



Fraunhofer Institut
Systemtechnik und
Innovationsforschung

**Methanemissionen
durch den Einsatz von Gas in Deutschland
von 1990 bis 1997
mit einem Ausblick auf 2010**

**Untersuchung
für den
Deutschen Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.**

Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung (ISI)

Dipl.-Phys. Jürgen Reichert

Dipl.-Ing. Michael Schön

unter Mitarbeit von

Lars Behnke

Karlsruhe, Mai 2000

Inhalt

ZUSAMMENFASSUNG	I
1 AUSGANGSLAGE UND ZIELSETZUNG.....	1
2 SPEZIFISCHE EMISSIONEN FÜR DEUTSCHLAND	3
2.1 METHANEMISSIONEN BEI DER INLÄNDISCHEN FÖRDERUNG UND HERSTELLUNG VON GAS	3
2.2 METHANEMISSIONEN BEI DER SPEICHERUNG UND FERNVERTEILUNG VON GAS.....	3
2.3 ROHRLEITUNGEN DER ORTSGASNETZE	4
2.3.1 <i>Methodisches Vorgehen</i>	4
2.3.2 <i>Überblick über die verwendeten Emissionsfaktoren für Rohrleitungen</i>	7
2.4 METHANEMISSIONEN BEI DER INLÄNDISCHEN VERWENDUNG VON GAS	9
3 BEZUGSGRÖßEN	11
3.1 <i>Rohrnetzlängen</i>	11
3.2 <i>Andere Bestimmungs- und Bezugsgrößen der Methanemissionen</i>	13
3.3 <i>Gasgeräte in Haushalten und Kleinverbrauch</i>	14
4 ERGEBNISSE.....	16
4.1 EMISSIONEN IM INLAND	16
4.2 MIT ERDGASIMPORTEN ZUSAMMENHÄNGENDE METHANEMISSIONEN	18
5 ZUKÜNFTIGE ENTWICKLUNG DER EMISSIONEN.....	21
6 LITERATUR	27

DANKSAGUNG

Wir danken dem DVGW für die Förderung des Vorhabens und der Ruhrgas AG für die Unterstützung bei der Datenbeschaffung. Vor allem Frau Claudia Hartung möchten wir für die vielfältigen Anregungen danken.

Die Autoren

Zusammenfassung

Basis praktisch aller Abschätzungen der Emissionen des Treibhausgases Methan im Bereich der Öl- und Gasverteilung in der Bundesrepublik Deutschland bilden spezifische Emissionswerte, die aus einer älteren Untersuchung von Battelle aus dem Jahr 1989 abgeleitet wurden. Neue Erkenntnisse und Messungen ließen eine von Grund auf revidierte Abschätzung der durch den Einsatz von Erdgas in Deutschland verursachten Methanemissionen notwendig erscheinen, die vom Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung (ISI) mit Förderung durch den Deutschen Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. (DVGW) durchgeführt wurde.

Insbesondere für den Bereich der Ortsgasnetze wurde ein Rechenverfahren zur Abschätzung der Emissionen auf der Basis neuer Messungen entwickelt. Die Messwerte streuen noch sehr stark und zeigen eine Abhängigkeit von der Art des Bodens, in dem die Leitung verlegt ist. An dieser Stelle sind durch weitere Messungen und Untersuchungen zur Häufigkeitsverteilung der Böden weitere Verbesserungen der Abschätzungen zu erwarten. Mit den vom DVGW vorgeschriebenen Überwachungszeiträumen und den üblichen Reparaturzeiten nach der Entdeckung eines Lecks sowie der Häufigkeit der Lecks aus der DVGW-Schadensstatistik ergeben sich dann detaillierte Werte der spezifischen Emissionen für die verschiedenen Materialien. Die spezifischen Emissionen sind damit unabhängig von der Druckstufe des Netzes.

Die Netzlängen wurden aus der Gasstatistik des Bundesverbandes der Deutschen Gas und Wasserwirtschaft e.V. (BGW) übernommen, wobei an einigen Stellen weitere Aufteilungen bei den Materialien und Glättungen in den Zeitreihen vorgenommen wurden. Da Graugussleitungen die höchsten Emissionen verursachen, in der Gasstatistik aber nicht getrennt ausgewiesen werden, mussten die Längen anhand einer Einzelangabe des DVGW für 1997 für die übrigen Jahre geschätzt werden. Auch die Hausanschlüsse wurden anhand der Materialverteilung im Nieder- bzw. Mitteldrucknetz und der Anzahl der Anschlüsse mit und ohne Druckregler weiter aufgeteilt.

Die Leckstellenhäufigkeiten in den Neuen Bundesländern sind nach Angaben der Lecksuchfirmen erheblich höher als in den Alten Bundesländern. Die von ihnen angegebenen Faktoren für verschiedene Jahre wurden in die spezifischen Emissionsfaktoren eingerechnet und die ganze Berechnung der Emissionen durch die Ortsgasnetze getrennt für die Alten und Neuen Bundesländer durchgeführt. Für die Fernleitungen in den Neuen Bundesländern wurde ein etwas geringerer Faktor als für die Ortsgasnetze und Hausanschlüsse zu Grunde gelegt.

Die Emissionen bei der Erdgasgewinnung in Deutschland wurden mit dem bisherigen Wert der DGMK (Lillie 1989) berechnet.

II

Beim Ferntransport innerhalb von Deutschland wurden die längenspezifischen Emissionen der Fernleitungen in den alten Bundesländern mit dem alten Emissionswert nach Battelle gerechnet, getrennt von den spezifischen, auf die Leistung bezogenen Emissionen der Verdichterstationen, die auch für die wesentlichen Emissionen der Untertage-Gasspeicher verantwortlich sind.

Die Emissionen der Obertagespeicher sowie der HD- und ND-Mess- und Regelstationen werden erstmals ausgewiesen, wobei die Emissionen der HD- und ND-Mess- und Regelstationen nach amerikanischen Literaturangaben und Angaben der Ruhrgas AG über die spezifischen Emissionen berechnet wurden.

Die Emissionen der Haushaltgeräte wurden ebenfalls mit einem neuen spezifischen Emissionswert pro Gerät und Jahr berechnet, der aus Messergebnissen an Einzelgeräten abgeleitet wurde. Die Anzahl der 1997 in Gebrauch befindlichen Geräte wurde einer aktuellen Abschätzung der Prognos AG (1999) entnommen und mit den 1995 von Prognos gegebenen Veränderungsdaten auf die Jahre 1990 bis 1997 umgerechnet. Nur die Anzahl der in Gebrauch befindlichen Gasherde wurde für zu hoch gehalten und nach der Verbrauchsstichprobe von 1993 nach unten korrigiert. Die Methanemissionen im Bereich der Hausanschlüsse und der industriellen Verwendung wurden mit dem spezifischen Battelle-Wert ermittelt, da hier keine neuen Erkenntnisse vorliegen.

Die Ergebnisse der Rechnung sind in Abbildung 1 zu sehen. Die inländischen Emissionen sanken von 589 Mio. m³ (424 kt) 1990 auf 464 Mio. m³ (334 kt) im Jahre 1997. Diese erhebliche Reduktion der Emissionen ist auf die mit Nachdruck betriebene Sanierung der Ortsgasnetze, insbesondere in den Neuen Bundesländern, zurückzuführen, deren Emissionen von 304 Mio. m³ (219 kt) auf 178 Mio. m³ (128 kt) zurückgingen (Hausanschlüsse hierin nicht enthalten). Nur im Verwendungsbereich stiegen die Emissionen durch die Ausweitung des Gaseinsatzes leicht von 115 Mio. m³ (82 kt) auf 137 Mio. m³ (99 kt) an. Andere Gase als Erdgas sind heute nur noch bei der Gewinnung und Verwendung im Industriebereich von Bedeutung, die Emissionen sind aber im Vergleich zu denjenigen der Erdgaswirtschaft insgesamt vernachlässigbar.

Für die Abschätzung der mit Erdgas-Importen aus Russland verknüpften Methanemissionen wurden die Ergebnisse jüngerer Messkampagnen an repräsentativen Anlagen der Gasförderung und des Ferntransportes der RAO Gazprom (unter Beteiligung der Ruhrgas AG) herangezogen. Hieraus ergaben sich Emissionen für die Bereiche Förderung und Aufbereitung, das Pipelinesystem und die Verdichterstationen, die sich auf rd. 1% der transportierten Gasmenge summieren (Dedikov et al. 1999).

Für die Emissionen aus dem Import dänischen und holländischen Gases wurden neuere Angaben nach IGU (1997) herangezogen. Die Emissionen im Zusammenhang mit Erdgasimporten aus Norwegen wurden mangels von Detailinformationen analog hierzu geschätzt.

III

Insgesamt belaufen sich die mit Erdgasimporten zusammenhängenden Emissionen ausserhalb des deutschen Territoriums damit auf 310 Mio. m³ (223 kt); Stand 1997.

Aufbauend auf den Ergebnissen für den Zeitraum bis 1997 wurde eine Abschätzung der denkbaren künftigen Emissionsentwicklung vorgenommen. Bis 2010 kann danach bei anhaltenden Anstrengungen zur Sanierung der Netze und Verbesserungen auch im Verwendungsbereich mit einem Rückgang der inländischen Emissionen auf 276 Mio. m³ (199 kt) gerechnet werden. Die importbedingten Emissionen ausserhalb von Deutschland dürften auf 255 Mio. m³ (184 kt) zurückgehen.

