtigen Preisrelationen der fossilen Energieträger weist die höhere Auslastung von Erdgaskraftwerken zu Lasten der Stromerzeugung in Braunkohlekraftwerken die relativ niedrigsten spezifischen Minderungskosten auf, bei einem größeren Minderungspotential. Für die praktische Umsetzung der oben diskutierten Maßnahmen ist insbesondere noch die Verfügbarkeit zusätzlicher Erdgasmengen zu klären, da eine volle Ausschöpfung des technischen Potentials einen Gasmehrverbrauch von ca. 760 PJ bzw. eine Erhöhung der Primärenergieverbrauchs an Gas in der Bundesrepublik Deutschland um 39 % mit sich bringen würde. Obwohl von Seiten des Transport- und Leitungsnetzes noch gewisse Möglichkeiten bestehen, ist eine sofortige volle Ausschöpfung der Potentiale nicht möglich. Mit den Ergebnissen der Tabelle 3.11 ist auch eine Vergleichsgrundlage für andere Sofortmaßnahmen bei der Stromerzeugung (z.B. höhere Auslastung der Kernkraftwerke) gegeben, es muß jedoch dabei berücksichtigt werden, daß eine eventuell kurzfristig verstärkte Gasnachfrage nur zu höheren Bezugspreisen zu verwirklichen wäre, wodurch sich die spezifischen Minderungskosten dieser Sofortmaßnahmen weiter erhöhen würden.

Maßnahmen in der nahen Zukunft

Bei den Maßnahmen in der nahen Zukunft werden im folgenden nur diejenigen technischen Potentiale (vgl. Kapitel 3.2.1) hinsichtlich ihres volkswirtschaftlichen Aufwandes bewertet, die von einer verstärkten Nutzung von Gas ausgehen. Eine verstärkte Nutzung der Steinkohle führt zu einer maximalen CO₂-Minderung von 2 bis 3 % der CO₂-Emissionen, so daß diese Strategie, auch

aufgrund der langfristigen Möglichkeiten und aufgrund der ungeklärten Fragen beim Treibhauspotential des Methans, hier nicht weiter diskutiert wird. Eine verstärkte Nutzung des schweren und des leichten Heizöls weist demgegenüber zwar größere CO₂-Minderungspotentiale auf, hiervon entfallen jedoch 98 % beim schweren Heizöl und 96 % beim leichten Heizöl auf die Stromversorgung. Hier weist das schwere Heizöl mit rund 20 DM/t CO₂ recht günstige spezifische Minderungskosten auf, es ist jedoch zu beachten, daß aufgrund der Koppelproduktion auch ein gleichzeitiger Absatz des leichten Heizöls notwendig wäre, es ergeben sich hier jedoch keine Potentiale für größere Verbrauchsmengen. Somit wird im folgenden nur ein verstärkter Gaseinsatz betrachtet, wobei die Betrachtung auf die ersatzbegrenzten technischen Potentiale eingeschränkt wird, bei denen nur die Anlagen ersetzt werden, die ihre technische Lebensdauer erreicht haben.

Wird von einer entsprechenden Ausrichtung bei dem Ersatz von Kraftwerken, die ihre Lebensdauer erreicht haben, bei der Stromerzeugung ausgegangen, wobei die neu zu bauenden Kraftwerke die gleichen Auslastungen aufweisen wie die zu ersetzenden Anlagen des Referenzfalles, so ergibt sich eine Bandbreite der spezifischen Minderungskosten von -89 bis +23 DM/t CO₂ (vgl. Tabelle 3.12). Dabei ergeben sich die negativen spezifischen Minderungskosten bei einer Betrachtung der heimischen Steinkohle. Gegenüber der Braunkohle und der Importkohle ist der verstärkte Gaseinsatz mit einem höheren volkswirtschaftlichen Aufwand verbunden.

Tabelle 3.12

**Kosten, Effektivitäten und Effizienzen
beim verstärkten Gaseinsatz in der Stromerzeugung**

Typ	Substitu- tion von	Substitu- tion durch	Kosten- differenz	Emissions- minderung	Effizienz
			Mio DM/a	Mio t CO ₂ /a	DM/t CO ₂
Substitution	Steinkohle	Gas	-4760,0	53,211	-89,46
Substitution	Braunkohle	Gas	1218,8	53,377	22,83
Insgesamt				106,588	
Substitution	Importkoh.	Gas	574,5	53,211	10,80

Ein wichtiger Parameter, wenn nicht sogar der wichtigste, bei der Ermittlung der spezifischen Minderungskosten der einzelnen Maßnahmen ist die Entwicklung der Energieträgerpreise. Deshalb soll im folgenden kurz untersucht werden, welchen Einfluß die Energieträgerpreisdifferenzen auf das abgeleitete Ergebnis bei der Substitution fossiler Energieträger untereinander bei der Stromerzeugung hat. Hierzu wird im folgenden die Höhe der Anhebung der Energieträgerpreise für die fossilen Brennstoffe Braunkohle, Importkohle, heimische Steinkohle, schweres Heizöl und leichtes Heizöl im Verhältnis zum Erdgaspreis bzw. die Absenkung des Erdgaspreises im Verhältnis zu

den Preisen der anderen fossilen Brennstoffen analysiert, damit in der nahen Zukunft bei der Stromerzeugung eine Kostengleichheit zwischen der Stromerzeugung in Gas-GuD-Kraftwerken und der Stromerzeugung in den anderen fossilen Kraftwerken resultiert.

Mit den Energiepreisen des gemeinsamen Analyserasters ergibt sich, daß die Stromerzeugung in Gas-GuD-Kraftwerken gegenüber der Stromerzeugung mit heimischer Steinkohle und mit leichtem Heizöl über die gesamte betrachtete Auslastungsbandbreite wirtschaftlich ist. Demgegenüber ist bei der Stromerzeugung in Braunkohle- und in Importkohlekraftwerken die Wirtschaftlichkeitsschwelle gegenüber Gas-GuD-Kraftwerken bei einer Auslastung von etwas mehr als 4000 Stunden pro Jahr anzusetzen. Hier wäre ein maximaler Zuschlag von ca. 2 DM je GJ (bei der Importkohle) bzw. 2,5 DM je GJ (bei der Braunkohle) notwendig, damit die Gas-GuD-Kraftwerke auch bei hohen Auslastungen (Grundlastbetrieb) wirtschaftlich arbeiten könnten. Dies würde bedeuten, daß die im gemeinsamen Analyseraster vorgegebenen Energieträgerpreise im Jahr 2005 bei der Braunkohle um rund 70 % und bei der Importkohle um rund 40 % ansteigen müßten oder daß die Erdgaspreise entsprechend reduziert werden müßten.

