

CH₄-Emissionen und Emissionsminderungsmöglichkeiten bei der Gewinnung und beim Transport von Erdgas

**Dipl.-Phys. Jürgen Reichert
Dipl.-Ing. Michael Schön**

**Fraunhofer-Institut für Systemtechnik
und Innovationsforschung
Breslauer Straße 48
76139 Karlsruhe**

November 1997

Vorbemerkung

Im Rahmen zweier im Auftrag des Umweltbundesamtes durchgeführter Forschungsvorhaben des Fraunhofer-Instituts für Systemtechnik und Innovationsforschung (FhG-ISI) zu den anthropogenen Emissionen der Treibhausgase Distickstoffoxid und Methan in Deutschland wurden auch die Methanemissionen untersucht, die bei der Gewinnung und dem Transport von Erdgas auftreten¹. Nach Vorliegen des zweiten Forschungsberichtes des FhG-ISI im Jahr 1995 wurden die diesbezüglichen Ergebnisse überarbeitet. Für die hierbei von Vertretern des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches (DVGW) und der Ruhrgas AG geleistete Unterstützung sei an dieser Stelle herzlich gedankt.

Das vorliegende Arbeitspapier umfaßt das überarbeitete Kapitel 2.3 des erwähnten Forschungsberichtes. Es ist vorgesehen, in den nächsten zwei Jahren die Datenbasis für die vorgelegten Berechnungen grundlegend aufzuarbeiten, so daß das Arbeitspapier als Dokumentation des gegenwärtig (Ende 1997) verfügbaren Wissensstandes zu betrachten ist.

¹ Reichert, J. in: Schön, M.; Walz, R. et al.: *Emissionen der Treibhausgase Distickstoffoxid und Methan in Deutschland*. UBA Berichte 9/93. Erich Schmidt Verlag, Berlin 1993 und in: Schön, M. et al.: *Anthropogene N₂O- und CH₄-Emissionen in der Bundesrepublik Deutschland - Phase II. Im Auftrag des Umweltbundesamtes. Forschungsbericht 104 01 108/02. FhG-ISI, Karlsruhe 1995*

Inhaltsverzeichnis

1	Ausgangslage	1
2	Gegenwärtige Situation.....	2
2.1	Ableitung neuer Werte der spezifischen CH ₄ -Emissionen aus den Rohrnetzen	2
2.2	Neuberechnung der inländischen CH ₄ -Emissionen aus der Gasversorgung.....	6
2.3	Mit Erdgasimporten verknüpfte CH ₄ -Emissionen im Ausland	11
3	Möglichkeiten zur Reduktion der CH ₄ -Emissionen	14
4	Abschätzung der zukünftigen CH ₄ -Emissionen	16
4.1	Zukünftige CH ₄ -Emissionen im Inland	16
4.2	Zukünftige mit Erdgasimporten verknüpfte CH ₄ -Emissionen im Ausland.....	17
	Quellenangaben.....	19

1 Ausgangslage

Als Ergebnis der Phase I (vgl. Reichert in Schön/Walz et al., 1993) ergaben sich die in der folgenden Tabelle zusammengestellten CH₄-Emissionen aus der Förderung und Verteilung von Gas (und Öl, das hierbei nur eine untergeordnete Rolle spielt).

Tab. 1: Methanemissionen aus der Gas- und Öl-Gewinnung und -verteilung in Deutschland im Jahre 1987/1989 in kt; Ergebnisse von Phase I dieser Untersuchung

	Alte Bundesländer	Neue Bundesländer	Deutschland	Anteil in %
Gewinnung und Fernverteilung	65	18	83	25
Hoch- und Mitteldrucknetz	45	2	47	14
Verteilung und Verbrauch	158	48	206	61
Summe	268	68	336	100

Sowohl in den alten Bundesländern (ABL) als auch in den neuen Bundesländern (NBL) stammte der größte Teil der Emissionen aus den Niederdruck-Ortsgasnetzen, die mit ca. 120 000 km bzw. 24 000 km Länge auch jeweils über 50 % der Länge der Verteilungsnetze ausmachten. Hinzu kam der - besonders in den NBL - teilweise schlechte Zustand der Ortsgasnetze und ein verbleibender Anteil von Graugußrohren von 8 % (ABL) bzw. 28 % (NBL), die besonders hohe Emissionen verursachten.

Die in Zusammenhang mit deutschen Erdgasimporten auftretenden Methanemissionen in den Lieferländern sind darin eingeschlossen, jedoch lagen insbesondere für Rußland noch keine Anhaltspunkte über die Höhe der Verluste bei der Förderung und dem Ferntransport vor; sie sind in der den Werten zugrundeliegenden Studie von Battelle (Schneider-Fresenius, 1989) erheblich unterschätzt worden.

2 **Gegenwärtige Situation**

Im Gegensatz zu den Emissionen im Ausland werden die von Battelle abgeleiteten Werte der inländischen Emissionen in den ABL für zu hoch gehalten. Der DVGW (Wesemann, 1993) führt im wesentlichen drei Argumente an, die für niedrigere Emissionen sprechen:

- Die Ableitung der Leckverluste nach dem von Battelle angewandten Verfahren wird für die verschiedenen Druckstufen (Faktor 1,5 für Mitteldruck, 3 für Hochdruck gegenüber dem Niederdruck) als nicht praxisgerecht beurteilt, die Emissionen für die höheren Druckstufen seien nicht größer als für das Niederdrucknetz.
- Bei der Materialgruppe Stahl/Duktilguß, die etwa 70 % der Netzlänge ausmacht, sind die niedrigeren Emissionen der ab Anfang der 70er Jahre eingeführten Rohre mit PE-Ummantelungen nicht berücksichtigt worden.
- Die Untersuchungen von Battelle seien an Ortsgasnetzen mit überdurchschnittlicher Leckstellenhäufigkeit angestellt worden, so daß der abgeleitete Durchschnittswert zu hoch ausfalle. Es wird eine Untersuchung der Universität Clausthal angeführt, die auf Verluste von weniger als 50 % der Battelle-Werte kommt.

Daraus läßt sich die Schlußfolgerung ziehen, daß die bisherigen Werte für die Emissionen aus dem inländischen Verteilungsnetz deutlich zu hoch lagen.

2.1 Ableitung neuer Werte der spezifischen CH₄-Emissionen aus den Rohrnetzen

Mit Hilfe neuerer Meßergebnisse und Erkenntnissen, die zur Zeit der Battelle-Studie noch nicht zur Verfügung standen, wird der Versuch gemacht, die Emissionen für das Jahr 1994 und deren zukünftige Entwicklung auf der Grundlage neu abgeleiteter spezifischer Emissionen für die verschiedenen Rohrleitungsmaterialien zu bestimmen.