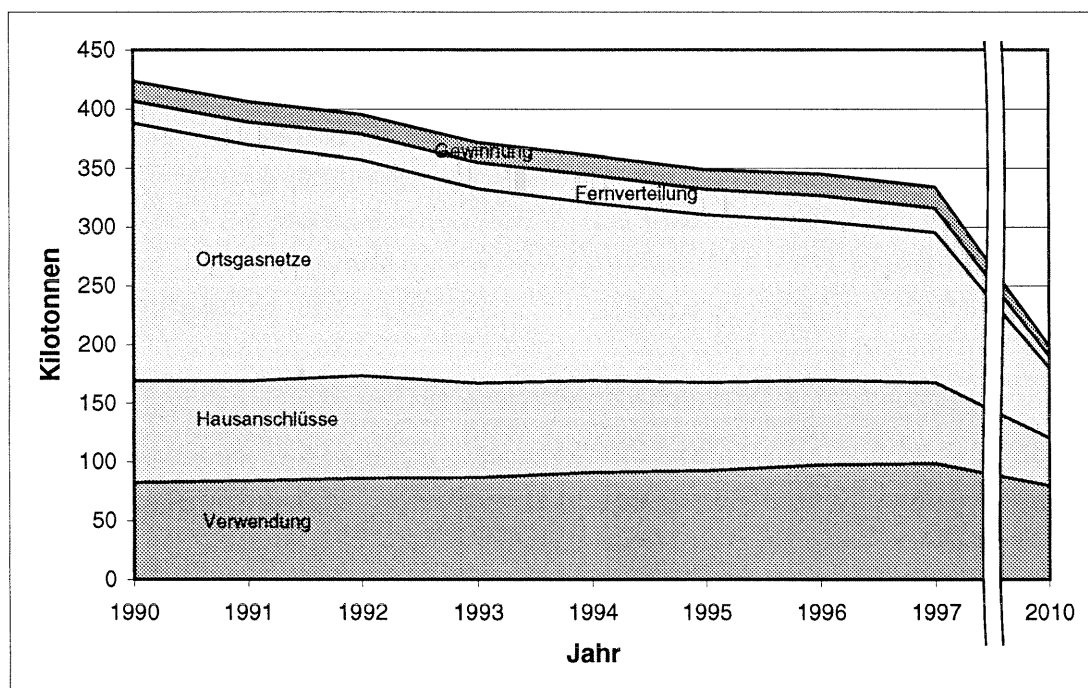


Abb.1: Methanemissionen durch den Gaseinsatz in Deutschland (ohne importbedingte Emissionen im Ausland)

1 Ausgangslage und Zielsetzung

Basis praktisch aller Abschätzungen der Emissionen des Treibhausgases Methan im Bereich der Öl- und Gasverteilung in der Bundesrepublik Deutschland bilden spezifische Emissionswerte, die aus einer älteren Untersuchung von Battelle (Schneider-Fresenius et al. 1989) abgeleitet wurden. Diese Basisdaten wurden bislang auch vom Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung (ISI) für die Erstellung erster CH₄-Emissionsinventare im Auftrag des Umweltbundesamtes (UBA) herangezogen (Schön/Walz et al. 1993). In der Folge baute eine Reihe von weiteren Arbeiten für das UBA, z. B. im Rahmen des Vorhabens „Politiksznarien für den Klimaschutz“ (Schön et al. 1997) darauf auf, dessen Ergebnisse Eingang in den zweiten Klimaschutz-Nationalbericht der Bundesregierung (BMU 1997) fanden.

Zuletzt wurden die Schätzungen Ende 1997 mit dem Bezugsjahr 1994 aktualisiert (Reichert/Schön 1997), wobei eine gänzlich neue, auf dem DVGW-Regelwerk und der Schadensstatistik beruhende Berechnungsweise eingeführt wurde. Neben den DVGW-Schadens- und Unfallstatistiken von 1986 und 1995 sind einige neuere Messergebnisse an Leckstellen aus Ortsgasnetzen mit einbezogen worden. Es stellte sich aber heraus, dass die Abschätzungen der Methanemissionen aus verschiedenen Segmenten des Gasversorgungssystems nach wie vor sehr unsicher waren. Es handelte sich dabei insbesondere um die alten Netzteile der Ortsgasversorgung, die Emissionen im Bereich der Gasverwendung sowie die Emissionen ausländischer Hochdruckfernleitungen für Importgas.

Mittlerweile hat sich die Datenlage durch aktuelle, neue Messergebnisse weiter verbessert. So kann auf einzelne neue Messungen von Leckmengen in verschiedenen Böden und von An- und Abfahremissionen verschiedener Geräte zurückgegriffen werden, wenngleich es nach wie vor wünschenswert wäre, auf eine breitere diesbezügliche Datenbasis zurückgreifen zu können. Auch liegen inzwischen belastbarere Angaben zu den restlichen Grauguss-Netzlängen in Deutschland vor. Für die Abschätzung der im Zusammenhang mit Erdgasimporten aus Sibirien außerhalb der Bundesrepublik anfallenden Methanemissionen bei Förderung und Aufbereitung sowie der Emissionen im Pipelinesystem und an Verdichterstationen können die Ergebnisse jüngerer Messkampagnen mit Beteiligung der Ruhrgas AG an repräsentativen Anlagen der RAO Gazprom herangezogen werden. Für die Emissionen aus dem Import dänischen und holländischen Gases liegen ebenfalls neuere Angaben vor.

Angesichts der wesentlich verbesserten Datenverfügbarkeit lag es nahe, die in weiten Teilen immer noch auf der alten Battelle-Studie aufbauenden Emissionsberechnungen von Grund auf neu zu erstellen. Das vorliegende Datenmaterial wurde so aufbereitet, dass die Emissionen einschließlich der Emissionen der Gasnutzung in Geräten und der vorgelagerten Emissionen in Zusammenhang mit Erdgasimporten zuverlässiger abgeschätzt werden konnten. Dabei wurde ein möglichst aktueller Stand

wiedergegeben und es wurden Aussagen über die Entwicklung der letzten Jahre gemacht.

Die Ergebnisse wurden außer in Schriftform auch in leicht handhabbaren Kalkulationstabellen (auf Basis von MS Excel) bereitgestellt, wodurch die Effekte von Emissionsminderungsmöglichkeiten leicht quantifizierbar werden. Darüber hinaus können Projektionen der künftigen Emissionsentwicklung erstellt werden und jährliche Fortschreibungen der Emissionszeitreihen werden erleichtert.

Die derzeit verfügbaren Basisdaten für die Abschätzung der Methanemissionen beziehen sich in der Regel auf das Jahr 1997, wobei sich allerdings einzelne Angaben, z. B. aus der DVGW-Schadensstatistik und aus sonstigen Quellen, auf die Jahre 1994 oder 1995 beziehen. Aus diesem Grund finden sich im vorliegenden Bericht häufig in ausführlicher Form quantitative Angaben für die Jahre 1994 und 1995, aus denen dann aber fallweise Werte für die Folgejahre bis 1997 und zurück bis 1990 abgeleitet wurden, um die in Abschnitt 4 dargestellten Zeitreihen zu berechnen. Bezüglich der vollständigen quantitativen Dokumentation sei auf die ausführlichen, den vorliegenden Bericht ergänzenden Kalkulationstabellen verwiesen.

Ergänzend sollte ein Ausblick auf die denkbare Entwicklung der Emissionen bis zum Jahr 2010 dargestellt werden.

2 Spezifische Emissionen für Deutschland

Neue spezifische Emissionsfaktoren wurden insbesondere bei den Gasnetzen abgeleitet, da hier eine neue DVGW-Schadensstatistik und vor allem neuere Erkenntnisse und Messungen von Leckraten vorlagen, die sicherere Ergebnisse gegenüber der Battelle-Studie erwarten ließen. Insbesondere musste die Situation nicht nur für die Alten Bundesländer (ABL) sondern auch für die besondere Situation in den Neuen Bundesländern (NBL) geklärt werden, in denen erheblich höhere Leckstellenhäufigkeiten gefunden wurden.

2.1 Methanemissionen bei der inländischen Förderung und Herstellung von Gas

Der Wert für die spezifischen Emissionen bei der Förderung (den auch Battelle verwendete) ist vom DGMK (Lillie 1989) übernommen worden (siehe Tabelle 2.1).

Tab. 2.1: Spezifische Emissionen bei der inländischen Förderung und Herstellung von Gasen der öffentlichen Gasversorgung

Förderung	0,0013	m ³ / m ³
Herstellung (Kokereien)	0,0009	m ³ / m ³

Für die Abschätzung der Emissionen der Kokereien wurde der vom Umweltbundesamt für die Emissionsberichterstattung herangezogene Emissionsfaktor verwendet (UBA 1999).

2.2 Methanemissionen bei der Speicherung und Fernverteilung von Gas

Die Hauptemissionsquelle bei der Untertage-Speicherung bilden nach Angaben der Ruhrgas AG die Emissionen der dabei eingesetzten Verdichteranlagen. Nach Angaben der Verbundnetz Gas AG (VNG 1999) betragen die spezifischen Methan-Emissionen der Verdichter pro Jahr etwa 7 m³/kW (Wert für 1998, mit dem Methangehalt 1998 von 0,9034 auf Erdgasemissionen von 7,75 m³/kW umgerechnet, siehe Tabelle 2.2). Bei der weiteren Rechnung wurde daher die Leistung der Verdichterstationen für Transport und Untertagespeicherung zusammengefasst und gemeinsam behandelt.

Tab. 2.2: Spezifische Emissionen der Verdichter zur Speicherung und Fernverteilung von Gas

Verdichter	7,75	m ³ /kW/a
Hochdruck-Fernleitungen	221	m ³ /km/a

Für die Hochdruck-Fernleitungen wurde der bisher schon herangezogene Wert von Battelle von 221 m³/km/a für die ABL verwendet, da hier keine neuen Erkenntnisse vorlagen. Er wurde mit dem von Battelle benutzten Methangehalt von 0,888 auf Erdgasemissionen zurückgerechnet und mit dem jährlich aus den Methankonzentrationen der jeweiligen Erdgas-Provenienz berechneten mittleren Methangehalt für die öffentliche Gasversorgung (siehe Tabelle 2.7) multipliziert, um wieder den spezifischen Emissionsfaktor für Methan zu erhalten. Bei den Fernleitungen kann davon ausgegangen werden, dass der Faktor zwischen ABL und NBL etwas geringer ist als bei den Ortsgasnetzen. Für die NBL wurde daher 1994 statt, wie in den Ortsgasnetzen, des 10-fachen der 8-fache Emissionsfaktor für Gas im Vergleich zu den ABL zu Grunde gelegt. Entsprechend wurde für die übrigen Jahre ebenfalls davon ausgegangen, dass der Faktor für Gas bei den Fernleitungen um jeweils 20 % geringer ist.

2.3 Rohrleitungen der Ortsgasnetze

2.3.1 Methodisches Vorgehen

Die methodische Grundlage der Neuberechnungen geht von der Prämisse aus, dass bei den regelmäßigen, vom DVGW-Regelwerk vorgeschriebenen Netzüberprüfungen ein Leck dann entdeckt wird, wenn es eine bestimmte Größe erreicht hat, das heißt, wenn im Mittel eine bestimmte Gasmenge pro Zeiteinheit austritt. Die Empfindlichkeitsgrenze der Lecksuchgeräte liegt etwa bei 1 bis 2 l/h (Lauer 1979), heute eher noch darunter. Damit wird der Gasverlust pro Leck unabhängig von der Druckstufe und nur bestimmt durch die mittlere Lebensdauer des Lecks und seinen mittleren Gasverlust pro Zeiteinheit.