Für die Fernwärmeerzeugung sind in der Tabelle 3.13 die spezifischen Minderungskosten bei einem verstärkten Gaseinsatz für die einzelnen Maßnahmen aufgeführt. Dabei wird zwischen der Fernwärmeerzeugung in Heizwerken und Heizkraftwerken unterschieden, die im Studienschwerpunkt A.3.2 /Fahl, Voß, 1989/ gemachte Differenzierung zwischen drei typischen Größenklassen der Erzeugersysteme wurde hier zusammengefaßt. Dagegen sind alle Kostenangaben der Maßnahmen, die die Steinkohle betreffen, sowohl für die im gemeinsamen Analyseraster vorgegebene Entwicklung der Preise für heimische Steinkohle (im oberen Teil der Tabelle 3.11) als auch für Importkohle (im unteren Teil der Tabelle 3.13) angegeben. Für die Wärmeerzeugung in den Heizkraftwerken wurde dabei eine Gutschrift für den erzeugten Strom in Höhe von 11 Pf/kWh_e miteinbezogen. Die Höhe dieser Stromgutschrift ergibt sich aus einer Gesamtsystembetrachtung aus gesamtwirtschaftlicher Sicht, in dem die Verdrängung von in Mittellastkraftwerken (Importkohle oder Braunkohle bei 4000 h/a) erzeugtem Strom angenommen wurde.

Es zeigt sich, daß in der Fernwärmeversorgung der verstärkte Gaseinsatz nur bei der Substitution von schwerem Heizöl in Heizwerken sowie bei der Substitution von Braunkohle in Heizkraftwerken mit positiven spezifische Minderungskosten verbunden ist. In der Fernwärmeerzeugung weist insbesondere der Ersatz von Steinkohle (sowohl heimisch als auch importiert) in Heizwerken und in Heizkraftwerken sowie von Mineralölprodukten in Heizkraftwerken eine hohe Effizienz auf, wobei dies auf die im Vergleich günstigen Anlagekosten der Gasheizwerke und -heizkraftwerke zurückzuführen ist. Insgesamt könnten in der Fernwärmeerzeugung bei einem verstärkten Gaseinsatz 2,3 Mio t CO₂ mit negativen spezifischen Minderungskosten gemindert werden.

Tabelle 3.13

**Kosten, Effektivitäten und Effizienzen
beim verstärkten Gaseinsatz in der Fernwärmeerzeugung**

Typ	Substitu- tion von	Substitu- tion durch	Kosten- differenz Mio DM/a	Emissions- minderung Mio t CO ₂ /a	Effizienz DM/t CO ₂
Heizkraftwerk	Heizöl L	Gas	- 32,8	0,048	-683,33
Heizkraftwerk	Heizöl S	Gas	- 38,5	0,090	-427,78
Heizkraftwerk	Steinkohle	Gas	- 694,9	1,750	-397,09
Heizwerk	Heizöl L	Gas	- 20,2	0,073	-276,71
Heizwerk	Steinkohle	Gas	-52,4	0,331	-158,31
Heizwerk	Heizöl S	Gas	1,6	0,264	6,06
Heizkraftwerk	Braunkohle	Gas	42,2	0,302	139,74
Insgesamt				2,858	
Heizkraftwerk	Importkoh.	Gas	-286,3	1,750	-163,60
Heizwerk	Importkoh.	Gas	-6,0	0,331	-18,13

Für den Haushaltssektor sind in der Tabelle 3.14 und in der Abbildung 3.4 alle Maßnahmen die bei der Raumwärmeversorgung der Haushalte durch eine Substitution von Kohle und leichtem Heizöl durch den CO₂-ärmeren Energieträger Erdgas möglich sind, nach ihrer Effizienz geordnet, dargestellt. Dabei wird auch die Angabe der spezifischen Minderungskosten für solche Fälle gemacht, in denen höhere Verteilkosten in Kauf genommen werden müssen. Es zeigt sich, daß lediglich neun Maßnahmen negative spezifische Minderungskosten aufweisen, weitere drei Maßnahmen liegen nahe der Nullgrenze, während die restlichen vier Maßnahmen spezifische Minderungskosten von mehr als 100 DM je t CO₂ aufweisen.

Da bei der Warmwasserversorgung der Haushalte aufgrund der Vorgaben des Referenzfalles die Betrachtung auf die Energieträger Öl und Gas beschränkt bleibt, sind in der Tabelle 3.14 alle Maßnahmen aufgelistet, die bei der Warmwasserversorgung der Haushalte im Jahr 2005 durch eine Substitution von leichtem Heizöl durch Gas möglich sind. Es resultieren negative spezifische Minderungskosten für den Fall, wenn von der zentralen Warmwasserbereitung mit Öl auf eine dezentrale mit Gas umgestellt wird. Würde dagegen von einer zentralen Warmwasserbereitung mit Öl auf eine zentrale Warmwasserbereitung mit Gas umgestellt werden, so würden Mehrkosten verursacht, die zu positiven spezifischen Minderungskosten bis zu 500 DM je t CO₂ führen.

Insgesamt kann im Haushaltssektor durch die Substitution von leichtem Heizöl durch Gas eine Minderung der CO₂-Emissionen um 11,3 Mio t CO₂ mit negativen spezifischen Minderungskosten erreicht werden. Die größten Potentiale bietet die Substitution von ölgefeuerten Zentralheizungen durch moderne gasgefeuerte Brennwertkessel. Die Sensitivität der Effizienz dieser Maßnahme kann

aus dem Vergleich der spezifischen Minderungskosten ohne und mit höheren Verteilkosten aus der Tabelle 3.14 ersehen werden. So erhöhen sich die spezifischen Minderungskosten bei der Raumwärmeversorgung in Mehrfamilienhäusern von -1,9 auf +20,4 DM/t CO₂ durch die Einbeziehung der höheren Verteilkosten.