Für die Berechnungen wurden folgende Unterlagen herangezogen:

- a) Die verbandsinterne DVGW-Schadens- und Unfallstatistik für die Jahre 1986 und 1995, die die jährlich von den Gasversorgungsunternehmen (GVU) gemeldeten und beseitigten Leckstellen enthält (bisher nur für die ABL).
- b) Gasverlustmessungen an Grauguß- und Stahlleitungen der Hamburger Gaswerke im Rahmen einer Diplomarbeit der Universität Clausthal (Borgmeier, 1989).

- c) Gasverlustmessungen an Graugußleitungen der Berliner Gaswerke AG (1989), Kurzbericht über die Meßergebnisse an Ruhrgas AG und DVGW (unveröffentlicht).
- d) Meßkampagne zu Gasverlusten des Verteilungsnetzes von British Gas (1992) (Rose, 1994).
- e) Meßergebnisse von Leckmengen einzelner Leckstellen an Gasverteilungsnetzen der USA vom amerikanischen Gas Research Institute (1992-1994) (Veröffentlicht auf der Weltgaskonferenz 1994) und der Ruhrgas AG an Gasleitungen in Deutschland (van Heyden 1995).
- f) Prüfstandsmessungen über Leckmengen aus definierten Öffnungen an einem erdverlegten Testrohr (van Heyden, 1996).

Methodisch gehen die Berechnungen 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 eine bestimmte Gasmenge pro Zeiteinheit austritt. Bei der Empfindlichkeit der heutigen Lecksuchgeräte ist diese Größe etwa bei 1 bis 2 l/h erreicht (Lauer 1979). Damit wird der Gasverlust pro Leck unabhängig von der Druckstufe und nur bestimmt durch die mittlere Lebensdauer des Lecks und seinen mittleren Gasverlust.

Die mittlere Lebensdauer der Lecks wird einmal bestimmt 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/km von >2 sind diese Zeiten zu halbieren. Hinzu kommt die mittlere Zeit bis zur Beseitigung der Lecks, die je nach Lage zu Wohngebäuden entweder kurzfristig oder etwa 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:

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

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

Die Leckmenge R ist bisher nur sehr ungenau bekannt. Die Auswertung der oben angeführten Meßergebnisse läßt erkennen, daß der größte Teil der Leckmengen zwischen etwa 20 und 200 l/h liegen dürfte. Die Berliner Messungen an Graugußleitungen liefern einen Verlust je Leckstelle von 140 l/h, die amerikanischen Messungen im Netz 173 l/h und für Lecks an Hausanschlußleitungen 42 l/h. Die Ruhrgas AG stellte an sieben Leckstellen in Stahlleitungen im Mittel Verluste von 70 l/h fest.

Nimmt man in Anlehnung an die amerikanischen Werte 150 l/h als Durchschnittswert für die Netze und 50 l/h für die Hausanschlußleitungen so dürfte man damit auf der sicheren Seite liegen also eher eine obere Grenze abgesteckt haben.

In Tabelle 2 sind die auf die beschriebene Weise abgeleiteten spezifischen Emissionen für die ABL bzw. Deutschland und in Tabelle 3 die Werte für die gegenwärtigen speziellen Verhältnisse in den NBL dargestellt. In der Spalte Lecks/km/a sind die Werte der DVGW-Schadensstatistik oder daraus abgeleitete Werte aufgeführt. Die DVGW-Schadensstatistik weist z. B. in 1995 für die ABL eine Leckhäufigkeit für alle Stahlrohre von 0,148 Lecks/km/a aus (Tab. 2); im Jahre 1986 lag der Wert bei 0,191, beidesmal inklusive der Fälle mit mechanischer Fremdeinwirkung. Der Unterschied beider Zahlen wird als Auswirkung der seit Anfang der 70er Jahre zunehmenden Verwendung PE-ummantelter Stahlrohre interpretiert, die als erheblich korrosionsfester gelten als die vorher verlegten Rohre. Der DVGW schätzt (Wesemann, 1993), daß derzeit etwa 50 % der Stahl- und Duktillgußleitungen bereits PE-ummantelt sind und damit nur etwa halb so viele Leckstellen aufweisen. Den PE-ummantelten Stahlrohren wird daher versuchsweise eine Leckhäufigkeit von 0,1 pro km und Jahr zugeordnet, den alten Stahlrohren ein Wert von 0,2. In gleicher Weise wird die Leckhäufigkeit der Stahlrohre der Hausanschlußleitungen abgeschätzt. Alle übrigen Werte sind unmittelbar der DVGW-Schadensstatistik entnommen. Der Überprüfungszeitraum nach DVGW-Regelwerk und die maximale Zeit bis zur Ausbesserung der Leckstellen folgen in den nächsten beiden Spalten. Es wurden jeweils die vorgeschriebenen Überwachungszeiträume angesetzt, bis auf die Graugußleitungen, die seit 1990 mindestens einmal jährlich kontrolliert werden. Der Faktor 0,888 in der vorletzten Spalte stellt den mittleren Methangehalt des in den ABL verbrauchten Erdgasmixes dar. Die letzte Spalte ergibt dann die nach der oben abgeleiteten Formel errechneten spezifischen Emissionen.

Für Grauguß liegen neben der DVGW-Schadensstatistik noch weitere Messungen vor, die benutzt wurden, um einen vielleicht besser abgesicherten Mittelwert für dieses Material abzuleiten. In Hamburg wurde an einer 11,9 km langen Leitung ein Erdgas-Verlust von 1805 m³/km/a gemessen (Borgmeier, 1989) und in Berlin an einer 14,7 km langen Leitung

4950 m³/km/a (Berliner Gaswerke AG, 1989). Daraus berechnen sich CH₄-Emissionen von 1603 bzw. 4396 m³/km/a. Der aus der DVGW-Schadensstatistik abgeleitete Wert von 1651 m³/km/a (Tab. 2) liegt deutlich näher an dem in Hamburg ermittelten Wert als an dem aus Berlin. Das kann daran liegen, daß das Ziel der in Hamburg durchgeführten Arbeit die Ableitung durchschnittlicher Verluste von Graugußleitungen war, während die Messungen in Berlin an Leitungen gemacht wurden, die zur Sanierung anstanden, also eher überdurchschnittliche Verluste aufgewiesen haben dürften. Für die weitere Rechnung wurde ein mittlerer Wert von 3000 m³/km/a benutzt, der nach dem oben gesagten eher eine Abschätzung nach oben darstellt.