Die mittlere Lebensdauer der Lecks ergibt sich einmal durch die im DVGW-Regelwerk für Leitungen festgelegten Überwachungszeiträume, die für Niederdruck 4 Jahre, für Mitteldruck 2 und für Hochdruck 1 Jahr betragen. Ab einer Leckstellenhäufigkeit von mehr als 2/km sind diese Zeiten zu halbieren, für Grauguss wird eine jährliche Überprüfung empfohlen. Hinzu kommt die mittlere Zeit bis zur Beseitigung der Lecks, die je nach Lage zu Wohngebäuden, Gasaustrittsmöglichkeit z. B. in einen Hohlraum und Größe des Lecks entweder kurzfristig oder spätestens binnen eines Jahres erfolgt.

Nimmt man eine der Zeit proportionale Entstehungsrate der Lecks an und werden am Ende eines Überwachungszeitraumes von J Jahren N Lecks pro km überwachter Leitung gefunden, die spätestens nach j Jahren beseitigt sind, so ergeben sich die spezifischen Methan-Emissionen der Rohrleitung nach folgender Formel:

$$E = 8,76 \cdot R \cdot N \cdot F \cdot (J+j)/2$$

Hierin dient der Faktor 8,76 der Umrechnung von l/h in m³/Jahr, R ist die mittlere Leckmenge in l/h und F ist der Anteil an Methan im betrachteten Gas.

In der Formel sind F und J vorgegebene Größen, für j wurde ein Durchschnittswert von einem halben Jahr angesetzt. Auch die Leckstellenhäufigkeit N ist aufgrund der DVGW-Schadensstatistik 1995 mit ihrem großen statistischen Zahlenmaterial (bei einer gesamten Netzlänge in den ABL von 1997 ca. 365.000 km müssen nach dem Regelwerk jährlich etwa 186.000 km überprüft werden) als gut gesicherter Wert anzusehen. Für Emissionsschätzungen ist aber die Aufteilung nach Materialarten in der DVGW-Schadensstatistik nicht ausreichend differenziert (siehe Tabelle 2.3).

Tab. 2.3: Leckstellenhäufigkeit (Leckstellen pro km und Jahr) bei den verschiedenen Materialarten in den ABL (Quelle: DVGW-Schadens-Statistiken)

Netzteil	Material	1986		1995	
		ohne Fremd-Einwirkung	gesamt	ohne Fremd-Einwirkung	gesamt
Versorgungsnetz	Guss (gesamt)	1,149	1,160	0,595	0,600
	Grauguss	k. A.	k. A.	1,405	1,415
	Duktilguss	k. A.	k. A.	0,127	0,129
	Stahl	0,138	0,191	0,140	0,148
	Kunststoff (gesamt)	0,014	0,033	0,008	0,022
	Kunststoff (PVC)	k. A.	k. A.	0,022	0,031
	Kunststoff (PE-HD)	k. A.	k. A.	0,005	0,020
Hausanschlusssleitungen	Guss (gesamt)	0,718	0,757	0,737	0,784
	Grauguss	k. A.	k. A.	1,474	1,579
	Duktilguss	k. A.	k. A.	0,378	0,397
	Stahl	0,476	0,500	0,321	0,347
	Kunststoff (gesamt)	0,050	0,106	0,032	0,114
	Kunststoff (PVC)	k. A.	k. A.	0,057	0,124
	Kunststoff (PE-HD)	k. A.	k. A.	0,029	0,113

k. A. = keine Angabe

Die fehlende Aufteilung von Guss in Duktilguss und Grauguss vor 1995 und die gänzlich fehlende Aufteilung von Stahl in die älteren, bitumenummantelten Leitungen und die neueren PE-ummantelten Leitungen, die eine erheblich größere Korrosionsfestigkeit aufweisen, erschwert einen Vergleich zwischen 1986 und 1995 und damit Aussagen über eine zeitliche Entwicklung der Leckstellenhäufigkeit. Der kräftige Rückgang

der Werte für Guss (gesamt) im Versorgungsnetz dürfte auf den Ersatz und die Sanierung alter Graugussleitungen zurückzuführen sein. Bei Stahl ist der wachsende Einfluss der PE-ummantelten Rohre im Versorgungsnetz nicht zu erkennen, wohl aber bei den Hausanschlussleitungen. Auch bei Kunststoff verringern sich die Leckstellenhäufigkeiten durch den vermehrten Einsatz von PE-HD-Rohren. Ansonsten sind keine zeitlichen Veränderungen in den Leckstellenhäufigkeiten der einzelnen Materialarten zu erkennen, die auf eine Veränderung der Faktoren während der betrachteten Jahre hindeuten. Es wurden daher die Leckstellenhäufigkeiten von 1995 für den gesamten Zeitraum zur Berechnung in den ABL herangezogen.

Die Werte der DVGW-Schadensstatistiken gelten zunächst nur für die ABL. In den NBL war die Leckstellenhäufigkeit nach der Wiedervereinigung erheblich größer und nimmt seither mit fortschreitender Sanierung der Netze ab. Von dem Unternehmen Sewerin, das in den NBL einen großen Teil der Lecksuche durchführt, sind Werte für drei Jahre bekannt, die die vermehrte Leckstellenhäufigkeit in den NBL beschreiben: 1994 lag die Leckstellenhäufigkeit in den NBL im Mittel 10 mal höher als in den ABL, bis 1997 sank der Wert auf 7,2 und 1998 auf 6,3 (Sewerin 1996 und 1999). Aus diesen Werten wurden solche für die Jahre 1995 und 1996 interpoliert und bis 1990 ein Faktor von 14 extrapoliert.

Tab. 2.4: Gemessene Leckraten an Stahlleitungen in verschiedenen Böden

Nr.	Druck mbar	Material	Boden	Leckmenge l/h
1	50	Stahl	überw. Lehm	<0,12
2	4000	bitumentummantelter Stahl	k. A.	0,9
3	50	bitumentummantelter Stahl	k. A.	1,6
4	50	Stahl	überw. Lehm	2,2
5	50	bitumentummantelter Stahl	k. A.	13,9
6	50	bitumentummantelter Stahl	k. A.	14,3
7	45	Stahl	überw. Lehm	15,4
8	45	Stahl	überw. Lehm	15,5
9	4000	bitumentummantelter Stahl	k. A.	20,4
10	45	Stahl	Ton + Lehm	22,8
11	50	bitumentummantelter Stahl	k. A.	24,1
12	45	Stahl	Ton + Lehm	39,0
13	50	bitumentummantelter Stahl	k. A.	62,2
14	50	bitumentummantelter Stahl	überw. Sand	134,0
15	50	bitumentummantelter Stahl	überw. Sand	236,7
16	50	bitumentummantelter Stahl	überw. Sand	273,5
17	50	Stahl	überw. Sand	404,9
18	50	bitumentummantelter Stahl	überw. Sand	609,7
k. A. = keine Angabe				

Quelle: Messungen der FH Gelsenkirchen und der Ruhrgas AG

Weniger gut sind immer noch die Kenntnisse über die Leckraten (Leckmengen) R, obwohl inzwischen mehr Messungen durchgeführt wurden (siehe Tabelle 2.4). Wie die Tabelle zeigt, sind deutlich zwei Gruppen von Werten zu erkennen: Leckraten unter 70 l/h in unbekannten oder überwiegend bindigen (Lehm-) Böden und solche zwischen

130 und 600 l/h in Sandböden. Möglicherweise hat das Ausbreitungsverhalten des ausströmenden Gases Einfluss auf die Detektion von Lecks.

Als Mittelwert ergibt sich über die Sandböden eine Leckrate von 331,8 l/h, in bindigen Böden von 17,9 l/h und als Mittel über alle Werte 175 l/h. Gegenwärtig sind über die Verteilung der Böden, in denen die Gasnetze liegen, keine umfassenden Übersichtsdaten bekannt. Eine Schätzung geht davon aus, dass etwa 60 % der Böden bindigen Charakter haben und 40 % als Sandböden einzustufen sind. Gewichtet man damit die oben erhaltenen Leckraten, so erhält man 143 l/h als gewichtetes Mittel in Deutschland. Mit dem gerundeten Wert von 140 l/h wurden daraufhin die folgenden Rechnungen durchgeführt.

2.3.2 Überblick über die verwendeten Emissionsfaktoren für Rohrleitungen

Tabelle 2.5 zeigt die nach der beschriebenen Methode abgeleiteten spezifischen Emissionsfaktoren für die unterschiedlichen Materialarten und Druckstufen. Das berechnete Jahr ist 1997, in dem ein Faktor 7,2 in der Leckstellenhäufigkeit zwischen den Ortsgasnetzen der ABL und der NBL lag.

Die Werte für „Stahl alt“ mit 0,2 und „Stahl neu“ mit 0,1 Lecks/km/Jahr stammen nicht aus der DVGW-Schadensstatistik, sondern sind geschätzt, siehe Kap. 3.1. PVC- und PE-HD-Kunststoffleitungen wurden zwar in die Tabelle aufgenommen, jedoch wurden sie nicht zur Rechnung verwendet, da keine Aufteilung der Leitungslängen in diese Materialarten vorlag und da diese Differenzierung nicht zwingend war.

Ähnlich wurde bei den Hausanschlussleitungen vorgegangen. Bemerkenswert ist, dass diese deutlich höhere Leckstellenhäufigkeiten aufweisen, als die übrigen Netze.

Tab. 2.5: Spezifische Emissionsfaktoren für unterschiedliche Materialarten und Druckstufen der Gasnetze in den ABL und NBL

	Lecks/km/a ABL	Lecks/km/a NBL	1997		ABL m ³ /km/a	NBL m ³ /km/a
			J a	j a		
Fernleitungen						
Hochdrucknetz					223	1.284
Grauguss	1,415	10,188	1	0,5	1166	8396
Stahl alt	0,200	2,000	1	0,5	165	1648
Stahlmix heute	0,148	1,066	1	0,5	122	878
Stahl neu	0,100	0,100	1	0,5	82	82
Duktilguss	0,129	0,929	1	0,5	106	765
Kunststoff, PE-HD	0,020	0,020	1	0,5	16	16
Kunststoff	0,025	0,180	1	0,5	21	148
Kunststoff, PVC	0,031	0,223	1	0,5	26	184
Mitteldrucknetz						
Grauguss	1,415	10,188	1	0,5	1166	8396
Stahl alt	0,200	2,000	2	0,5	275	2747
Stahlmix heute	0,148	1,066	2	0,5	203	1464
Stahl neu	0,100	0,100	2	0,5	137	137
Duktilguss	0,129	0,929	2	0,5	177	1276
Kunststoff, PE-HD	0,020	0,020	2	0,5	27	27
Kunststoff	0,025	0,180	2	0,5	34	247
Kunststoff, PVC	0,031	0,223	2	0,5	43	307
Niederdrucknetz						
Grauguss	1,415	10,188	1	0,5	1166	8396
Stahl alt	0,200	2,000	4	0,5	494	4945
Stahlmix heute	0,148	1,066	4	0,5	366	2635
Stahl neu	0,100	0,100	4	0,5	247	247
Duktilguss	0,129	0,929	4	0,5	319	2296
Kunststoff, PE-HD	0,020	0,020	4	0,5	49	49
Kunststoff	0,025	0,180	4	0,5	62	445
Kunststoff, PVC	0,031	0,223	4	0,5	77	552
Hausanschlüsse						
Mitteldruck						
Stahl alt	0,400	4,000	2	0,5	549	5494
Stahlmix heute	0,347	2,498	2	0,5	477	3432
Stahl neu	0,300	0,300	2	0,5	412	412
Duktilguss	0,397	2,858	2	0,5	545	3926
Kunststoff, PE-HD	0,113	0,113	2	0,5	155	155
Kunststoff	0,118	0,850	2	0,5	162	1167
Kunststoff, PVC	0,124	0,893	2	0,5	170	1226
Niederdruck						
Stahl alt	0,400	2,880	4	0,5	989	9890
Stahlmix heute	0,347	2,498	4	0,5	858	6177
Stahl neu	0,300	0,300	4	0,5	742	742
Duktilguss	0,397	2,858	4	0,5	982	7067
Kunststoff, PE-HD	0,113	0,113	4	0,5	279	279
Kunststoff	0,118	0,850	4	0,5	292	2101
Kunststoff, PVC	0,124	0,893	4	0,5	307	2207