Tabelle 3.14

**Kosten, Effektivitäten und Effizienzen
beim verstärkten Gaseinsatz im Haushaltssektor**

Typ	Substitu- tion von	Substitu- tion durch	Kosten- differenz Mio DM/a	Emissions- minderung Mio t CO ₂ /a	Effizienz DM/t CO ₂
ohne höhere Verteilkosten:					
Warmwasser	Öl-Z	Gas-E	-259,7	0,952	-272,80
Raumwärme EFH	Kohle-Z	Gas-Z BW	-85,9	0,495	-173,54
Raumwärme MFH	Kohle-Z	Gas-Z BW	-19,9	0,143	-139,16
Raumwärme EFH	Öl-Z	Gas-Z BW	-385,8	4,425	-87,19
Raumwärme MFH	Kohle-E	Gas-Z BW	-11,9	0,198	-60,10
Raumwärme MFH	Öl-Z	Gas-Z BW	-3,1	1,621	-1,91
Raumwärme EFH	Kohle-E	Gas-Z BW	34,4	0,444	77,48
Raumwärme MFH	Öl-E	Gas-Z BW	17,6	0,119	147,90
Raumwärme EFH	Öl-E	Gas-Z BW	167,8	0,407	412,29
Insgesamt				8,804	
mit höheren Verteilkosten:					
Raumwärme EFH	Kohle-Z	Gas-Z BW	-42,0	0,276	-152,05
Raumwärme MFH	Kohle-Z	Gas-Z BW	-10,4	0,079	-130,77
Warmwasser	Öl-Z	Gas-E	-40,8	0,531	-76,85
Raumwärme MFH	Kohle-E	Gas-Z BW	-5,8	0,110	-53,17
Raumwärme EFH	Öl-Z	Gas-Z BW	-68,0	2,466	-27,57
Raumwärme MFH	Öl-Z	Gas-Z BW	18,5	0,904	20,44
Raumwärme EFH	Kohle-E	Gas-Z BW	23,7	0,247	96,11
Raumwärme MFH	Öl-E	Gas-Z BW	10,9	0,066	164,47
Raumwärme EFH	Öl-E	Gas-Z BW	102,6	0,228	450,96
Insgesamt				4,907	
Insgesamt				13,711	

Für die Ermittlung der spezifischen Minderungskosten der Maßnahmen der CO₂-Reduktion bei der Wärmeversorgung des Kleinverbrauchssektors (vgl. Tabelle 3.15) wird eine Einteilung der Wärmeerzeugungssysteme nach insgesamt 6 typischen Größenklassen der Erzeugersysteme vorgenommen:

- Klasse 1 : 0 bis 20 kW_n Wärmeleistung,
- Klasse 2 : 20 bis 50 kW_n Wärmeleistung,
- Klasse 3 : 50 bis 100 kW_n Wärmeleistung,

- Klasse 4 : 100 bis 500 kW_n Wärmeleistung,
 Klasse 5 : 500 bis 1000 kW_n Wärmeleistung,
 Klasse 6 : > 1000 kW_n Wärmeleistung.

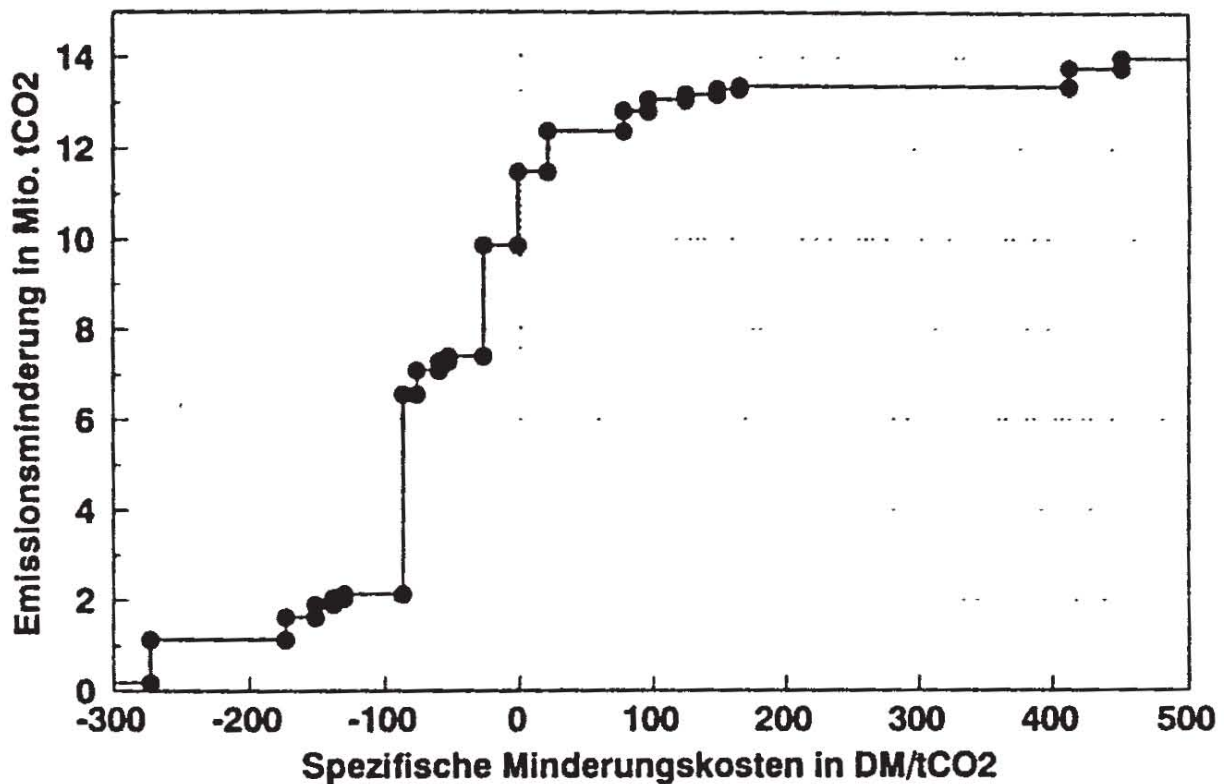


Abb. 3.4: Kosten-Potential-Funktionen für die Substitution durch Gas bei der Raumwärme- und Warmwasserversorgung im Haushaltssektor

Die Tabelle 3.15 zeigt, daß die Maßnahmen der Substitution von leichtem Heizöl in Sammelheizungen bei kleineren Wärmeleistungen und die Substitution von Einzelanlagen bei größeren Wärmeleistungen eine hohe Effizienz aufweisen. Für diese beiden Teilkomplexe kann in der nahen Zukunft auch eine starke Umsetzung beim Kleinverbrauchssektor erwartet werden. In Summe werden im Kleinverbrauchssektor die CO₂-Emissionen um 1,9 Mio t CO₂ vermindert, wenn alle Maßnahmen mit negativen spezifischen Minderungskosten durchgeführt werden.

Bei der Ermittlung der spezifischen Minderungskosten im Industriesektor wird zum einen zwischen der Wärmeversorgung aus Heizwerken und aus Heizkraftwerken differenziert, zum anderen erfolgt bei beiden Systemen eine Unterscheidung nach typischen Größenklassen der Erzeugersysteme:

- Klasse 1 : 0 bis 10 MW_n Wärmeleistung,
 Klasse 2 : 10 bis 50 MW_n Wärmeleistung,
 Klasse 3 : 50 bis 200 MW_n Wärmeleistung,
 Klasse 4 : > 200 MW_n Wärmeleistung.