Tab. 2: Spezifische CH₄-Emissionen für verschiedene Materialien und Druckstufen in den ABL bzw. Deutschland. Quelle: Berechnungen des ISI

ABL/Deutschland	Lecks/km/a	Überpr.-Zeitr. Jahre	Ausbess.-Zeitr. Jahre	Leckmenge l/h	CH ₄ /Erdgas	Spez. Emiss. m ³ /km/a
Hochdrucknetz						
Stahl alt	0,200	1	1	150	0,888	233
Stahlmix heute	0,148	1	1	150	0,888	173
Stahl neu	0,100	1	1	150	0,888	117
Duktilguß	0,129	1	1	150	0,888	151
Kunststoff, PE-HD	0,020	1	1	150	0,888	23
Kunststoff, PVC	0,031	1	1	150	0,888	36
Mitteldrucknetz						
Stahl alt	0,200	2	1	150	0,888	350
Stahlmix heute	0,148	2	1	150	0,888	259
Stahl neu	0,100	2	1	150	0,888	175
Duktilguß	0,129	2	1	150	0,888	226
Kunststoff, PE-HD	0,020	2	1	150	0,888	35
Kunststoff, PVC	0,031	2	1	150	0,888	54
Niederdrucknetz						
Guß	1,415	1	1	150	0,888	1651
Stahl alt	0,200	4	1	150	0,888	583
Stahlmix heute	0,148	4	1	150	0,888	432
Stahl neu	0,100	4	1	150	0,888	292
Duktilguß	0,129	4	1	150	0,888	376
Kunststoff, PE-HD	0,020	4	1	150	0,888	58
Kunststoff, PVC	0,031	4	1	150	0,888	90
Hausanschlüsse						
Mitteldruck						
Stahl alt	0,500	2	0,5	50	0,888	243
Stahlmix heute	0,347	2	0,5	50	0,888	169
Stahl neu	0,250	2	0,5	50	0,888	122
Duktilguß	0,397	2	0,5	50	0,888	193
Kunststoff, PE-HD	0,113	2	0,5	50	0,888	55
Kunststoff, PVC	0,124	2	0,5	50	0,888	60
Niederdruck						
Stahl alt	0,500	4	0,5	50	0,888	438
Stahlmix heute	0,347	4	0,5	50	0,888	304
Stahl neu	0,250	4	0,5	50	0,888	219
Duktilguß	0,397	4	0,5	50	0,888	347
Kunststoff, PE-HD	0,113	4	0,5	50	0,888	99
Kunststoff, PVC	0,124	4	0,5	50	0,888	109

Auch bei den anderen Rohrarten wurden für die weitere Rechnung mittlere, gerundete Werte für die spezifischen Emissionen verwendet, da es sich meist noch um eine Mischung verschiedener Materialien (z. B. PE-HD oder PVC bei Kunststoffrohren) handelt und die Leckraten noch ziemlich unsicher sind. Weitere Messungen sind erforderlich, um die folgenden Hochrechnungen der Emissionen auf eine sicherere Basis zu stellen.

Die Ableitung der Emissionswerte für die NBL geht von Meßergebnissen aus, die für die NBL etwa die 10-fache Leckstellenhäufigkeit wie für die ABL andeuten (Sewerin 1996).

Tab. 3: Spezifische CH₄-Emissionen für verschiedene Materialien und Druckstufen in den NBL. Quelle: Berechnungen des ISI

NBL	Lecks/km/a	Überpr.-Zeitr. Jahre	Ausbess.-Zeitr. Jahre	Leckmenge l/h	CH ₄ -Anteil Erdgas	Spez. Emiss. m ³ /km/a	CH ₄ -Anteil Stadtgas	Spez. Emiss. m ³ /km/a
Ortsgasnetze								
Hochdrucknetz								
Stahl alt	2,000	1	1	150	0,977	2568	0,25	657
Stahl neu	0,100	1	1	150	0,977	128	0,25	33
Kunststoff, PE-HD	0,020	1	1	150	0,977	26	0,25	7
Mitteldrucknetz								
Stahl alt	2,000	2	1	150	0,977	3851	0,25	986
Stahl neu	0,100	2	1	150	0,977	193	0,25	49
Kunststoff, PE-HD	0,020	2	1	150	0,977	39	0,25	10
Niederdrucknetz								
Guß	14,000	1	1	150	0,977	17973	0,25	4599
Stahl alt	2,000	4	1	150	0,977	6419	0,25	1643
Stahl neu	0,100	4	1	150	0,977	321	0,25	82
Kunststoff, PE-HD	0,020	4	1	150	0,977	64	0,25	16
Hausanschlüsse								
Mitteldruck								
Stahl alt	5,000	2	0,5	50	0,977	2675	0,25	684
Stahl neu	0,250	2	0,5	50	0,977	134	0,25	34
Kunststoff, PE-HD	0,113	2	0,5	50	0,977	60	0,25	15
Niederdruck								
Stahl alt	5,000	4	0,5	50	0,977	4814	0,25	1232
Stahl neu	0,250	4	0,5	50	0,977	241	0,25	62
Kunststoff, PE-HD	0,113	4	0,5	50	0,977	109	0,25	28

Die Berechnungsweise ist also gleich der in den ABL (Tabelle 2) mit dem Unterschied, daß die Werte für die Leckstellenhäufigkeit bei Stahl alt und Grauguß um den Faktor 10 vergrößert und der Wert für den Methangehalt auf den in den NBL üblichen von 0,977 geändert wurden. Die Ergebnisse sind in Tabelle 3 zu sehen.

2.2 Neuberechnung der inländischen CH₄-Emissionen aus der Gasversorgung

Für die ABL und die NBL wurde zunächst eine Neuberechnung der Emissionen für 1990 durchgeführt, mit den von Battelle gegebenen spezifischen Emissionen und den Netzlängen bzw. Verbrauchswerten für 1990 (Gasstatistik, 1990). Die Emissionen aus den Netzen und Hausanschlüssen sind in den Tabellen 5 und 7 für die ABL bzw. NBL aufgeschlüsselt. Für die Gewinnung im Ausland und Ferntransport im In- und Ausland gibt

Battelle für 1987 aus allgemeinen Betrachtungen pauschale Emissionen von 60 Mio. m³/a an, davon waren nach DVGW (Wesemann, 1993) 16,2 Mio. m³ für den Ferntransport im Inland anzusetzen. Für das Ausland erfolgte ebenfalls eine Neuberechnung für 1990 nach den neueren Erkenntnissen (siehe Abschnitt 2.3).

Für das Jahr **1994** sind die CH₄-Emissionen mit den **oben abgeleiteten spezifischen Emissionen** neu berechnet worden. In Tabelle 4 sind die Werte für 1990 und 1994 gegenübergestellt, aufgeschlüsselt nach den verschiedenen Quellen und nach alten und neuen Bundesländern (ABL bzw. NBL). Der Umrechnungsfaktor von Volumen- in Gewichtseinheiten beträgt 0,72 kg/m³. Bei Vergleichen 1990 - 1994 ist zu beachten, daß sich nicht nur die Verbrauchswerte, Netzlängen usw. geändert haben, sondern auch die unterstellten spezifischen Emissionen, so daß der Grund einer Änderung häufig nicht eindeutig zuzuordnen ist. Eine vollständige Neuberechnung auch der 90er Werte, die nur Extrapolationen der Battelle-Werte von 1987 sind, war für diese Studie jedoch zu aufwendig.