J = Überwachungszeitraum (Jahre), j = Ausbesserungszeitraum (Jahre)

Quelle: Berechnungen des ISI

2.4 Methanemissionen bei der inländischen Verwendung von Gas

Auch bei der inländischen Verwendung von Gas sind einige neue Erkenntnisse über die Emissionsfaktoren zu verzeichnen. Während die Emissionen der Obertage-Speicher, der Hausinstallationen und der Industrie unverändert von Battelle übernommen wurde, können für andere Emissionsfaktoren neuere Werte abgeleitet werden (siehe Tabelle 2.6).

Tab. 2.6: Spezifische Emissionen bei der Verwendung von Gas

Obertage-Speicher	0,25	Anteil am Volumen
HD-Mess- und Regelstationen	924	m ³ /a
MD- und ND-Mess- und Regelstationen	225	m ³ /a
Hausanschlüsse	6,4	m ³ /Anschluss/a
Geräte	2,0	m ³ /Gerät/a
Industrie	0,00059	Anteil am Verbrauch

Den Abschätzungen der Emissionen der HD-Mess- und Regelstationen liegt ein Mittelwert aus fünf Messwerten der Ruhrgas AG zu Grunde, während für die MD- und ND-Messstationen kein inländischer Messwert bekannt ist. Für die amerikanischen HD-Mess- und Regelstationen werden im Vergleich zu den deutschen wesentlich höhere Methanemissionen ausgewiesen. Ähnliches wird daher für die deutschen MD- und ND-Mess- und Regelstationen angenommen. Der Wert von 225 m³/a wurde somit in Analogie zu amerikanischen Angaben gewählt, die in der Größenordnung von 1.000 m³/a liegen.

Zu den Emissionen der Gasgeräte in den Haushalten liegen Ergebnisse von Messungen an verschiedenen Gasgerätetypen von Hüppelshäuser und Jansen (1998) und Karner und Zobl (1998) vor. Sie zeigen, dass die Methanemissionen der instationären Vorgänge bei Brennerstart und -stop gegenüber den stationären Emissionen dominieren. Als Mittelwert der untersuchten Gasgeräte lässt sich bei Hüppelshäuser und Jansen ein Emissionsfaktor von rd. 2 mg CH₄ pro Zyklus und kW ableiten. Der Wert von Karner und Zobl liegt zwar höher, verbleibt aber in der gleichen Größenordnung. Die Ableitung eines Emissionsfaktors für den Anlagenbestand mit unterschiedlichen Gerätetechnologien und der wesentlichen, variierenden Einflussgröße, der Häufigkeit der Start- und Stop-Vorgänge, ist komplex und schwierig. In erster Näherung wurde als repräsentativer Emissionsfaktor ein Wert von 1,8 m³ CH₄/a (entsprechend ca. 2 m³ Gas/a) angenommen.

Wie ersichtlich, sind alle Werte der Tabelle 2.6 auf das jeweilige Gas bezogen. Zur Berechnung der Methanemissionen sind daher die Methangehalte der Gasanteile der jeweiligen Provenienz zu berücksichtigen. Insbesondere für die Jahre 1990 bis 1994 lag

der Methangehalt in den Netzen der NBL wegen des noch verwendeten Stadtgases wesentlich niedriger als in den ABL. Es wurde daher eine grobe Gasbilanz erstellt, in der die realen Gasmengen für die zwei wesentlichen Einsatzbereiche Industrie und öffentliche Gaswirtschaft und deren Methangehalt berechnet wurde. Grundlage war die in gwf jährlich veröffentlichte Gasbilanz (Bramkamp 1990 bis 1998). Sie benutzt ab 1994 die Einheit kWh und vorher Normkubikmeter mit einem festen Brennwert von 9,7692 kWh/m³.

Es wurden zwei Gruppen von Gasen gebildet: einmal „Industriegas“, das nicht in den öffentlichen Kreislauf gelangt, wie Kokereigas¹, Klärgas und andere in den ABL, und zum anderen der Gasmix der öffentlichen Gasversorgung, in den neben der Förderung (in den ABL) die Importe einfließen. Nicht berücksichtigt wurden alle Gasmengen, die aus Öl hergestellt werden, da sie in der Gasbilanz ab 1996 nicht mehr aufgeführt werden. Eine Ausnahme bildet hier die Spaltgasanlage in Westberlin, die bis 1995 noch Gas aus Öl produzierte und in das öffentliche Netz einspeiste. Herausgerechnet wurde auch das Hochofengas, da es keine nennenswerten Methananteile aufweist. Bis 1995 wurde diese Rechnung getrennt für die ABL und NBL durchgeführt (mit Berücksichtigung des innerdeutschen Transfers), danach war eine Trennung – außer bei der Förderung – aufgrund der Datenlage nicht mehr möglich, siehe Tabelle 2.7.

Tab. 2.7: Berechneter mittlerer Methan-Gehalt der öffentlichen Gasversorgung und der Industrie in Deutschland

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
ABL ÖG	88,09%	87,69%	86,99%	87,23%	88,07%	88,74%		
ABL Ind.	77,68%	86,83%	85,72%	86,28%	81,63%	84,28%		
NBL ÖG	60,78%	65,68%	75,77%	77,25%	85,11%	80,17%		
NBL Ind.	46,94%	50,37%	69,04%	74,22%	70,66%	68,51%		
D ÖG							89,24%	89,60%
D Ind.							80,02%	80,74%

Quelle: Bramkamp 1990 - 1998, Berechnungen des ISI

Der Methangehalt der Gasmengen der Öffentlichen Gaswirtschaft ist ein relativ stabiler Wert. Die anderen Werte schwanken aber wegen der kleinen Mengen und der schlechten Datenlage insbesondere in den NBL beträchtlich.

¹ Kokereigas ist zwar ein Gas der öffentlichen Gasversorgung, sein Abnehmerkreis hat sich aber im Laufe der Zeit immer mehr auf Industriekunden reduziert.

3 Bezugsgrößen

Die meisten der mit der Verteilung und Verwendung von Erdgas zusammenhängenden Bezugsgrößen konnten aus der BGW-Gasstatistik entnommen werden. Jedoch mussten insbesondere Materialanteile der Rohrnetze häufig interpoliert oder abgeschätzt werden.

3.1 Rohrnetzlängen

Die Emissionen des Rohrnetzes werden in erheblichem Maße von den verlegten Materialien bestimmt, Tabelle 2.3 zeigt Leckraten, die zwischen 16 und knapp 10.000 m³/km/a für verschiedene Materialien liegen. Die BGW-Gasstatistik liefert nicht in allen Fällen die nötige Separation der Materialarten, zum Teil gerade in den Fällen, bei denen Austausch oder Sanierung signifikante Emissionsreduzierungen zur Folge haben.

Die BGW-Gasstatistik unterscheidet zwischen den Materialien: Stahl, Guss, Kunststoff, „sonstige Materialien“ und „nicht aufgeteilt“. Bei den folgenden Rechnungen wurden die meist unbedeutenden Längen „sonstige Materialien“ und „nicht aufgeteilt“ nach Abzug des eventuell vorhandenen Graugusses stets dem Stahl zugeschlagen (siehe Tabelle 3.1). Die fehlende Aufteilung des Kunststoffes in das ältere PVC mit etwas höheren Leckhäufigkeiten und das neuere PE-HD fällt nicht so stark ins Gewicht, es wird mit den in der Schadensstatistik als Mittelwert genannten Leckhäufigkeiten für **Kunststoff** gerechnet.

Beim **Stahl** wurde dagegen eine Aufteilung der alten und neuen Materialien vorgenommen, da die zeitliche Entwicklung der Emissionen dadurch stark beeinflusst wird. Ausgangspunkt war das Jahr 1994, in dem nach einer Angabe des DVGW in den ABL jeweils etwa 50% alte und neue Stahlrohre verlegt waren. Die von der DVGW-Schadensstatistik gegebene Leckrate von 0,148 wird als Mittelwert der Leckraten der alten bitumentummantelten Stahlrohre und der neuen PE-ummantelten Rohre interpretiert. Für die Abschätzung wird nun angenommen, dass die alten Rohre die doppelte Leckrate aufweisen wie die neuen, also 0,2 bzw. 0,1 Lecks/km/a, bei den Hausanschlussleitungen ein geringeres Verhältnis mit 0,4 und 0,3 Lecks/km/a. Dies führt 1994 zu etwa den gleichen Resultaten wie die Rechnung mit dem Stahlmix und den Leckraten der DVGW-Schadensstatistik. Für die NBL wurde unterstellt, dass zur Wende nur etwa 2.000 km neue Stahlrohre im ND-Netz verlegt waren. In der Rechnung wird davon ausgegangen, dass in den ABL und NBL jährlich etwa 4 % der Stahlrohre erneuert werden; im ND-Netz der NBL etwa 5,5 %.