Des weiteren wird noch bei den Heizwerken aufgrund ihres weitaus bedeutenderen Anteils an der Wärmeerzeugung im Industriesektor von 92,5 % im Referenzfall im Jahr 2005 eine Unterteilung in verschiedene charakteristische Auslastungen mit in die Betrachtung aufgenommen:

- Auslast. 1 : 0 bis 4000 Jahresbenutzungsstunden,
 Auslast. 2 : 4000 bis 6000 Jahresbenutzungsstunden,
 Auslast. 3 : > 6000 Jahresbenutzungsstunden.

Tabelle 3.15

**Kosten, Effektivitäten und Effizienzen
 beim verstärkten Gaseinsatz im Kleinverbrauchssektor**

Typ	Substitu- tion von	Substitu- tion durch	Kosten- differenz Mio DM/a	Emissions- minderung Mio t CO ₂ /a	Effizienz DM/t CO ₂
ohne höhere Verteilkosten:					
500 bis 1000 kW	Öl-E	Gas-Z BW	-2,4	0,010	-240,00
> 1000 kW	Heizöl L	Gas	-70,9	0,348	-203,74
0 bis 20 kW	Öl-Z	Gas-Z BW	-4,6	0,066	-69,70
50 bis 100 kW	Öl-Z	Gas-Z BW	-2,5	0,262	-9,54
100 bis 500 kW	Öl-Z	Gas-Z BW	-1,8	0,680	-2,65
20 bis 50 kW	Öl-Z	Gas-Z BW	0,2	0,274	0,73
100 bis 500 kW	Öl-E	Gas-Z BW	1,4	0,082	17,07
500 bis 1000 kW	Öl-Z	Gas-Z BW	2,4	0,102	23,53
> 1000 kW	Heizöl S	Gas	5,6	0,178	31,46
50 bis 100 kW	Öl-E	Gas-Z BW	2,1	0,021	100,00
20 bis 50 kW	Öl-E	Gas-Z BW	5,2	0,034	152,94
0 bis 20 kW	Öl-E	Gas-Z BW	7,4	0,019	389,47
Insgesamt				2,076	
mit höheren Verteilkosten:					
500 bis 1000 kW	Öl-E	Gas-Z BW	-2,8	0,012	-226,67
> 1000 kW	Heizöl L	Gas	-80,5	0,417	-193,03
0 bis 20 kW	Öl-Z	Gas-Z BW	-1,3	0,080	-16,67
50 bis 100 kW	Öl-Z	Gas-Z BW	3,6	0,312	11,44
100 bis 500 kW	Öl-Z	Gas-Z BW	12,6	0,812	15,54
20 bis 50 kW	Öl-Z	Gas-Z BW	7,5	0,326	22,90
100 bis 500 kW	Öl-E	Gas-Z BW	2,8	0,097	29,06
500 bis 1000 kW	Öl-Z	Gas-Z BW	4,5	0,122	36,73
> 1000 kW	Heizöl S	Gas	8,5	0,212	40,00
50 bis 100 kW	Öl-E	Gas-Z BW	2,9	0,026	112,90
20 bis 50 kW	Öl-E	Gas-Z BW	6,9	0,042	166,00
0 bis 20 kW	Öl-E	Gas-Z BW	9,6	0,023	410,71
Insgesamt				2,481	
Insgesamt				4,557	

Die, aufbauend auf dieser Disaggregation, ermittelten spezifischen Minderungskosten und die entsprechenden Minderungspotentiale eines verstärkten Gaseinsatzes im Industriesektor sind in Abbildung 3.5 in Form einer Kosten-Potential-Funktion dargestellt.

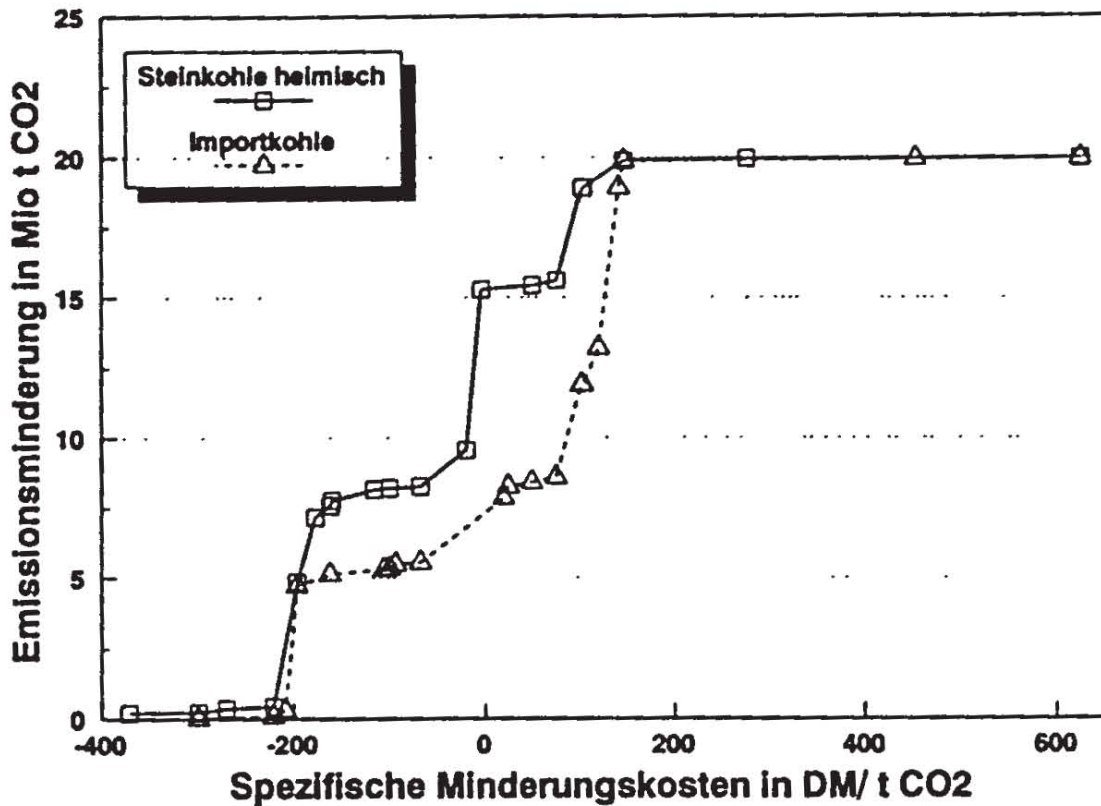


Abb. 3.5: Kosten-Potential-Funktionen für den verstärkten Gaseinsatz im Industriesektor

Eine sehr hohe Effizienz weist generell der Ersatz von leichtem Heizöl und von heimischer Steinkohle durch Gas auf. Ebenso erscheint eine Substitution von schwerem Heizöl in Heizkraftwerken der mittleren Leistungsklassen (10 bis 200 MW_e Wärmeleistung) aufgrund der dabei resultierenden negativen spezifischen Minderungskosten von rund 70 DM/t CO₂ eine empfehlenswerte Maßnahme zu sein. Demgegenüber ergeben sich für den Ersatz von Braunkohle (mit Ausnahme von Heizkraftwerken mit 10 bis 50 MW_e Wärmeleistung) und von schwerem Heizöl in größeren Heizkraftwerken sowie in Heizwerken durch Gas positive spezifische Minderungskosten zwischen +50 und +2685 DM je t CO₂. Auch bei der Betrachtung der Importkohle ist der überwiegende Teil der Maßnahmen und auch das größere Minderungspotential im Industriesektor mit einem höheren volkswirtschaftlichen Aufwand verbunden. Insgesamt könnten bei Betrachtung der Importkohle rund 5,6 Mio t CO₂/a und bei der Zugrundelegung der heimischen Steinkohle etwa 15,3 Mio t CO₂/a mit negativen spezifischen Minderungskosten vermindert werden.