Tab. 4: CH₄-Emissionen in Deutschland 1990 und 1994. Quelle: Berechnungen des ISI

	CH ₄ -Emissionen							
	1990				1994			
	ABL Mio. m ³ /a	NBL Mio. m ³ /a	Deutschland Mio. m ³ /a	kt/a	ABL Mio. m ³ /a	NBL Mio. m ³ /a	Deutschland Mio. m ³ /a	kt/a
Gewinnung und Speicherung								
Erdölgas	5,9	0,1	6,0	4,3	5,0	0,0	5,0	3,6
Erdgas, Inland	23,3	5,2	28,5	20,5	28,1	2,4	30,5	22,0
Stadtgas	0,0	9,0	9,0	6,5	0,0	4,2	4,2	3,0
Fernverteiler	11,0	5,0	16,0	11,5	13,7	27,5	41,2	29,7
Hochdrucknetz	5,9	1,8	7,7	5,5	6,7	31,8	38,5	27,7
Mitteldrucknetz	41,2	2,5	43,7	31,5	9,8	9,1	18,9	13,6
Niederdrucknetz	132,2	61,5	193,7	139,5	42,5	152,2	194,7	140,2
Hausanschlüsse	86,5	9,6	96,1	69,2	12,6	25,4	38,0	27,4
Hausinstallationen	48,2	9,8	58,0	41,8	55,9	15,2	71,1	51,2
Industrie	11,5	2,9	14,4	10,4	11,6	3,9	15,5	11,2
Summe Inland	366	107	473	341	186	272	458	329

Der scheinbare Rückgang der **Emissionen in den ABL** auf etwa die Hälfte ist überwiegend auf die Änderung der spezifischen Emissionen zurückzuführen. Reale Steigerungen der Emissionen gab es wegen des Verbrauchsanstieges und der Vergrößerung der Netzlänge nur beim Hochdrucknetz und der Industrie. Der Verbrauch von Erdgas stieg in den ABL im Zeitraum von 1990 bis 1994 um 10 % von 63,3 auf 69,5 Mrd. m³ (Gasstatistik 1994, Ho=9,77kWh/m³), die Länge des Rohrleitungsnetzes um 23 % von 266 000 auf 328 000 km (Gasstatistik 1994). Die Tabellen 5 und 6 zeigen im Detail die Emissionen aus der Gasverteilung in den beiden Jahren.

Tab. 5: CH₄-Emissionen aus dem Gasnetz in den ABL 1990, berechnet mit den spez. Emissionen nach Battelle. Quelle: Gasstatistik 1990, Berechnungen des ISI

Bezugsgröße	Wert	Einheit	Spezifische Emissionen	Einheit	CH ₄ -Emissionen Mio. m ³ /a
Fernverteiler (HD exkl. Verdichter)	25734	km	221	m ³ /km/a	5,7
Verdichter	880	MW	6	m ³ /kW/a	5,3
Ortsgasnetze:					
Hochdrucknetz					
Stahl/Duktilguß	26432	km	221	m ³ /km/a	5,8
Kunststoff	606	km	187	m ³ /km/a	0,1
Mitteldrucknetz					
Stahl/Duktilguß	26862	km	1312	m ³ /km/a	35,2
Kunststoff	32159	km	187	m ³ /km/a	6,0
Niederdrucknetz					
Guß	8760	km	7870	m ³ /km/a	68,9
Stahl	71354	km	870	m ³ /km/a	62,1
Kunststoff	12627	km	94	m ³ /km/a	1,2
Hausanschlüsse	60692	km	1426	m ³ /km/a	86,5
Summe Verteilung	266106	km			277

Tab. 6: CH₄-Emissionen aus dem Gasnetz in den ABL 1994, berechnet mit neuen spez. Emissionen. Quelle: Gasstatistik 1994, Berechnungen des ISI

Bezugsgröße	Wert	Einheit	Spezifische Emissionen	Einheit	CH ₄ -Emissionen Mio. m ³ /a
Fernverteiler (HD exkl. Verdichter)	33997	km	221	m ³ /km/a	7,5
Verdichter	1030	MW	6	m ³ /kW/a	6,2
Ortsgasnetze:					
Hochdrucknetz					
Stahl/Duktilguß	29696	km	221	m ³ /km/a	6,6
Kunststoff	2632	km	25	m ³ /km/a	0,1
Mitteldrucknetz					
Stahl/Duktilguß	31092	km	245	m ³ /km/a	7,6
Kunststoff	54805	km	40	m ³ /km/a	2,2
Niederdrucknetz					
Guß	3800	km	3000	m ³ /km/a	11,4
Stahl/Duktilguß	74999	km	400	m ³ /km/a	30,0
Kunststoff	18034	km	60	m ³ /km/a	1,1
Hausanschlüsse					
Mitteldruck					
Stahl	30353	km	175	m ³ /km/a	5,3
Kunststoff	11702	km	60	m ³ /km/a	0,7
Niederdruck					
Stahl	13797	km	320	m ³ /km/a	4,4
Kunststoff	21741	km	100	m ³ /km/a	2,2
Summe Verteilung	327678	km			85

Neben dem Ausbau des Netzes betrieben die Gasversorger die Erneuerung und Sanierung der bestehenden Netze. Insgesamt wurden 1994 im Bereich der Leitungsnetze knapp 5 Mrd. DM, das sind knapp 70 % der Gesamtinvestitionen (Gasstatistik 1994), aufgewendet; in ähnlicher Höhe lagen die Aufwendungen in den vergangenen Jahren. Es liegen jedoch keine quantitativen Angaben über die Länge der sanierten Netzabschnitte vor. Bei der Berechnung der Emissionen für 1994 wurde davon ausgegangen, daß nach DVGW die Erneuerung der älteren Hälfte der Stahl/Duktilgußleitungen etwa 25 Jahre beansprucht, im Betrachtungszeitraum also etwa 20 % der Leitungen erneuert oder saniert worden sind. Dies gilt auch für die Hausanschlüsse, für die in der Gasstatistik keine Aufschlüsselung nach Materialarten gegeben ist. Bei der Berechnung der spezifischen Emissionen wurden hier die gleichen Anteile der Materialien wie im Niederdrucknetz angenommen.