Tab. 3.1: Gasnetzlänge 1997 aufgeteilt nach Druckstufen und Materialien

		D km	ABL km	NBL km
Fernverteiler	Hochdrucknetz	44.555	34.668	9.887
Ortsgasnetze Hochdruck	Grauguss	0	0	0
	Stahl, alt	19.975	12.911	7.064
	Stahlmix, heute	44.445	32.256	12.189
	Stahl, neu	24.470	19.345	5.125
	Duktilguss	489	489	0
	Kunststoff	3.679	2.555	1.124
	sonstige Materialien	18	11	7
	nicht aufgeteilt	99	83	16
	Summe Hochdrucknetz	48.730	35.394	13.336
Mitteldruck	Grauguss	81	0	81
	Stahl, alt	13.791	12.829	962
	Stahlmix, heute	31.649	29.422	2.227
	Stahl, neu	17.867	16.264	412
	Duktilguss	1.443	1.443	1
	Kunststoff	83.738	71.219	12.519
	sonstige Materialien	5	3	2
	nicht aufgeteilt	404	394	10
	Summe Mitteldrucknetz	117.320	102.481	14.839
Niederdruck	Grauguss	8.703	4.000	4.703
	Stahl, alt	37.687	27.390	10.297
	Stahlmix, heute	73.649	61.314	12.335
	Stahl, neu	35.962	33.924	2.038
	Duktilguss	12.938	12.938	0
	Kunststoff	31.173	23.036	8.137
	sonstige Materialien	41	22	19
	nicht aufgeteilt	1.458	1.378	80
	Summe Niederdrucknetz	126.462	101.288	25.175
Summe Ortsgasnetze		292.512	239.163	53.349
Hausanschlüsse Mitteldruck	Stahl, alt	7.455	7.054	400
	Stahl	17.106	16.179	927
	Stahl, neu	9.651	9.124	527
	Kunststoff	44.373	39.162	5.211
Niederdruck	Stahl, alt	15.791	11.688	4.103
	Stahl	31.080	26.165	4.915
	Stahl, neu	15.289	14.477	812
	Kunststoff	13.073	9.830	3.242
Hausanschlüsse Gesamtlänge		105.632	91.336	14.296
Gesamte Netzlänge		442.699	365.167	77.532

Quelle: BGW-Gasstatistik 1997, Berechnungen des ISI

Noch misslicher für die Abschätzung der Methanemissionen ist die Datenlage bei dem Material **Guss**. Hier unterscheidet die BGW-Gasstatistik nicht zwischen dem sog. **Duktilguss** mit Leckhäufigkeiten ähnlich wie bei Stahl und dem **Grauguss** mit etwa 10-facher Leckhäufigkeit. Ausgangspunkt der Berechnung war eine Angabe des

DVGW, dass 1997 im Niederdrucknetz der ABL etwa 4.000 km und in den NBL noch etwa 4.700 km Grauguss in Betrieb waren. In den ABL wurde diese Länge von der in der BGW-Gasstatistik unter Guss angegebenen Länge abgezogen und der Rest als Duktiguss behandelt. In den NBL weist die BGW-Gasstatistik jedoch weniger als diese Graugusslänge als Guss aus. Der Guss in den NBL wurde daher rechnerisch auf Null gesetzt und die Länge des Graugusses beibehalten. An dieser Stelle, und daher auch in den entsprechenden Summen, stimmt die hier durchgeführte Rechnung nicht mit der BGW-Gasstatistik überein. Es handelt sich dabei um eine Abweichung von etwa 3.000 – 4.000 km. Vom Wert von 1997 ausgehend wurde angenommen, dass jedes Jahr in den ABL 5% und in den NBL 5,33% der Graugussrohre saniert werden bzw. worden sind.

In den Jahren vor 1994 ist die BGW-Statistik in den NBL sehr unvollständig. Es wurde daher meist von ihren Werten völlig abgegangen und von den im Jahr 1990 gegebenen Werten des Freiburger Brennstoffinstitutes ausgegangen, das die Netzlängen in der DDR nach Materialarten getrennt bis 1989 zusammengestellt hat. Davon ausgehend wurde bis zu den 1997 von der BGW-Gasstatistik gegebenen Werten interpoliert.

Die Hausanschlussleitungen sind in der BGW-Gasstatistik überhaupt nicht nach Materialien und Druckstufen ausgewiesen. Die Längen wurden zunächst nach dem Verhältnis der Zähler mit und ohne Druckregler in Mitteldruck- und Niederdruckleitungen aufgeteilt. Danach wurden Mittel- und Niederdruckleitungen im selben Verhältnis in Stahl- und Kunststoffleitungen aufgeteilt, wie es bei den Ortsgasnetzen vorliegt. In gleicher Weise geschah die Aufteilung der Stahlrohre in „alt“ und „neu“.

3.2 Andere Bestimmungs- und Bezugsgrößen der Methanemissionen

Neben den Rohrlängen sind noch eine Reihe anderer Parameter notwendig, um die Methanemissionen, die aus der Verwendung von Erdgas im Inland entstehen, berechnen zu können. In Tabelle 3.2 sind diese Größen für das Jahr 1997 aufgelistet.

Die Anzahl der Hausanschlüsse mit und ohne Druckregler wurde gebraucht, um die Länge der Hausanschlussleitungen in Mittel- und Niederdruckleitungen zu separieren. Sie können der BGW-Gasstatistik entnommen werden. Diese ist weiter die Quelle für das Volumen der Obertagespeicher, die Anzahl der Hauszähler sowie die Gasmengen von Förderung und Verbrauch. Die Verdichterleistung und die Anzahl der ND-Mess- und Regelstationen für 1997 stammen vom DVGW, ihre zeitliche Entwicklung wurde analog zur Länge des Mittel- und Niederdrucknetzes geschätzt. Auch die Anzahl der HD-Mess- und Regelstationen sowie ihre zeitliche Entwicklung wurde geschätzt. Für einen beträchtlichen Teil der Methanemissionen, nämlich etwa 15%, sind die Hausgeräte verantwortlich. Es wurde daher eine gesonderte Abschätzung der in Gebrauch befindlichen Geräte durchgeführt, die in Kap. 3.3 gegeben ist.

Tab. 3.2: Bestimmungs- und Bezugsgrößen für 1997

1997	ABL	NBL	D
Anzahl Hausanschlüsse	6.701.947	1.165.589	7.867.536
Anzahl Hausanschlüsse mit Druckreglern	4.060.739	500.464	4.561.203
Verdichterleistung (MW)	1.100	100	1.200
Volumen Obertagespeicher (Mio. m ³)			8,450
HD-Mess- und Regelstationen (Anzahl)	2.500	500	3.000
ND-Mess- und Regelstationen (Anzahl)	60.000	14.960	74.960
Hauszähler (Anzahl in 1.000)			12.476
Haushaltgeräte (Anzahl in 1.000)	15,87	6,58	22,45
Erdgasförderung (Mrd. m ³)	19,42	2,69	22,11
Inlandsaufkommen (Mrd. m ³)			91,20
Gasverbrauch Industrie (Mrd. m ³)			53,36

Quellen: BGW-Gasstatistik 1997, Berechnungen des ISI

3.3 Gasgeräte in Haushalten und Kleinverbrauch

Zur Anzahl von Gasgeräten in der Bundesrepublik lagen teilweise widersprüchliche Angaben vor. Die Prognos AG gab daher eine Grobschätzung des Gerätebestandes in der Bundesrepublik auf Basis von Prognos vorliegenden Informationen ab (Prognos AG 1999; siehe Tabelle 3.3). Gegenüber den Originalwerten von Prognos wurde aufgrund der Werte der Verbrauchsstichprobe von 1993 jedoch die Anzahl der Gasherde nach unten korrigiert, und zwar in den ABL von 4,75 auf 2,85 Mio. Stück und in den NBL von 3,6 auf 2,8 Mio. Stück. Demnach existieren in deutschen Haushalten derzeit (Stand 1997) ca. 20,4 Millionen Gasgeräte, gut 2/3 davon in den alten Bundesländern. Während dort die Beheizung mit Gas überwiegend durch Zentral- und Etagenheizungen erfolgt, dominieren in den neuen Bundesländern noch Gaseinzelöfen. Auch sind in den neuen Bundesländern überproportional viele Gasherde, wenn auch zahlenmäßig mit rückläufiger Tendenz anzutreffen, während die geschätzte Zahl der Einzelgeräte zur Warmwassererzeugung etwa den Bevölkerungsanteilen entspricht.

Zusätzlich zu den Geräten in Haushalten musste die Anzahl der Geräte im Kleinverbrauchssektor abgeschätzt werden. Da hierzu keine belastbaren statistischen Angaben verfügbar waren, wurde rechnerisch ein prozentualer Aufschlag von 10% der Haushaltsgerätezahl unterstellt, also etwa 1,5 Mio. Geräte in den alten und 0,6 Mio. Geräte in den neuen Bundesländern. Zur Berechnung der Gerätezahlen in den anderen betrachteten Jahren wurden die Veränderungsraten der Prognose von 1995 für die einzelnen Gerätetypen herangezogen.

Tab. 3.3: Bestand an Gasgeräten in Deutschland im Jahr 1997, differenziert nach alten und neuen Bundesländern. Quelle: Prognos AG 1999

alte Bundesländer			neue Bundesländer		
Basisgröße	Schätzannahmen	Anzahl Brennstellen	Basisgröße	Schätzannahmen	Anzahl Brennstellen
110.000 Wohnungen in 1- und 2FH mit Gaseinzelheizung	4 Gasöfen pro Wohnung	440.000 Gaseinzelöfen	170.000 Wohnungen in 1- und 2FH mit Gaseinzelheizung	3 Gasöfen pro Wohnung (kleinere Wohnungen als in ABL)	510.000 Gaseinzelöfen
5.050.000 Wohnungen in 1- und 2FH mit Gas-Zentral- oder -Etagenheizung (incl. Warmwasser-Erz.)	ca. 1,4 Wohnungen pro Haus	3,6 Mio. Gas-Zentral- oder -Etagenheizungen	170.000 Wohnungen in 1- und 2FH mit Gas-Zentral- oder -Etagenheizung (incl. Warmwasser-Erz.)	ca. 1,5 Wohnungen pro Haus (größere Häuser als in ABL)	0,1 Mio. Gas-Zentral- oder -Etagenheizungen
180.000 Wohnungen in MFH mit Gaseinzelheizung	3 Gasöfen pro Wohnung	540.000 Gaseinzelöfen	280.000 Wohnungen in MFH mit Gaseinzelheizung	2,5 Gasöfen pro Wohnung (kleinere Wohnungen als in ABL)	700.000 Gaseinzelöfen
6,93 Mio. zentralbeheizte (incl. Warmwasser-Erz.) Wohnungen in MFH	6 Wohnungen pro MHF	~< 1,2 Mio. Zentralheizkessel	910.000 zentralbeheizte (incl. Warmwasser-Erz.) Wohnungen in MFH	7 Wohnungen pro MHF (größere Häuser als in ABL)	ca. 150.000 Zentralheizkessel
Summe Heizgeräte		ca. 5,8 Mio. Heizgeräte			ca. 1,5 Mio. Heizgeräte
8,4 Mio. mit Warmwasser-Einzelgeräten versorgte Personen	entspr. 3,85 Mio. HH bei 2,2 Pers. Pro HH; 1,5 Geräte pro Haushalt (Bad/Küche)	5,8 Mio. Warmwasser-Einzelgeräte	2,8 Mio. mit Warmwasser-Einzelgeräten versorgte Personen	abweichende HH-Größe (Pers. -zahl) und Anzahl Geräte gegenüber ABL	1,7 Mio. Warmwasser-Einzelgeräte
-	-	2,85 Mio. Gasherde	-	-	2,82 Mio. Gasherde
Gesamtsumme		ca. 14,4 Mio. Geräte			6,0 Mio. Geräte

4 Ergebnisse

4.1 Emissionen im Inland

Die Berechnung der Methanemissionen wurde für die Jahre 1990 bis 1997 durchgeführt. Tabelle 4.1 zeigt die gesamte Rechnung im Detail als Beispiel für das Jahr 1997. Alle Einzelberechnungen folgen dem Schema:

$$\text{Emission} = \text{Bezugsgröße} * \text{Emissionsfaktor}$$

mit den in den vorangegangenen Kapiteln vorgestellten Emissionsfaktoren und Bezugsgrößen.