Die, ausgehend von den zugrunde gelegten Energiepreisen, ermittelten spezifischen CO₂-Minderungskosten weisen eine große Bandbreite auf. In Abbildung 3.6 sind die verschiedenen

zuvor diskutierten Maßnahmen der Minderung von CO₂-Emissionen bei einer Substitution von Braunkohle, Steinkohle und Mineralölen durch Gas in Form von Kosten-Potential-Funktionen für eine Bandbreite der spezifischen Minderungskosten zwischen -350 und +200 DM/t CO₂ dargestellt. Naturgemäß ergeben sich bei einer Substitution heimischer Steinkohle aufgrund ihrer hohen Kosten rechnerisch größere Minderungspotentiale mit negativen spezifischen Minderungskosten. Geht man hingegen von den Preisen für Importkohle aus, so ist der größte Teil des Minderungspotentials (rd. 85 %) eines verstärkten Gaseinsatzes mit zusätzlichen Kosten verbunden.

Eine hohe Kosteneffizienz weist ein verstärkter Gaseinsatz dann auf, wenn leichtes Heizöl und Steinkohle in Feuerungsanlagen kleiner Leistung ersetzt werden, wobei die erzielbare CO₂-Minderung aber begrenzt ist. Große Minderungspotentiale mit relativ geringen zusätzlichen Minderungskosten (< 50 DM/t CO₂) bestehen vor allem in der Stromerzeugung (Ersatz von Braun- und Steinkohle) und in kleinerem Ausmaß auch in der Industrie.

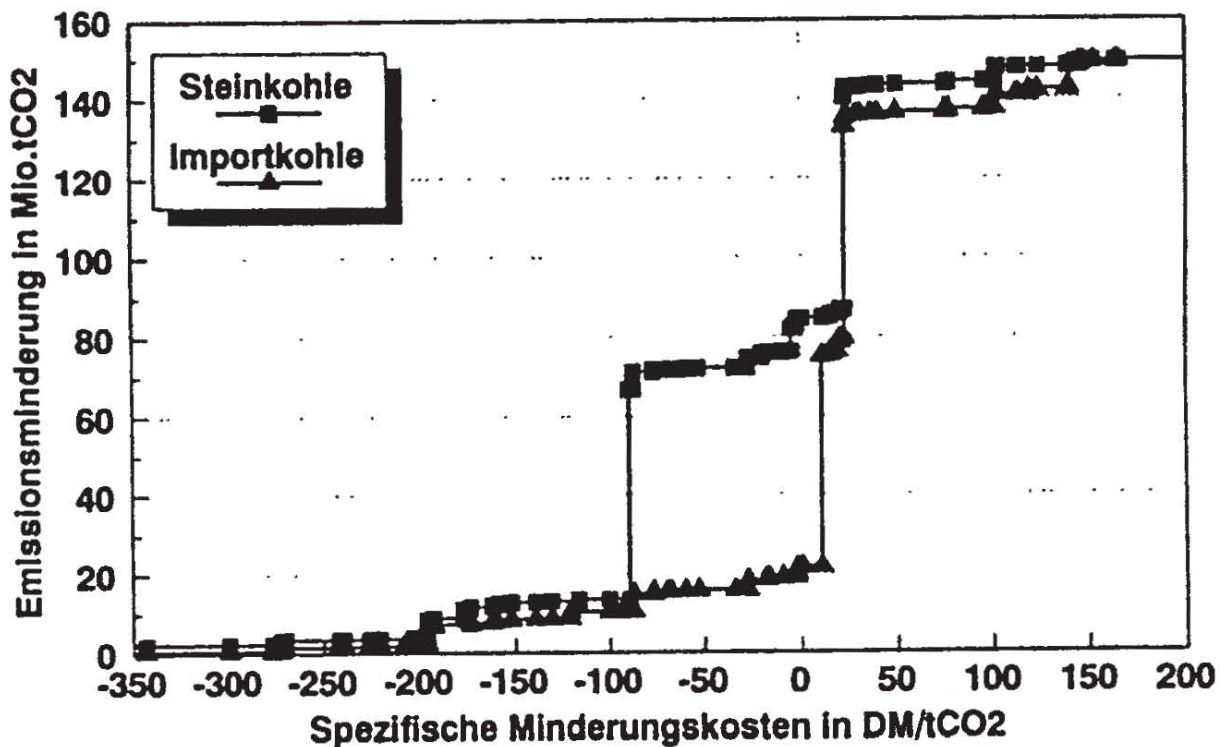


Abb. 3.6: Kosten-Potential-Funktionen für einen verstärkten Gaseinsatz in der Bundesrepublik Deutschland im Jahr 2005

Die zuvor erläuterten spezifischen CO₂-Minderungskosten werden ganz wesentlich durch die Energieträgerpreisrelation zwischen dem substituierenden und substituierten Energieträger bestimmt. Wie bereits erwähnt, ist die Energieträgerpreisentwicklung und damit auch die Entwicklung der Energieträgerpreisrelationen mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. Hinzu kommt, daß eine

Strategie der CO₂-Reduktion durch Austausch fossiler Energieträger über die damit verbundenen Nachfrageeffekte (verstärkte Nachfrage nach CO₂-armen und reduzierte Nachfrage nach CO₂-reichen fossilen Energieträgern) auf den Weltenergiemärkten zu Preiswirkungen führen kann, die die spezifischen CO₂-Minderungskosten erhöhen und die Kosteneffizienzen einer fossilen Substitutionsstrategie erheblich verschlechtern können. Ein Nachgeben der Kohlepreise und ein Anziehen der Erdgaspreise wird somit die ausgewiesenen spezifischen CO₂-Minderungskosten absolut und relativ für die einzelnen Energieträger ändern. Die entsprechenden Elastizitäten der Weltenergiepreise bei solchen markanten Nachfrageverschiebungen sind empirisch derzeit nicht bekannt und nicht erforscht, so daß beim gegenwärtigen Stand der Kenntnisse sich derartige Preiswirkungen nicht quantifizieren lassen. Dadurch wird die Einordnung und Bewertung von Maßnahmen zur CO₂-Minderung durch Substitution fossiler Energieträger untereinander erheblich erschwert. Dies macht deutlich, daß die zuvor diskutierten spezifischen CO₂-Minderungskosten der verschiedenen Substitutionsmaßnahmen nur eine erste orientierende Hilfe sein können.