Die **Emissionen in den NBL** erhöhten sich dagegen im gleichen Zeitraum auf mehr als das Doppelte von knapp 107 auf knapp 272 Mio. m³/a. Dies ist auf die Umstellung der Versorgung von Stadtgas auf Erdgas zurückzuführen, die schneller vonstatten ging als ursprünglich angenommen wurde. Ende 1993 waren bereits 84 % der Haushalte auf Erdgas umgestellt (Bramkamp, 1994), Mitte 1995 wurde die Umstellung abgeschlossen. Erdgas führt zu höheren CH₄-Emissionen, einmal aufgrund seines höheren CH₄-Anteils (97,7 % in den NBL), zum anderen wird es mit höherem Druck gefahren und besitzt eine geringere Zähigkeit als Stadtgas. Eine zusätzliche Verluststeigerung durch Austrocknung der Stemm-Muffenverbindungen in den alten Grauguß- und Stahlleitungen trat zumindest durch die Umstellung auf Erdgas nach 1990 nicht auf, da das vorher eingesetzte Braunkohlen-Stadtgas bereits trocken war (DBI/GUT-Studie 1993). Nur im ehemaligen Ost-Berlin trat dieser Effekt schon vor 1990 auf, weil von feuchtem Kokereigas auf trockenes Erdgas umgestellt wurde.

Aus den Tabellen 7 und 8 ist zu erkennen, daß sich die Emissionen aus den Netzen dadurch von 81 auf 246 Mio m³/a erhöhten. Auch hier erfolgte ein Ausbau des Netzes von 62 000 auf knapp 67 000 km Länge sowie eine Erneuerung der alten Rohrleitungen. Der (Primärenergie-)Verbrauch von Erdgas stieg sogar um 28 % von 8,9 auf 11,4 Mrd. m³ (Ho=9,77kWh/m³, auf Kosten von Stadtgas). Über das Ausmaß der Sanierung und Erneuerung der alten Netze sind keine quantitativen Angaben verfügbar (Wieschebrink, 1994), es kann aber davon ausgegangen werden, daß mehr als 20 % des Netzes 1994 bereits saniert oder erneuert sind und die Erneuerung nahezu ausschließlich mit Kunststoff-Rohren durchgeführt wird. Die im Vergleich zu den ABL höheren spezifischen Emissionen bei den erneuerten Netzteilen sind auf den höheren CH₄-Anteil des Erdgases in den NBL zurückzuführen.

Tab. 7: CH₄-Emissionen aus dem Gasnetz in den NBL 1990, berechnet mit abgeleiteten spez. Emissionen nach Battelle. Quelle: Berechnungen des ISI

	Gesamte Netzlänge km	Anteil Stadtgas %	Länge Netz		Spez. Emissionen		Emissionen	
			Stadtgas km	Erdgas km	Stadtgas m ³ /km/a	Erdgas m ³ /km/a	Stadtgas Mio. m ³ /a	Erdgas Mio. m ³ /a
Fernverteiler (Hochdruck)	8211	68,0	5583	2628	305	1191	1,70	3,13
Verdichter	50 (MW)	68,0	34	16	1,6	6	0,05	0,10
Ortsgasnetze:								
Hochdrucknetz								
Stahl	11538	78,8	9092	2446	97	381	0,88	0,93
Kunststoff	4	29,2	1	3	55	215	0,00	0,00
Mitteldrucknetz								
Guß	282	100,0	282	0	6000	30000	1,69	0,00
Stahl	1244	93,5	1163	81	578	2260	0,67	0,18
Kunststoff	28	95,6	27	1	82	322	0,00	0,00
Niederdrucknetz								
Guß	7066	84,8	5992	1074	3000	30000	17,98	32,22
Stahl	21680	87,8	19035	2645	384	1508	7,31	3,99
Kunststoff	715	89,4	639	76	41	162	0,03	0,01
Hausanschlüsse								
Guß	997	94,3	940	57	3000	30000	2,82	1,71
Stahl	9995	89,1	8906	1089	384	1508	3,42	1,64
Kunststoff	111	86,6	96	15	41	162	0,00	0,00
Summe	61871		51756	10115			37	44

Tab. 8: CH₄-Emissionen aus dem Gasnetz in den NBL 1994, berechnet mit neuen spez. Emissionen. Quelle: Berechnungen des ISI

	Gesamte Netzlänge km	Anteil Stadtgas %	Länge Netz		Spez. Emissionen		Emissionen	
			Stadtgas km	Erdgas km	Stadtgas m ³ /km/a	Erdgas m ³ /km/a	Stadtgas Mio. m ³ /a	Erdgas Mio. m ³ /a
Fernverteiler (Hochdruck)	10483	0	0	10483	0	2570	0,00	26,94
Verdichter	80 (MW)	0	0	80	0	6	0,00	0,48
Ortsgasnetze:								
Hochdrucknetz								
Guß	125	10	13	112	4600	18000	0,06	2,02
Stahl	12480	10	1248	11232	657	2570	0,82	28,87
Kunststoff	840	10	84	756	7	26	0,00	0,02
Mitteldrucknetz								
Guß	110	10	11	99	4600	18000	0,05	1,78
Stahl	1960	10	196	1764	985	3850	0,19	6,79
Kunststoff	8830	10	883	7947	10	38	0,01	0,30
Niederdrucknetz								
Guß	4190	10	419	3771	4600	18000	1,93	67,88
Stahl	13810	10	1381	12429	1642	6420	2,27	79,79
Kunststoff	4640	10	464	4176	16	64	0,01	0,27
Hausanschlüsse								
Mitteldruck								
Stahl	740	10	74	666	685	2675	0,05	1,78
Kunststoff	3340	10	334	3006	15	60	0,01	0,18
Niederdruck								
Stahl	5210	10	521	4689	1230	4815	0,64	22,58
Kunststoff	1760	10	176	1584	28	109	0,00	0,17
Summe	68518		5804	62714			6	240

2.3 Mit Erdgasimporten verknüpfte CH₄-Emissionen im Ausland

Die Erdgasimporte Deutschlands sind auch mit Emissionen bei der Gewinnung und dem Transport in den Erzeuger- und Transitländern verbunden. Bei der internationalen Emissionsberichterstattung wird aber das Territorialprinzip zugrunde gelegt und es werden dementsprechend nur die innerhalb der jeweiligen Landesgrenzen anfallenden Emissionen in Rechnung gestellt. Da die mit importiertem Erdgas verknüpften ausländischen CH₄-Emissionen aber viel diskutiert werden und z. B. bei der Erstellung von Ökobilanzen mit berücksichtigt werden müßten, wurden auch sie abgeschätzt. Aus Gründen der Transparenz werden sie hier zusätzlich mit aufgeführt.