Die Berechnung der Emissionen aus den Rohrnetzen wurde wegen der unterschiedlichen Leckhäufigkeiten durchgehend getrennt für die ABL und NBL durchgeführt. Bei den übrigen Verbrauchsgrößen gab es entweder keinen Anhaltspunkt für eine unterschiedliche Rechnung oder es waren keine differierenden Daten (Emissionsfaktoren) bekannt.

Die Tabellen 4.2 (in Mio. m³) und 4.3 (in kt) zeigen die Gesamtergebnisse für die Jahre 1990 bis 1997. Die Methanemissionen im Inland nahmen in dieser Zeit um 21 % von 589 Mio. m³ (424 kt) auf 464 Mio. m³ (334 kt) ab. Dies ist in erster Linie auf die Sanierung der Ortsgasnetze, insbesondere der Niederdrucknetze in den NBL, zurückzuführen, deren Emissionen von 304 Mio. m³ (219 kt) in 1990 auf 178 Mio. m³ (128 kt) in 1997 sanken. Auch bei den Hausanschlüssen reduzierten sich die Emissionen von 120 Mio. m³ (87 kt) in 1990 auf 96 Mio. m³ (69 kt) in 1997, auch hier verursacht vor allem durch die Sanierung von Niederdruck-Hausanschlüssen in den NBL. Die Emissionen aus Förderung, Herstellung und Fernverteilung blieben praktisch konstant; hingegen nahmen die verbrauchsabhängigen Emissionen wegen des steigenden Verbrauchs von 115 Mio. m³ (82 kt) auf 137 Mio. m³ (99 kt) stetig zu.

Tab. 4.1: Methanemissionen in Deutschland 1997

	Bezugsgröße [Einheit]	ABL			NBL			ges. D			Summe	
		Bezug	E-Fakt.	Emission	Bezug	E-Fakt.	Emission	Bezug	E-Fakt.	Emission	Summe	D
			CH ₄	Mio. m ³		CH ₄	Mio. m ³		CH ₄	Mio. m ³	Mio. m ³	kt
Gewinnung												
Erdgas	Förd. [Mrd. m ³]	19,4	0,0011	22,1	2,7	0,0004	1,2				23	17
Andere Gase	Herst. [Mrd. m ³]							2,1	0,0009	1,9	2	1
Summe Gewinnung											25	18
Fernverteiler												
HD-Netz	Netzlänge [km]	34.668	223	7,7	9.887	1.284	12,7	44.555			20	15
Verdichter	Leistung [MW]	1.100	7	7,6	100	7	0,7	1.200			8	6
Summe Fernvert. und Speicherung				15,4			13,4				29	21
Ortsgasnetze												
HD-Grauguss	Netzlänge [km]	0	1.166	0,0	0	8.396	0,0				0	0
HD-Stahl, alt	Netzlänge [km]	13.005	165	2,1	7.087	1.648	11,7	20.092			14	10
HD-Stahl, neu	Netzlänge [km]	19.345	82	1,6	5.125	82	0,4	24.470			2	1
HD-Duktilguss	Netzlänge [km]	489	106	0,1	0	765	0,0	489			0	0
HD-Kunststoff	Netzlänge [km]	2.555	21	0,1	1.124	148	0,2	3.679			0	0
Summe HD-Netz		35.394		3,8	13.336		12,3	48.730			16	12
MD-Grauguss	Netzlänge [km]	0	1.166	0,0	81	8.396	0,7	81			1	0
MD-Stahl, alt	Netzlänge [km]	13.226	275	3,6	974	2.747	2,7	14.200			6	5
MD-Stahl, neu	Netzlänge [km]	16.593	137	2,3	1.274	137	0,2	17.867			2	2
MD-Duktilguss	Netzlänge [km]	1.443	177	0,3	0	1.276	0,0	1.443			0	0
MD-Kunststoff	Netzlänge [km]	71.219	34	2,4	12.519	247	3,1	83.738			6	4
Summe MD-Netz		102.481		8,6	14.848		6,6	117.329			15	11
ND-Grauguss	Netzlänge [km]	4.000	1.166	4,7	4.703	8.396	39,5	8.703			44	32
ND-Stahl, alt	Netzlänge [km]	27.390	494	13,5	10.297	4.945	50,9	39.347			64	46
ND-Stahl, neu	Netzlänge [km]	33.924	247	8,4	2.038	247	0,5	34.401			9	6
ND-Duktilguss	Netzlänge [km]	12.938	319	4,1	0	2.296	0,0	13.185			4	3
ND-Kunststoff	Netzlänge [km]	23.036	62	1,4	8.137	445	3,6	31.173			5	4
Summe ND-Netz	[km]	101.288		32,1	25.175		94,5	126.462			127	91
HD-M&R-Stat.	Anzahl	2.500	828	2,1	500	828	0,4	3.000			2	2
ND-M&R-Stat.	Anzahl	60.000	202	12,1	14.960	202	3,0	74.960			15	11
Obertagespeicher	Vol. [Mio. m ³]							8.451	0,22	1,9	2	1
Summe Ortsgasnetze											178	128
Hausanschlüsse												
MD-Stahl, alt	Länge [km]	7.054	549	3,9	400	5.494	2,2	7.455			6	4
MD-Stahl, neu	Länge [km]	9.124	412	3,8	527	412	0,2	9.651			4	3
MD-Kunststoff	Länge [km]	39.162	162	6,3	5.211	1.167	6,1	44.373			12	9
ND-Stahl, alt	Länge [km]	11.688	989	11,6	4.103	9.890	40,6	15.791			52	38
ND-Stahl, neu	Länge [km]	14.477	742	10,7	812	742	0,6	15.289			11	8
ND-Kunststoff	Länge [km]	9.830	292	2,9	3.242	2.101	6,8	13.073			10	7
Summe Hausansch	Länge [km]	91.336		39,1	14.296		56,5	105.632			96	69
Verwendung												
Hausinstallationen	Zähler (1000)							12.476	5,7	72	72	52
Haushaltgeräte	Anzahl (1000)							22.450	1,8	40	40	29
Industrie	Verbr. [Mrd. m ³]							43	0,00059	25	25	18
Summe Verwendung											137	99
Summe Inland											464	334

Quelle: Berechnungen des ISI (Rundungsbedingte Abweichungen in den Summen)

Tab. 4.2: Gesamte inländische Methanemissionen aus dem Einsatz von Gas
1990 – 1997 in Mio. m³

Jahr	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
	Mio. m ³	Mio. m ³	Mio. m ³	Mio. m ³	Mio. m ³	Mio. m ³	Mio. m ³	Mio. m ³
Gewinnung	24	24	24	23	23	24	26	25
Fernverteilung	26	26	30	31	33	30	30	29
Ortsgasnetze	304	279	255	230	210	198	188	178
Hausanschlüsse	120	118	122	112	109	104	101	96
Verwendung	115	117	119	120	125	129	135	137
Emissionen Inland	589	564	549	516	501	485	480	464

Quelle: Berechnungen des ISI (Rundungsbedingte Abweichungen in den Summen)

Tab. 4.3: Gesamte inländische Methanemissionen aus dem Einsatz von Gas
1990 – 1997 in kt

Jahr	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
	kt	kt	kt	kt	kt	kt	kt	kt
Gewinnung	17	18	17	17	17	17	18	18
Fernverteilung	18	19	21	22	23	22	22	21
Ortsgasnetze	219	201	184	166	151	143	135	128
Hausanschlüsse	87	85	88	80	78	75	72	69
Verwendung	82	84	86	87	91	93	97	99
Emissionen Inland	424	406	396	372	361	349	345	334

Quelle: Berechnungen des ISI (Rundungsbedingte Abweichungen in den Summen)

4.2 Mit Erdgasimporten zusammenhängende Methanemissionen

Zusätzlich zu den inländischen Emissionen der Erdgasverteilung und -nutzung fallen in den Erzeuger- und Transitländern Emissionen bei Gewinnung und Transport von Erdgas an. Diese können quantitativ erheblich sein und werden in der Regel im Rahmen von Ökobilanz-Untersuchungen und auch bei der Abschätzung der Klimarelevanz des Energieträgers Erdgas berücksichtigt. Bei der internationalen Emissionsberichterstattung wird allerdings das Territorialprinzip zu Grunde gelegt. Dementsprechend werden nur die innerhalb der jeweiligen Landesgrenzen anfallenden Emissionen ausgewiesen. Hier sollen die vorgelagerten ausländischen Emissionen dennoch dargestellt werden (siehe Tabelle 4.4).

Für die Abschätzung der mit Erdgas-Importen aus Russland verknüpften Methanemissionen wurden die Ergebnisse von in den Jahren 1996 und 1997 gemeinsam durchgeführten Messkampagnen der RAO Gazprom und der Ruhrgas AG in Zusammenarbeit mit einem Experten der Ludwig Bolkow Systemtechnik GmbH, dem russischen Forschungszentrum VNIIGaz sowie den Transportgesellschaften Tjumentransgaz und Wolgotransgaz an repräsentativen Anlagen der Gasförderung und des Ferntransportes in Russland herangezogen (Dedikov et al. 1999).

Untersucht wurden

- zwei Verdichterstationen sowie Leitungsabschnitte der Tjumentransgaz
- das Pipelinesystem mit sämtlichen Armaturen eines Betriebsbereiches der Wolgotransgaz sowie
- drei Gasförder- und Aufbereitungsanlagen in Jamburg (Westsibirien).