4. Schlußfolgerungen, Hemmnisse, offene Fragen, Bewertung

Gemessen an der Gesamtmenge der Abschätzung des weltweiten CO₂-Ausstoßes durch Verbrennung fossiler Energieträger in Höhe von ca. 20500 Mio t/a im Jahre 1986 ergibt die dieser Arbeit zugrunde liegende abgeschätzte CH₄-Gesamtmenge von ca. 110 Mio t einen (fiktiven) Anteil von 0,5 %.

In (CO₂-)Äquivalenten gerechnet ergäbe sich demnach eine relative Wirksamkeit zu CO₂,

- bei CO₂-Äquivalenz von 3,5, d.h. unter dem Emissionsgesichtspunkt, der die faktische Relevanz für Minderungsstrategien ausdrückt sowie unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Molekulargewichte:

$$110 \text{ Mio t} \cdot 2,75 \cdot 3,5 = \text{ca. } 1050 \text{ Mio "Äquivalenztonnen"} = \text{ca. } 5 \% \text{ des CO}_2\text{-Ausstoßes.}$$

Die hauptsächlichen Unsicherheitsfaktoren bei der weltweiten CH₄-Mengenabschätzung liegen zum einen im Bereich Energiegewinnung und -förderung sowie -einsatz und dort vor allem bei der dem Mineralölsektor zuzuordnenden "Begleitsubstanz" Erdölgas, das in den Förderregionen weitgehend noch als eher hemmende Begleiterscheinung angesehen wird, häufig noch direkt abgeblasen ("kalt abgefackelt") wird und somit in nicht bekannter Menge die CH₄-Emissionsbilanz direkt belastet. Meist wird Erdölgas ohne energetische Nutzung am Ort des Austritts verbrannt ("heiß abgefackelt") und belastet ohne Nutzeffekte die CO₂-Bilanz; nur gelegentlich wird Erdölgas (mit allerdings hohen Methan-Verlusten in die Atmosphäre) in die Lagerstätte reinjeziert.

In diesen Bereichen liegen hohe Minderungspotentiale, die allerdings bei den Fördergesellschaften auf wirtschaftlich induzierte Hemmnisse stoßen dürften (nur in Ansätzen vorhandene Auffang-, Transport- bzw. Veredelungsinfrastruktur).

Auf der anderen Seite bestehen hohe Unsicherheiten über die exakte Größe der weltweiten Deponiegasemissionen, die in der Regel zu etwa 55 % aus CH₄, zu 45 % aus CO₂ bestehen. Dieser Bereich beinhaltet - allerdings als Grobabschätzung ohne exakte Datenlage - mit 38 % den höchsten Anteil an CH₄-Emissionen. Nur eine die Verbrennungswärme energetisch nutzende und damit andere fossile Energieträger entlastende Müllverbrennung könnte zur effektiven Minderung beitragen, was allerdings für die nahe Zukunft, weltweit breitflächig, in der Tat illusorisch ist. Ähnliches gilt für eine aus gleichen Gründen zu fordernde breitflächige Deponieabdeckung mit Absaugung der methanhaltigen Deponiegase und anschließender energetischer Nutzung.

Eine unmittelbar umweltadäquate Reduzierungsstrategie würde sich via praxisorientierter Anreize realisieren lassen können, die Abfall-Biomasse möglichst vollständig von anderen Abfallstoffen zu

trennen und sie in Humuserzeugungs- bzw. Biogas-Fermentieranlagen weitgehend (CH_4 -)emissionsfrei umzuwandeln.

Im Jahr 1987 betrug der CO_2 -Ausstoß aus energetischer Nutzung fossiler Energieträger in der Bundesrepublik Deutschland ca. 706 Mio t. Dies bedeutete einen Anteil am weltweiten energiebedingten CO_2 -Ausstoß im Jahr 1987 von 22,5 Mrd t von 3,1 %.

Der CH_4 -Ausstoß aus energetischen und abfallwirtschaftlichen Bereichen im Bundesgebiet betrug zwischen 1985 und 1987 ca. 2,63 Mio t/a (CH_4 -Anteil weltweit: 2,4 %). Ohne Äquivalenz-Betrachtungen, d.h. rein gewichtsbezogen, stellt diese CH_4 -Menge einen "fiktiven" Anteil von 0,4 % dar.

Mit dem für Maßnahmenplanungen relevanten, d.h. faktisch wirksamen CO_2 -Äquivalenzfaktor 3,5 "belastet", ergeben sich ca. 25 Mio t/a, ein fiktiver Anteil von ca. 3,5 %.

Den Hauptbereich am CH_4 -Ausstoß im Bundesgebiet stellen die (Begleit-)Emissionen bei der Förderung der Steinkohle (incl. der in den Förderländern der Importkohle anfallenden begleitenden CH_4 -Emissionen) dar. Im Bundesgebiet werden nur 19 % dieser begleitenden Grubengasemissionen gefaßt und energetisch genutzt. Hier also liegen die wesentlichen, allerdings den örtlichen, betrieblichen und technischen Gegebenheiten zufolge schwierig zu realisierenden Minderungspotentiale, es sei denn, spezielle ordnungspolitische Vorgaben würden hierzu Anreizmechanismen schaffen.

Ähnliches gilt für den zweitgrößten CH_4 -Emissionsbereich, den Methanaustritten aus Deponiekörpern (31,5 % aller CH_4 -Emissionen). Neben Müllvermeidung, den Zubau von die Abwärme energetisch nutzenden Müllverbrennungsanlagen (im Bundesgebiet: bislang 48 Anlagen mit lediglich einem Entsorgungsanteil von ca. 33 % des gesamten Hausmülls) kann nur die konsequente und effektive Abdeckung von Deponien einschließlich Fassung und energetischer Nutzung der Deponiegase diese atmosphärische CH_4 -Belastung mindern. Bei einem CO_2 -Faktor des Methans von 3,5 ist jedoch eine energetische Nutzung des Deponiegases weniger klimawirksam und ist auch stärker davon abhängig, ob durch die Energienutzung aus den Deponiegasen fossiler Energieverbrauch vermieden wird. Hierzu wären noch weitere Untersuchungen notwendig. Es sind jedoch - weniger zwar gegenüber der weltweiten Situation - ausgesprochen umweltadäquate Minderungspotentiale via gesonderter Abfall-Biomasse-Behandlung zu mobilisieren.