Bei der Erstellung der Battelle-Studie war noch nichts über die hohen Emissionen des Gasnetzes in Rußland bekannt, sie rechnete daher für den Ferntransport aus Rußland mit den gleichen spezifischen Emissionen von 221 m³/km/a für Rohrleitungsleckagen und 1561 m³/km/a für die Verdichterstationen, zusammen 1782 m³/km/a, wie für die anderen Förderländer Norwegen und Holland. Anfang der 90er Jahre wurden erste Schätzungen bekannt, die von Verlusten bei Förderung, Transport, Verteilung und Verwendung des russischen Erdgases von 5 bis 10 % oder noch höher sprachen (Rabchuk, 1991). Über eine indirekte atmosphärenchemische Gegenrechnung unter Berücksichtigung vieler Indikatoren (z.B. Isotopenverhältnis, regionale Konzentrationsunterschiede etc.) konnten die möglichen Methanemissionen der Erdöl- und Erdgasindustrie aus der ehemaligen UdSSR auf einen Wert um 5 % eingegrenzt werden (Zittel, 1994). Naturgemäß ist diese Methode jedoch mit großen Unsicherheiten behaftet.

Im Rahmen der „United Nations Framework Convention on Climate Change“ wurde im nationalen Klimabericht der Russischen Föderation unter Federführung des russischen Umweltministeriums eine neue Emissionsabschätzung durchgeführt (Bedritsky, 1995).

Diese weist für die Erdgas- und Erdölindustrie der russischen Föderation Methanemissionen aus Produktion, Fern- und Regionaltransport, Ortsverteilung und Gasverwendung von 3,9 %, bezogen auf die produzierte Erdgasmenge aus. Da diese Angaben für den gesamten Erdöl- und Erdgassektor errechnet wurden, liegt der Anteil der Emissionen aus Produktion und Ferntransport der russischen Erdgaswirtschaft folglich unter diesem Wert.

Im Rahmen einer ausführlichen Analyse vorliegenden Datenmaterials, Expertenbefragungen, Vergleichen mit Gasversorgungen anderer Staaten sowie mit eigenen Abschätzungen wurden die Methanemissionen beim Export von Erdgas aus

Rußland nach Deutschland abgeschätzt (Zittel, 1997). Danach betragen die Methanemissionen aus Produktion und Ferntransport einschließlich Verdichterstationen etwa 1,8 %, bezogen auf den Bereich der russischen Erdgasversorgung, der für den Export von Westsibirien nach Westeuropa maßgeblich ist. Im wesentlichen sind die Methanemissionen auf wartungs- und reparaturbedingte Ausblasungen, auf Leckagen an den Streckenarmaturen der Ferngasleitungen und auf Leckagen im Bereich der Verdichterstationen zurückzuführen.

Meßkampagnen im Bereich von Verdichterstationen und Fernleitungen, welche kürzlich gemeinsam von der RAO Gazprom und der Ruhrgas AG durchgeführt wurden, zeigen, daß die Abschätzungen von Zittel im Bereich der Leitungen sehr konservativ sind und in der Realität mit geringeren Methanemissionen zu rechnen ist. Die Untersuchungen im Bereich der Erdgasförderung werden gegen Ende 1997 abgeschlossen sein (Altfeld, 1997).

In Anbetracht der angeführten Argumente dürfte ein Ansatz von 1,5 % CH₄-Emissionen vom russischen Importgas den heutigen Kenntnissen etwa entsprechen. Mit diesem Wert wurden in den Tabellen 9 und 10 die mit dem deutschen Verbrauch verknüpften CH₄-Emissionen im Ausland für 1990 und 1994 neu berechnet. Die spezifischen Emissionen der westlichen Förderländer wurden nach Battelle bei Exploration und Förderung zu 0,15 % angesetzt, die der Fernleitungen und Verdichterstationen wie oben angegeben zu 1782 m³/km/a.

Neuere Untersuchungen zeigen, daß die Methanemissionen im Bereich der niederländischen und dänischen Erdgasförderung deutlich niedriger liegen: 0,07 bzw. 0,06 % der produzierten Menge (IGU, 1997). Für den Ferntransport werden Zahlenwerte von 0,011 bzw. 0,02 % bezogen auf die transportierte Menge genannt. Über die Methanemissionen der norwegischen Erdgasindustrie liegen keine Angaben vor, es kann aber davon ausgegangen werden, daß sie in einer ähnlichen Größenordnung liegen. Bis neuere Werte für spezifische Emissionen vorliegen, wird hier für den Ferntransport weiter mit den von Battelle abgeleiteten Werten gerechnet.

Tab. 9: Berechnung der Emissionen aus importiertem Erdgas 1990. Quelle: Berechnungen des ISI

Herkunftsland	Aus Gewinnung und Exploration			Aus Fernleitungen			Gesamtemissionen	
	Importe Mrd. m ³ /a	Spez. Emiss. %	Emissionen Mio. m ³ /a	Leitungslänge km	Spez. Em. m ³ /km/a	Emissionen Mio. m ³ /a	Mio. m ³ /a	kt
Norwegen	9,8	0,15	14,7	1300	1782	2,3	17,0	12,3
Holland	18,3	0,15	27,5	200	1782	0,4	27,8	20,0
Dänemark u.a.	0,7	0,15	1,1	300	1782	0,5	1,6	1,1
Rußland, ABL	20,9	1,50*	313,5	(5500)	(1782)	-	313,5	225,7
Rußland, NBL	6,7	1,50*	100,5	(5500)	(1782)	-	100,5	72,4
Summe D	56,4		457			3	460	331

* incl. Ferntransport

Tab. 10: Berechnung der Emissionen aus importiertem Erdgas 1994. Quelle: Berechnungen des ISI

Herkunftsland	Aus Gewinnung und Exploration			Aus Fernleitungen			Gesamtemissionen	
	Importe Mrd. m ³ /a	Spez. Emiss. %	Emissionen Mio. m ³ /a	Leitungslänge km	Spez. Em. m ³ /km/a	Emissionen Mio. m ³ /a	Mio. m ³ /a	kt
Norwegen	12,1	0,15	18,2	1300	1782	2,3	20,5	14,7
Holland	22,5	0,15	33,8	200	1782	0,4	34,1	24,6
Dänemark u.a.	1,7	0,15	2,6	300	1782	0,5	3,1	2,2
Rußland, ABL	23,3	1,50*	349,5	(5500)	(1782)	-	349,5	251,6
Rußland, NBL	7,8	1,50*	117,0	(5500)	(1782)	-	117,0	84,2
Summe D	67,4		521			3	524	377

* incl. Ferntransport

Mit einer anderen Berechnungsweise, die die spezifischen Emissionen auf den Verbrauch bezieht, berechnen sich nach (GEMIS, 1994) für die westlichen Förderländer etwas höhere CH₄-Emissionen (siehe Tabelle 11). Für Rußland werden minimale und maximale Emissionsfaktoren gegeben, deren Anwendung auf die Importgasmenge CH₄-Emissionen ergeben, die unter und über den hier berechneten Werten liegen. Bei der großen Unsicherheit der Emissionszahlen kann von einer guten Übereinstimmung gesprochen werden.