Zur Hochrechnung der Methanfreisetzungen im Ferntransport wurden die Emissionen auf die jeweils untersuchte Leitungslänge bzw. die installierte Leistung der untersuchten Verdichterstation bezogen. Mit den sich daraus ergebenden spezifischen Kennwerten wurde auf das gesamte Transportsystem der RAO Gazprom hochgerechnet.

Hieraus ergaben sich zusammengefasst Emissionsangaben für die Bereiche Förderung und Aufbereitung, das Pipelinesystem und die Verdichterstationen, die sich auf rd. 1% der transportierten bzw. geförderten Gasmenge summieren. Im einzelnen verteilen sich diese Emissionen auf

- die Verdichterstationen: 0,69 % der transportierten Gasmenge,
- die Fernleitungen und Armaturen: 0,21 % der transportierten Gasmenge und
- Förderung und Aufbereitung: 0,06 % der produzierten Gasmenge.

Diese Ergebnisse bestätigen Abschätzungen der Ludwig Bolkow Systemtechnik GmbH (Zittel 1997), die eine Obergrenze von 1,8 % im betrachteten Erdgasversorgungssystem ergaben, sowie frühere eigene Angaben der RAO Gazprom von unter 1,5 % der geförderten Menge (Grizenko et al. 1997).

Für die Emissionen aus dem Import holländischen und dänischen Erdgases wurden neuere Angaben nach IGU (1997) herangezogen². Die Emissionen im Bereich der Förderung belaufen sich demnach auf 0,06 % der geförderten Erdgasmenge aus Dänemark bzw. 0,07 % des geförderten holländischen Gases. Für den Ferntransport werden Anteile von 0,02 % für Dänemark bzw. 0,011 % für Holland, jeweils bezogen auf die transportierte Menge, genannt. Im Rahmen der vorliegenden Emissions-schätzung wurden Transportentfernungen von im Mittel 200 km für die Niederlande bzw. 300 km für Dänemark angesetzt.

Die Emissionen im Zusammenhang mit Erdgasimporten aus Norwegen wurden mangels Detailinformationen analog hierzu geschätzt. Dabei wurde von vergleichbaren Emissionen bei der Förderung ausgegangen, wobei der etwas günstigere Wert für Dänemark, nämlich 0,06 % herangezogen wurde. Auch die spezifischen Emissionen pro km Leitungslänge wurden übertragen, auf Grund der wesentlich höheren Transportentfernung von durchschnittlich 1.300 km ergeben sich mit dem für Holland gültigen, geringfügig niedrigeren spezifischen Wert für Importe aus Norwegen deutlich höhere Emissionsanteile von 0,07%.

Tab. 4.4: Mit dem Import von Erdgas nach Deutschland verknüpfte Methanemissionen im Ausland im Jahre 1997

Land	Bezugsgröße	Einheit	Bezugs-wert	Emissions-faktor %	Emissionen	
					Mio. m ³	kt
Norwegen (Gewinnung)	Importmenge	Mrd. m ³	17,4	0,05	9,1	6,5
N (Transport)	Importmenge	Mrd. m ³	17,4	0,06	10,9	7,8
Holland (Gewinnung)	Importmenge	Mrd. m ³	22,4	0,06	13,2	9,5
NL (Transport)	Importmenge	Mrd. m ³	22,4	0,01	2,1	1,5
Dänemark u.a. (Gewinnung)	Importmenge	Mrd. m ³	2,5	0,05	1,3	1,0
DK (Transport)	Importmenge	Mrd. m ³	2,5	0,02	0,4	0,3
Russland (Gewinnung)	Importmenge	Mrd. m ³	28,9	0,06	17,0	12,3
RUS (Leitungen)	Importmenge	Mrd. m ³	28,9	0,21	59,6	42,9
RUS (Verdichterstationen)	Importmenge	Mrd. m ³	28,9	0,68	195,9	141,0
Summe			71,3		310	223

Quelle: Berechnungen des ISI (Rundungsbedingte Abweichungen in den Summen)

² Die Ergebnisse nach IGU (1997) lagen bereits bei Erstellung der aktualisierten Emissionsschätzung des ISI (Reichert/Schön 1997) vor, wurden damals aber für die Abschätzung der vorgelagerten Emissionen noch nicht herangezogen, da nicht für alle Lieferländer Daten vergleichbarer Qualität zur Verfügung standen. Die Verwendung von als zuverlässig erachteten, sehr niedrigen Emissionsangaben für Förderung und Transport holländischen und dänischen Erdgases von unter 0,1 % der jeweiligen Importmenge mit den damals verfügbaren, wesentlich höheren Grobschätzungen von 1,5 % für russisches Erdgas hätten nach Auffassung der Autoren ein stark verzerrtes Bild ergeben.

5 Zukünftige Entwicklung der Emissionen

Basierend auf der von Prognos AG und dem Energiewirtschaftlichen Institut an der Universität Köln (Prognos/EWI 1999) gegebenen energiewirtschaftlichen Entwicklung in Deutschland wurde eine Abschätzung der zukünftigen Methanemissionen im Jahre 2010 unternommen.

Ausgangspunkt waren die von Prognos/EWI geschätzten Wachstumsraten des Gasverbrauchs in den Bereichen Produzierendes Gewerbe, Haushalte und Sonstiger Verbrauch (Gewerbe, Handel und Dienstleistungen, GHD), siehe Tabelle 5.1. Sie wurden auf die hier benutzten Werte des Jahres 1997 aus der Gasstatistik (Bramkamp 1998), die wegen unterschiedlicher methodischer Ansätze von den Prognos-Werten differieren, angewendet, womit der Gasverbrauch im Jahre 2010 berechnet werden konnte. Eine Abschätzung der Ruhrgas AG lieferte die Anteile der Importgasmengen aus den verschiedenen Lieferländern und die Förderung im Inland (Tabelle 5.2). Um die Größenordnung des von der Ruhrgas AG geschätzten Erdgas-Aufkommens zu berücksichtigen, wurden zum Erdgasverbrauch in 2010 rd. 10 Mrd. m³ addiert, die als fiktive Größe (Export, statistische Differenzen) unter „Ausfuhr“ geführt werden.

Tab. 5.1: Veränderungsraten des Gasverbrauchs in den Verbrauchsbereichen.
Quelle: Prognos/EWI 1999

		1997	2010	Rate
Industrie	PJ	933	1010	0,61%/a
Haushalte	PJ	992	1107	0,85%/a
GHD	PJ	420	425	0,10%/a
Verbrauch der Haushalte aufgeschlüsselt:				
Heizung	PJ	866	988	1,02%/a
Warmwassererz.	PJ	98	105	0,53%/a
Kochen	PJ	18	14	-1,91%/a

Tab. 5.2: Herkunft des Erdgasaufkommens 2010. Quelle: Ruhrgas AG

Inland	14%
Niederlande	21%
Norwegen	30%
Russland	31%
Dänemark/GB	4%

Hinzu kommen noch kleinere Mengen Kokerei-, Gruben-, Klär- und Deponiegas.

Die Ausweitung der Gasnetze in Relation zum Wachstum des Verbrauchs wurde hinsichtlich der Ortsgasnetze und der Hausanschlüsse in Abstimmung mit dem DVGW und bezüglich der Fernleitungen in Abstimmung mit der Ruhrgas AG und Verbundnetz Gas AG abgeschätzt, siehe auch Tabelle 5.3.

Tab. 5.3: Entwicklung der Rohrlängen der Gasnetze bis 2010 in den ABL und NBL

	1997			2010		
Netzlängen	D	ABL	NBL	D	ABL	NBL
	km	km	km	km	km	km
Fernverteiler	44.555	34.668	9.887	50.059	43.559	6.500
Ortsgasnetze:						
Hochdrucknetz						
Stahl, alt	20.092	13.005	7.087	11.749	7.594	4.155
Stahl, neu	24.470	19.345	5.125	43.251	31.906	11.345
Duktilguss	489	489	0	400	400	0
Kunststoff	3.679	2.555	1.124	6.000	4.200	1.800
Summe Hochdrucknetz	48.730	35.394	13.336	61.400	44.100	17.300
Mitteldrucknetz						
Grauguss	81	0	81	0	0	0
Stahl, alt	14.200	13.226	974	8.112	7.546	566
Stahl, neu	17.867	16.593	1.274	24.969	18.954	6.015
Duktilguss	1.443	1.443	0	500	500	0
Kunststoff	83.738	71.219	12.519	115.000	94.000	21.000
Summe Mitteldrucknetz	117.320	102.481	14.839	148.500	121.000	27.500
Niederdrucknetz						
Grauguss	8.703	4.000	4.703	0	0	0
Stahl, alt	37.687	27.390	10.297	22.167	16.111	6.057
Stahl, neu	35.962	33.924	2.038	49.833	46.889	2.943
Duktilguss	12.938	12.938	0	10.000	10.000	0
Kunststoff	31.173	23.036	8.137	46.000	28.000	18.000
Summe Niederdrucknetz	126.462	101.288	25.175	128.000	101.000	27.000
Summe Ortsgasnetze	292.512	239.163	53.349	337.900	266.100	71.800
Hausanschlüsse	105.632	91.336	14.296	115.903	95.903	20.000
Summe Rohrleitungen	442.699	365.167	77.532	503.862	405.562	98.300

Bei den Fernverteilern wird erwartet, dass sich das starke Wachstum am Anfang der Neunziger Jahre von mehr als 1.000 km/a auf etwa 400 km/a reduziert, so dass die Gesamtlänge von 44.500 nur auf etwa 50.000 km ansteigen wird. Die gesamte Neubau-

länge wurde den ABL (mit der geringeren Leckhäufigkeit) zugeschlagen, die Zahl in den NBL repräsentiert nur den Restbestand an alten Leitungen.

Die Ortsgasnetze der verschiedenen Druckstufen dürften sich unterschiedlich entwickeln.

Ein größeres Wachstum wird beim Hochdrucknetz (1 bis 16 bar) erwartet, dessen Länge von knapp 49.000 km auf etwa 61.000 km steigen wird. Zunächst wird als Material meist Stahl verwendet, dann wird jedoch auch HD-Polyethylen, das jetzt schon bis 10 bar zugelassen ist, größere Anteile verbuchen. Beim Stahl wird neben dem Zubau mit neuem PE-ummantelten, korrosionsgeschütztem Material weiter angenommen, dass jährlich etwa 3% des alten Materials saniert oder durch neues Material ersetzt werden.

Um die Transportkapazität auszuweiten werden neben den Hochdruck- vornehmlich die Mitteldrucknetze ausgebaut werden. Ihre Länge wird von 117.300 km auf etwa 148.500 km anwachsen. Hiervon wird besonders der Kunststoff mit seinen sehr geringen Leckraten profitieren, dessen Länge von 83.700 auf 115.000 km ansteigen dürfte, während Stahlrohre nur noch wenig, von 31.700 auf etwa 33.000 km, zunehmen werden. Der noch vorhandene Duktiguss von gut 1.400 km Länge wird durch Sanierung und Austausch auf etwa 500 km reduziert werden.