Vor dem Hintergrund einer möglichen Austauschstrategie (sonstige fossilstämmige Energieträger versus Erdgas) ist in jedem Fall darauf zu achten, daß die Erdgasverlustemissionen, u. a. Leckage-

und Gasnetzverluste, mit ca. 250000 t immerhin knapp 10 % aller bundesdeutschen Methanemissionen, vermindert werden. Zwar müßte der bisherige Kenntnisstand hinsichtlich des genauen Mengengerüsts über Gasverluste noch durch spezielle Untersuchungen wesentlich verbessert werden, dennoch ist klar, daß mittels der heute vorhandenen sensorgestützten Detektionstechnik sich Leckverluste in jedem Fall besser orten lassen, so daß der Reduktionsnotwendigkeit effektiver Rechnung getragen werden kann.

Aufgrund der unterschiedlichen, auf die Energiemenge bezogenen CO₂-Freisetzungen bei der Verbrennung der verschiedenen fossilen Energieträger bietet eine gezielte Strategie der Substitution CO₂-reicher fossiler Brennstoffe (Stein- und Braunkohle) durch CO₂-arme fossile Energieträger (Mineralöl und Erdgas) die Möglichkeit, zur Minderung der energiebedingten CO₂-Emissionen beizutragen. Dies gilt auch, wenn die spezifischen CH₄-Emissionen zusammen mit den CO₂-Emissionen betrachtet werden, wie die folgenden spezifischen Emissionsfaktoren bei einem CO₂-Faktor des Methans von 32 bzw. 3,5 pro Molekül zeigen:

- 118,3 bzw. 116,7 kg CO₂ Äquivalent je GJ für Braunkohle,
- 141,8 bzw. 101,0 kg CO₂ Äquivalent je GJ für Steinkohle,
- 88,8 bzw. 84,9 kg CO₂ Äquivalent je GJ für schweres Heizöl,
- 84,3 bzw. 80,4 kg CO₂ Äquivalent je GJ für leichtes Heizöl/Diesel/Erdöl,
- 82,3 bzw. 78,4 kg CO₂ Äquivalent je GJ für Benzin und
- 69,4 bzw. 59,3 kg CO₂ Äquivalent je GJ für Erdgas.

Hieraus resultiert, daß die zuvor genannte Substitutionsstrategie fossiler Energieträger untereinander durch die Mitbetrachtung der CH₄-Emissionen weiterhin sinnvoll erscheint.

Aber selbst eine vollständige Umstellung der Energieversorgung auf den CO₂-ärmsten fossilen Energieträger, das Erdgas, würde die CO₂-Freisetzung nur in einem Ausmaß reduzieren können (rd. 30 % gegenüber den Emissionen des Jahres 1987), das zur Erreichung einer klimaverträglichen Energieversorgung bei weitem nicht ausreicht. Nimmt man die ressourcenseitigen Begrenzungen der CO₂-armen fossilen Energieträger hinzu, so wird deutlich, daß ihre Rolle im Zusammenhang mit der Klimaproblematik wohl eher darin liegt, in der Übergangsphase hin zu einer klimaverträglichen Energieversorgung einen Beitrag zur Minderung der CO₂-Emissionen und damit zur Eingrenzung der negativen Klimaveränderungen zu leisten.

Ohne zeitlichen Verzug ließen sich unter Ausnutzung der im Feuerungsanlagenpark bestehenden Substitutionsmöglichkeiten fester Brennstoffe (Mischfeuerungen, Auslastungsveränderungen) etwa 53 Mio t CO₂/a entsprechend 7 % der gegenwärtigen energiebedingten CO₂-Emissionen vermeiden. Mittelfristig, etwa bis zum Jahr 2005, sind durch die Zubaumöglichkeit von Feuerungsanlagen, die CO₂-arme Brennstoffe einsetzen, die erzielbaren CO₂-Minderungen naturgemäß größer. Die

technisch erreichbaren CO₂-Minderungspotentiale einer verstärkten Nutzung von Mineralölprodukten liegen dabei in einer Größenordnung von 80 bis 160 Mio t CO₂/a und die des Erdgases im Bereich von 150 bis 250 Mio t CO₂/a. Die spezifischen CO₂-Minderungskosten der verschiedenen Maßnahmen in den Bereichen der Strom- und Fernwärmeerzeugung, der Haushalte, Kleinverbraucher, Industrie und des Verkehrs spannen dabei eine große Bandbreite auf. Die großen Minderungspotentiale im Bereich der Stromerzeugung und Industrie weisen dabei spezifische Minderungskosten von weniger als 50 DM/t CO₂ auf, sie sind jedoch überwiegend positiv, wenn man die Preisrelationen des gemeinsamen Analyserasters zugrunde legt. Mit negativen spezifischen Minderungskosten könnte durch einen verstärkten Gaseinsatz eine Reduktion der CO₂-Emissionen um rund 20 Mio t CO₂ erreicht werden, dies sind rund 3 % der gesamten energiebedingten CO₂-Emissionen der Bundesrepublik Deutschland im Jahr 1987.

Eine weitgehende Ausschöpfung der mittelfristig bestehenden CO₂-Minderungspotentiale eines verstärkten Einsatzes von Erdgas würde einen Mehrverbrauch von 115 bis 198 % bedeuten. Ausgehend von den gegenwärtigen Kenntnissen über die Ressourcensituation und Produktionspotentiale der Förderländer können diese zusätzlichen Erdgasmengen für die Bundesrepublik Deutschland verfügbar gemacht werden. Auch der Ausbau des Erdgasnetzes in dieser Größenordnung erscheint aufgrund der Erfahrungen der Vergangenheit durchführbar zu sein, so wurde das heute bestehende Erdgasnetz in den letzten 30 Jahren aufgebaut und im Zeitraum zwischen 1973 und 1988 hat sich eine Verdoppelung des Primärenergieverbrauchs an Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland eingestellt. Hier wäre ein entsprechendes energiepolitisches Signal notwendig, um diese Aktivitäten in Gang zu bringen. Ob allerdings die verstärkte Gasnachfrage aufgrund einer CO₂-Begrenzung durch den CO₂-armen Energieträger Erdgas auf den Weltenergiemärkten zu Preiseffekten führen würde, läßt sich gegenwärtig nicht sagen, noch lassen sich die Preiseffekte quantifizieren. Hier besteht weiterer Forschungsbedarf.