Tab. 11: Hier und nach GEMIS 2.1 berechnete CH₄-Emissionen aus importiertem Erdgas 1990 in kt

Land	Hier berechnet	GEMIS 2.1
Norwegen	12,3	16,9
Holland	20,0	31,0
Rußland / Lieferung in ABL	226,0	217 - 557

Rechnet man die in- und ausländischen CH₄-Emissionen zusammen, so erhält man die Werte der Tabelle 12. Nach diesen Rechnungen liegen die durch Import des Erdgases verursachten Emissionen etwa in der Größenordnung der gesamten inländischen Emissionen.

Tab. 12: Gesamte CH₄-Emissionen in Deutschland und mit Erdgasimporten verknüpfte Emissionen im Ausland

	1990		1994	
	Mio. m ³ /a	kt/a	Mio. m ³ /a	kt/a
Inland	473	341	458	329
Ausland	460	331	524	377
Gesamtsumme	933	672	982	706

3 Möglichkeiten zur Reduktion der CH₄-Emissionen

In Tabelle 13 sind die hier benutzten spezifischen Emissionen und ihre Bezugsgrößen aufgelistet. Sie entstammen - soweit es die Rohrleitungen angeht - den weiter oben (Abschnitt 2.1) angestellten Berechnungen, die übrigen der Battelle-Studie, deren Werte auch von den meisten anderen Autoren übernommen wurden. Der DVGW (Wesemann, 1993) hat 1994 eine Schrift herausgegeben, in der die Emissionen der Battelle-Studie kritisch untersucht und Möglichkeiten zur Verminderung der Emissionen diskutiert werden. In vielen Fällen werden die Battelle-Werte als zuverlässig angesehen und akzeptiert. Die Emissionen aus Exploration und Förderung sieht der DVGW jedoch als geringfügig zu hoch an und tendiert - auch aufgrund einer Studie der DGMK zu diesem Gebiet (Lille, 1989) - zu einem Wert von 0,1 % der Förderung. Die Emissionen bei Arbeitsvorgängen an Gasgeräten - immerhin 46 Mio. m³/a bei Battelle - werden vom DVGW um 20 % niedriger eingeschätzt.

Tab. 13: Gegenwärtige und erreichbare spezifische Emissionen

	Spezifische Emissionen	Einheit	Bezugsgröße	erreichbar
Exploration und Förderung	0,10 - 0,15	%	Fördermenge	0,08
Speicherung	0,1	%	Arbeitsgasvol.	0,05
Ferntransport Ausland	1782	m ³ /km/a	Netzlänge	891
Fernleitungen Inland	221	m ³ /km/a	Netzlänge	110
Verdichterstationen Inland	6	m ³ /kW/a	Leistung	5
Hochdruckleitungen, Stahl	173	m ³ /km/a	Netzlänge	117
HD Kunststoff (bis 4 bar)	25	m ³ /km/a	Netzlänge	23
MD Kunststoff	37	m ³ /km/a	Netzlänge	35
MD, Stahl	350	m ³ /km/a	Netzlänge	175
ND, Grauguß	3000	m ³ /km/a	Netzlänge	292
ND, Stahl	583	m ³ /km/a	Netzlänge	292
ND, Kunststoff	90	m ³ /km/a	Netzlänge	58
Hausinneninstallationen, Geräte	5,9	m ³ /Stück/a	Anzahl Zähler	4,1
Industrie und Kraftwerke	0,00033	m ³ CH ₄ /m ³ Gas	Verbrauch	0,00023

Auch die Verluste aus dem Rohrnetz schätzt der DVGW geringer ein, als von Battelle angegeben. Diese Argumente sind bei der Ableitung der neuen spezifischen Emissionswerte bereits berücksichtigt worden (siehe Abschnitt 2.2).

Die spezifischen Emissionen der Fernleitungen und Verdichterstationen werden dagegen vom DVGW als zuverlässig angesehen.

Die in der letzten Spalte von Tabelle 13 gegebenen erreichbaren spezifischen Emissionen beruhen auf den technischen Angaben, die der DVGW in seiner Schrift anführt, jedoch meist nicht quantifiziert.

- Im Bereich der Förderung werden Reduktionen möglich durch: Ersatz von Steuergas (25 % der Emissionen) durch Steuerluft (an allen neuen Süßgastrocknungsanlagen bereits eingeführt, Altanlagen werden schrittweise umgerüstet), die Nutzung von Entlössungsgasen aus Sammel tanks, Einsatz von mobilen Kompressoren und Einrichtung von Gaspendelsystemen beim Be- und Entladen von Tankwagen. Durch Weiterführung bzw. Einführung dieser Maßnahmen wird ein Rückgang der spezifischen Emissionen auf 0,08 % angenommen.
- Bei Arbeiten an Ferntransportleitungen können durch organisatorische Maßnahmen erhebliche Methanemissionen vermieden werden: Eine vorbereitende Planung und sorgfältige Netzsteuerung führt dazu, daß der Druck in der betreffenden Leitung vor Arbeitsbeginn sehr weit abgesenkt werden kann, wodurch sich die auszublasenden Erdgasmengen entsprechend vermindern und auch wirtschaftliche Vorteile erreicht werden können.
- Ein erheblicher Anteil der Methanemissionen der Verdichterstationen entsteht durch das Starten der Verdichterantriebe mit Erdgas und durch die Entspannung der Verdichter bei der Außerbetriebnahme. Durch Einsatz von z. B. Elektrostärtern, durch neue Wellendichtungssysteme oder durch die energetische Nutzung der Erdgasleckagen können erhebliche Emissionsminderungen erreicht werden. Eine Reduktion der spezifischen Emissionen um etwa 50 % läßt sich daraus für die Ferntransportleitungen und die Verdichter ableiten.
- Beim Rohrnetz lassen sich je nach Materialart folgende Minderungen erwarten:
 - Für Graugußnetze kommt letztlich nur eine Erneuerung oder eine Innensanierung, die praktisch einer Erneuerung gleichkommt, in Frage. Durch eine jährliche oberirdische Überwachung auf Leckstellen sollen Streckenabschnitte mit größerer Leckstellenhäufigkeit früher erkannt und saniert werden. Der DVGW

rechnet mit einer kompletten Sanierung/Erneuerung des Graugußnetzes bis etwa zum Jahre 2005, wodurch ca. 35 % der von Battelle angegebenen Emissionen für die Ortsgasnetze entfallen würden. Die spezifischen Emissionen für sanierte Graugußrohre dürften mindestens denen von guten Stahlrohren entsprechen.