Das Niederdrucknetz dürfte praktisch eine konstante Länge aufweisen, da vom DVGW bei den Anschlüssen vornehmlich eine Verdichtung und Umstellung von Versorgungsgebieten von ND auf MD erwartet wird. Die Länge der Stahlrohre dürfte bei 72.000 km etwa konstant bleiben, während die Kunststoffrohre auf Kosten der erneuerten Duktigussrohre von etwa 31.000 auf 46.000 km anwachsen könnten, wobei noch etwa 10.000 km Duktiguss übrigbleiben. Der Grauguss als emissionsintensivste Materialart dürfte praktisch verschwunden sein.

Die Anzahl und Länge der Hausanschlüsse dürfte sich in erster Näherung proportional zum Gasverbrauch verändern. Der Verbrauch der Haushalte und des Kleinverbrauchs (der hier dazugerechnet wird, da seine Anschlüsse fast immer zu den Hausanschlüssen gehören), steigt zwischen 1997 und 2010 um 0,65 % p. a. (HH: +0,85 %, KV: +0,10 %). Da jedoch der Wärmebedarf besonders bei den Neu-Anschlüssen aufgrund steigender Wärmeschutzbestimmungen immer geringer wird, muss die Anzahl der Anschlüsse stärker ansteigen als der Verbrauch. Dies wird rechnerisch berücksichtigt durch eine Zunahme der Hausanschlüsse und deren Länge von 0,72 % p. a., also 10 % mehr, als der Verbrauch ansteigt.

Die Rechnung differenziert wegen der unterschiedlichen Methangehalte bezüglich der Erdgasförderung zwischen ABL und NBL. Sie differenziert ebenfalls bezüglich der Ortsgasnetze, bei denen die unterschiedlichen Leckhäufigkeiten in den NBL sich bis ins Jahr 2010 bemerkbar machen.

Die Berücksichtigung der Sanierung der bestehenden Netze in den NBL kann auf zweierlei Art erfolgen:

Einmal kann die Leckhäufigkeit für die jeweils ausgewiesenen Netzlängen schrittweise verbessert werden, um Sanierungen und Neuverlegungen (Austausch) Rechnung zu tragen. Auf diese Weise wird bei Grauguss, Kunststoff (bedingt durch die PVC-Leitungen), Duktulguss und den Fernleitungen verfahren, für die aus der Statistik der Lecksuchfirmen für 1994 ein Faktor 10 (8 bei den Fernleitungen) in der Leckhäufigkeit im Verhältnis zu den ABL festgestellt wurde. 1998 betrug der Faktor noch 6,3, für 2010 wird ein Rückgang des Faktors auf 2 angenommen.

Zum anderen kann die Berechnung mit Hilfe einer Materialbilanz durchgeführt werden, indem die Leckhäufigkeiten für das alte Material beibehalten werden und abgeschätzt wird, welche Längen saniert oder mit neuem Material und seiner spezifischen Leckhäufigkeit neu verlegt werden. Dieser Weg wurde für das Material Stahl in allen Druckstufen eingeschlagen, für das bekannt war, dass 1994 etwa 50% aus alten Leitungen und 50% aus neuen PE-ummantelten Rohren bestand. Diese Längen wurden unter der Annahme fortgeschrieben, dass jährlich etwa 4% der noch bestehenden alten Rohrleitungen saniert oder ausgetauscht werden. Die Gesamtlänge der alten Stahlrohre sinkt dadurch von 1994 bis 2010 von knapp 81.000 km auf 42.000 km. Da in der Praxis stets die schlechtesten Leitungen mit den höchsten Leckhäufigkeiten zuerst ausgetauscht werden, wird der Faktor 10 nicht beibehalten, sondern für 2010 ein Wert von 5 angenommen.

Unverändert gegenüber dem Wert von 1997 wurden die Leckmengen und die Emissionsfaktoren der HD- MD- und ND-Mess- und Regelstationen, der Kokereien und sonstigen Gaserzeuger sowie der Obertage-Speicher angenommen. Es liegen keine Anhaltspunkte vor, dass die möglichen Verbesserungen an einigen Anlagen sich merklich auf die Mittelwerte für den Anlagenbestand auswirken werden.

In Anlehnung an (Reichert/Schön 1997) und (Wesemann 1994) wurden die weiteren Emissionsfaktoren geändert, wie in der folgenden Tabelle 5.4 zu sehen ist.

Tab. 5.4: Verringerung der Emissionsfaktoren von Gas zwischen 1997 und 2010

	Ist-Wert 1997	Einheit	Bezugsgröße	erwartet 2010
Exploration und Förderung	0,13	%	Fördermenge	0,08
Verdichterstationen	7,75	m ³ /kW/a	Leistung	5,5
Hausinstallationen, Geräte	6,4	m ³ /Stück/a	Anzahl Zähler	4,5
Industrie und Kraftwerke	0,00059	m ³ /m ³ Gas	Verbrauch	0,00041
Hausgeräte	2,0	m ³ /m ³ Gas	Anzahl	1,8

Unter den angegebenen Voraussetzungen gehen die Methanemissionen aus der inländischen Verwendung von Gas um etwa 40% von 464 (1997) auf 276 Mio. m³ (2010), entsprechend 334 kt und 199 kt, zurück, siehe Tabelle 5.5. Dies ist in erster Linie auf die Sanierung der Ortsgasnetze und der Hausanschlussleitungen zurückzuführen, deren Emissionen auf rd. die Hälfte, von 274 auf 139 Mio. m³ bzw. von 197 auf 100 kt sinken. Die Emissionen der Verwendungen, Geräte, Hausinstallationen und Industrieeinrichtungen, sinken bei angenommenen Verbesserungen bei den spezifischen Emissionen durch den ansteigenden Verbrauch nur um knapp 20%. Die ohnehin nicht sehr bedeutenden Emissionen der Förderung und Herstellung von Gas sinken um mehr als die Hälfte von 25 auf 12 Mio. m³ bzw. von 18 auf 9 kt, was neben den unterstellten Verbesserungen der Emissionsfaktoren auch durch die gesunkene Produktion bedingt ist. Im emissionsmässig unbedeutenden Sektor der Fernleitungen wird eine Reduktion um über 50% erwartet.

Nach Angaben der RAO Gazprom (Dedikov 2000) können für das Jahr 2010 folgende Raten für die mit dem Import russischen Erdgases zusammenhängenden Emissionen angenommen werden: Gewinnung und Leitungen jeweils 0,1%, Verdichterstationen 0,5%. Abweichend von der offenbar gerundeten Angabe Dedikovs für die Gasgewinnung im Jahr 2010 wurde hier rechnerisch der bereits für den heutigen Zustand angesetzte Wert von 0,06% (vergl. Tabelle 4.4) übernommen.

Unter der Annahme, dass die spezifischen Emissionen in Zusammenhang mit Gaslieferungen aus den übrigen Ländern auf dem derzeitigen Niveau verbleiben, ergibt sich damit ein Rückgang der importbedingten Methanemissionen um rd. 18%, siehe Tabelle 5.5.

Insgesamt ist demnach bis zum Jahr 2010 mit einem Rückgang der durch den Einsatz von Gas in Deutschland verursachten globalen Methanemissionen um gut 30% zu rechnen. Es muss jedoch beachtet werden, dass diese Emissionsreduktionen nicht auf einem Automatismus beruhen, sondern die Fortführung der erheblichen Anstrengungen und Investitionen voraussetzen, die besonders im letzten Jahrzehnt zur Sanierung der Netze und Verbesserung der spezifischen Emissionen unternommen worden sind.

Tab. 5.5: Entwicklung der Methanemissionen zwischen 1997 und 2010

Jahr	1997		2010	
	Mio. m ³	kt	Mio. m ³	kt
Gewinnung	25	18	12	9
Fernverteilung	29	21	14	10
Ortsgasnetze	178	128	82	59
Hausanschlüsse	96	69	57	41
Verwendungen	137	99	111	80
Emissionen Inland	464	334	276	199
Emissionen Import	310	223	255	184
Gesamtemissionen	774	557	531	383

Quelle: Berechnungen des ISI (Rundungsbedingte Abweichungen in den Summen)

6 Literatur

BGW (Hrsg.): Gasstatistik Jahrgänge 1990 bis 1997. Bundesverband der Deutschen Gas und Wasserwirtschaft e.V., Bonn 1991 bis 1998

BMU (Hrsg.): Klimaschutz in Deutschland. Zweiter Bericht der Regierung der Bundesrepublik Deutschland nach dem Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen, Bonn 1997

Bramkamp, F. B. u. a.: Die energie- und gaswirtschaftliche Entwicklung im Jahre 1994. gwf 136 (1995) Nr. 9 und andere Jahrgänge von 1990 bis 1998

Dedikov, J. V.; Akopova, G. S.; Gladkaja, N. G.; Piotrovskij, A. S.; Markellov, V. A.; Salichov, S. S.; Kaesler, H.; Ramm, A.; Müller von Blumencron, A.; Lelieveld, J.: Estimating methane releases from natural gas production and transmission in Russia. Atmospheric Environment 33 (1999), p. 3291 – 3299

Dedikov, J. V.: Persönliche Mitteilung der RAO Gazprom an die Ruhrgas AG per Telefax vom 11.04.2000

DVGW-Schadens- und Unfallstatistik für die Jahre 1986 und 1995 (unveröffentlicht)

Hüppelshäuser, H.; F. Jansen: Start/Stop Emissions of Domestic Appliances – Experimental Assessment and Evaluation of Environmental Relevance. 1998 International Gas Research Conference

Grizenko, A.N.; Akopova, G.S.; Gladkaya, N.G.: Russian gas industry and the problem of greenhouse gas emissions. Presented in Aberdeen, April 1997

IGU (International Gas Union): TF1-report: 3.2 Methane Emissions, 20th World Gas Conference, Copenhagen 1997

Karner, D.; P. Zobl: Schadstoffemissionen aus Gasheizgeräten während instationärer Betriebszustände. GASWÄRME international 47 (1998) Heft 10 S. 556-561

Lauer, K.-H.: Beurteilung von Ergebnissen der Gasrohrnetzüberprüfung. gwf - gas/erdgas 120 (1979) H1 S. 30-37

Lillie, W.: Methanemissionen in Erdgas- und Erdölproduktionsbetrieben der Bundesrepublik Deutschland im Jahre 1988. DGMK-Bericht 449-01, 1989

Prognos AG (Hrsg.); FhG-ISI: Energieprognose bis 2010. mi-Poller verlag, 1990

Prognos AG; EWI: Die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt. Basel im November 1999