Angesichts der Unsicherheiten über die zukünftige Entwicklung der Energieträgerpreise kann jede Quantifizierung von spezifischen CO₂-Minderungskosten eines Austausches fossiler Energieträger untereinander nur eine erste Orientierungshilfe sein. Dies gilt auch für die in Kapitel 3.2.2 erläuterten CO₂-Minderungseffizienzen. Die dort genannten spezifischen Minderungskosten der großen Minderungspotentiale, zum Beispiel in der Stromerzeugung, weisen darauf hin, daß es gegebenenfalls zusätzlicher Anreize bedarf, damit diese Minderungsmöglichkeiten ausgeschöpft werden. Im Bereich der Grundlaststromerzeugung müßte sich die Preisdifferenz des Erdgases zur Braunkohle- und Importkohle um ca. 2 bis 2,5 DM/GJ reduzieren, damit die Erdgassubstitution wirtschaftlich von Interesse wäre (Preise für Braun- bzw. Importkohle 3,6 bzw. 3 DM/GJ im Jahr 1987).

Die hier aufgezeigten CO₂-Minderungsmöglichkeiten eines Austausches fossiler Energieträger untereinander stehen gegebenenfalls in Konkurrenz mit anderen CO₂-Minderungsmöglichkeiten zum Beispiel durch Maßnahmen zur Energieeinsparung oder einer verstärkten Nutzung von Kernenergie. Ob und wie sie davon tangiert werden, läßt sich nur im Rahmen einer weitergehenden, gesamtsystemaren Untersuchung klären.

Weitere Hemmnisse, die einer Umsetzung der CO₂-Minderungsmöglichkeiten durch Austausch fossiler Energieträger entgegenstehen, sind der Jahrhundertvertrag zur Kohleverstromung, die Richtlinien der Internationalen Energieagentur und der Europäischen Gemeinschaft bezüglich der Gasnutzung im Kraftwerkssektor sowie eine eventuell begrenzte Kapitalverfügbarkeit für die Umrüstung bestehender Anlagen und die notwendige Infrastruktur (Rohrnetz) für die Ausweitung des Gaseinsatzes.

Grundsätzlich sind die ermittelten Ergebnisse der Möglichkeiten einer Reduktion klimarelevanter Spurengasemissionen durch einen Austausch fossiler Energieträger untereinander als eine "erste Bilanz" im Sinne einer Vorstudie zu verstehen, die zumindest partiell weiterer vertiefter Untersuchungen bedürfte. Es gilt jedoch für die Untersuchung der Maßnahmen der Minderung klimarelevanter Spurengase durch eine Substitution fossiler Energieträger untereinander festzuhalten, daß die Substitution fossiler Energieträger untereinander im Hinblick auf die Möglichkeiten der Minderung klimarelevanter Spurengase alleine keine langfristig tragfähige Lösung darstellt. Die hier untersuchten Maßnahmen könnten jedoch einen wesentlichen Beitrag für die Eingrenzung negativer Klimaveränderungen in der Übergangsphase hin zu einer weitgehend CO₂-freien Energieversorgung liefern, wobei besonders der verstärkte Erdgaseinsatz hervorzuheben ist.

Literaturverzeichnis

ADL, 1989:

Arthur D. Little, Methanemissionen durch Verluste bei der Öl- und Gasförderung, Final Report, Ref. 63 193, 1989

BP, 1989:

BP Statistical Review of World Energy, London, July 1989

CEDIGAZ, 1988:

S. Cornot, Natural Gas in the world in 1987, Centre international d'information sur le gaz naturel et tous hydrocarbures gazeux, Paris, 1988

Cicerone R. J., Oremland R. S., 1988:

Global Biogeochemical Cycles, Vol. 2, No. 4, National Center for Atmospheric Research, Boulder, Colorado, 1988

Crutzen P. J., 1989:

Menschliche Einflüsse auf das Klima und die Chemie der globalen Atmosphäre, in: Das Ende des blauen Planeten?, Verlag Beck, 1989

Derwent R. G., 1990:

Trace Gases and their Relative Contribution to the Greenhouse Effect, Modelling and Assessments Group, Environmental & Medical Sciences Division, Harwell Laboratory, Oxfordshire, January 1990

Enquete-Kommission, 1988:

Erster Zwischenbericht der Enquete-Kommission Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre des Deutschen Bundestages, Drucksache 11/3246, Bonn, November 1988

Fischer, 1989:

Fischer Weltalmanach, Fischer Taschenbuchverlag, Frankfurt, 1989

Fritsche U., 1989:

Zusammenstellung von klimarelevanten Emissionsdaten für Energiesysteme in der BRD, Studienschwerpunkt A.1.1 des Studienprogramms Internationale Konvention zum Schutz der

Erdatmosphäre sowie Vermeidung und Reduktion energiebedingter klimarelevanter Spurengase für die Enquete-Kommission Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre des Deutschen Bundestages, Endbericht, Öko-Institut, Darmstadt, August 1989

Graßl H., 1989:

Anthropogene Beeinflussung des Klimas, Phys. Blätter 45, 1989

Khalil M. A. K., u. a., 1983:

Sources, sinks and seasonal cycles of atmospheric methane, J. Geophys. Res. 88, 1983

Lillie, u. a., 1989:

Methanemission in Erdgas- und Erdölproduktionsbetrieben der Bundesrepublik Deutschland im Jahre 1988, DGMK-Bericht 449-01, 1989

Okken P. A., Kram T., 1989:

CH₄/CO₂-emission from fossil fuel global warming potential, Energy Study Centre, Netherlands, 1989

PROGNOS, 1987:

Rationelle Energieverwendung und -erzeugung ohne Kernenergienutzung: Möglichkeiten sowie energetische, ökologische und wirtschaftliche Auswirkungen, Untersuchung im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft, Mittelstand und Technologie des Landes Nordrhein-Westfalen, Basel, Köln, Oktober 1987

PROGNOS, 1990:

Referenzszenario des Energiebedarfs und der Emissionen energiebedingter klimarelevanter Spurengase bis zum Jahr 2050 für die Bundesrepublik Deutschland ohne wesentliche Eingriffe aufgrund des Treibhauseffektes, Studienschwerpunkt D.1 des Studienprogramms Internationale Konvention zum Schutz der Erdatmosphäre sowie Vermeidung und Reduktion energiebedingter klimarelevanter Spurengase für die Enquete-Kommission Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre des Deutschen Bundestages, Endbericht, PROGNOS AG, Basel, Februar 1990

Schneider-Fresenius W., 1989:

Battelle-Studie: Ermittlung der Methan-Freisetzung durch Stoffverluste bei der Erdgasversorgung der Bundesrepublik Deutschland - Beitrag des Methans zum Treibhauseffekt Battelle-Institut, Frankfurt, 1989

Seiler W., u. a., 1986:

Other Greenhouse Gases and Aerosols, in: The Greenhouse Effect Climatic Change and Ecosystems, 1986

Zimmermeyer, 1989:

Methanemissionen bei der Steinkohlengewinnung, Gesamtverband des Deutschen Steinkohlenbergbaus, 1989