- Bei den Stahlrohren geht der DVGW davon aus, daß etwa 50 % der 140 000 km messenden Stahl- oder Duktilgußstrecke in den ABL bereits aus PE-ummantelten Rohren bestehen, die im Vergleich zum älteren Teil des Netzes mit noch ungenügendem Korrosionsschutz nur etwa die halben Emissionen aufweisen. Die Sanierung/Erneuerung der alten Netzteile dürfte noch etwa 25 Jahre beanspruchen. Die spezifischen Emissionen dürften sich daher langfristig um ca. 1/3 reduzieren.
- Ohne Quantifizierung nimmt der DVGW weitere Reduktionsmöglichkeiten durch den Einsatz neuer Geräte mit geringeren Emissionen, z. B. bei An- und Abschaltvorgängen, sowie die verbesserte Wartung und Fahrweise der Geräte im Bereich der Haushalte und der Industrie an. Zum Zwecke der Emissionsabschätzung wird nachfolgend angenommen, daß sich die spezifischen Emissionen langfristig um ca. 30 % reduzieren.

4 Abschätzung der zukünftigen CH₄-Emissionen

Die im letzten Abschnitt abgeleiteten spezifischen Emissionen wurden benutzt, um eine Abschätzung der CH₄-Emissionen in Deutschland und der im Zusammenhang mit Erdgasimporten anfallenden Emissionen im Ausland etwa im Jahre 2010 abzuschätzen.

4.1 Zukünftige CH₄-Emissionen im Inland

Das Jahr 2010 wurde gewählt, da dann nach den Aussagen des DVGW die Sanierung/Erneuerung der Graugußrohre bereits abgeschlossen ist, die der älteren Stahlrohre zwar noch nicht abgeschlossen (erwartet wird ca. 2020), aber doch soweit fortgeschritten, daß man von einer weitgehenden Reduzierung der ältesten Netzteile ausgehen kann.

Beim Gasverbrauch wird davon ausgegangen, daß 55 % der Haushalte mit Heizgas versorgt werden (1994 waren es 35,5 %). Dadurch dürfte der Verbrauch um etwa den Faktor 1,5 steigen; der gleiche Faktor wurde für den industriellen Verbrauch unterstellt. Die Berechnung der Rohrnetztlängen erfolgte in der Weise, daß etwa die gleichen proportionalen Anteile an Druckstufen angenommen werden, wie sie 1994 in den ABL vorhanden waren.

Die Gesamtlänge wurde aus der notwendigen Anzahl der Hausanschlüsse zur Herstellung des Versorgungsgrades von 55 % hochgerechnet.

Die Rechnung (siehe Tabelle 14) führt zu CH₄-Emissionen im Inland von 221 Mio. m³/a (159 kt), also eine Reduzierung gegenüber 1994 (458 Mio. m³ oder 329 kt) auf weniger als die Hälfte.

Tab. 14: Geschätzte CH₄-Emissionen in Deutschland ca. 2010. Quelle: Berechnungen des ISI

	Bezugsgröße	Wert	Einheit	spez. CH ₄ -Emissionen	Emissionen Mio. m ³ /a	Emissionen kt/a
Gewinnung und Speicherung						
Erdölgas	Förderung	100	Mio. m ³ /a	3,00%	3,0	2,2
Erdgas, Förderung	Förderung	10	Mrd. m ³ /a	0,08%	8,0	5,8
Erdgas, Speicherung	Arbeitsgasvol.	22	Mrd. m ³ /a	0,05%	11,0	7,9
Summe Gewinnung u. Speich.					22,0	15,8
Rohrnetze						
Fernverteiler HD excl. Verd.	Netzlänge	64400	km	110	7,1	5,1
Verdichter	Leistung	1800	MW	3	5,4	3,9
Summe Fernverteiler					12,5	9,0
Ortsgasnetze						
HD-Stahl, alt	Netzlänge	9000	km	233	2,1	1,5
HD-Stahl, neu	Netzlänge	41000	km	117	4,8	3,5
HD-Kunststoff	Netzlänge	12000	km	23	0,3	0,2
MD-Stahl, alt	Netzlänge	14000	km	350	4,9	3,5
MD-Stahl, neu	Netzlänge	51000	km	175	8,9	6,4
MD-Kunststoff	Netzlänge	115000	km	35	4,0	2,9
ND-Stahl, alt	Netzlänge	16000	km	583	9,3	6,7
ND-Stahl, neu	Netzlänge	53000	km	292	15,5	11,1
ND-Duktilguß	Netzlänge	23000	km	376	8,6	6,2
ND-Kunststoff	Netzlänge	100000	km	58	5,8	4,2
Summe Ortsgasnetze		434000	km		64,3	46,3
Hausanschlüsse						
MD-Stahl, alt	Länge	5000	km	243	1,2	0,9
MD-Stahl, neu	Länge	20000	km	122	2,4	1,8
MD-Kunststoff	Länge	44000	km	55	2,4	1,7
ND-Stahl, alt	Länge	6000	km	438	2,6	1,9
ND-Stahl, neu	Länge	23500	km	219	5,1	3,7
ND-Kunststoff	Länge	46000	km	99	4,6	3,3
Summe Hausanschlüsse		144500	km		18,4	13,3
Summe Verteilung		642900	km		95,2	68,5
Hausinstallationen und Geräte	Zähler	21450000	Anzahl	4,1	87,9	63,3
Industrie	Verbrauch	67,3	Mrd. m ³ /a	0,00023	15,5	11,1
Summe Inland					221	159

4.2 Zukünftige mit Erdgasimporten verknüpfte CH₄-Emissionen im Ausland

Die durch den Erdgasexport nach Deutschland bedingten Emissionen im Ausland sind in Tabelle 15 dargestellt. Die Längen der Pipelines wurden aufgrund der bereits im Bau befindlichen oder geplanten Projekte (Ruhrgas AG, 1992) verdoppelt und der Anteil

Norwegens an den Importen wie derzeit geplant auf 30 % erhöht. Es wurden die gleichen spezifischen Emissionen für Gewinnung und Ferntransport wie im Inland unterstellt.

Tab. 15: Berechnung der Emissionen aus importiertem Erdgas ca. 2010. Quelle: Berechnungen des ISI

Herkunftsland	Aus Gewinnung und Exploration			Aus Fernleitungen			Gesamtemissionen	
	Importe Mrd. m ³ /a	Spez. Emiss %	Emissionen Mio. m ³ /a	Leitungslänge km	Spez. Em. m ³ /km/a	Emissionen Mio. m ³ /a	Mio. m ³ /a	kt
Norwegen	37,5	0,08	30,0	2600	891	2,3	32,3	23,3
Holland	36,9	0,08	29,5	400	891	0,4	29,9	21,5
Dänemark u.a.	7,9	0,08	6,3	300	891	0,3	6,6	4,7
Rußland	30,3	1,00*	303,0	-	-	-	303,0	218,2
Summe	112,6		369			3	372	268

* incl. Ferntransport

Problematisch ist die Abschätzung der Emissionen aus den russischen Erdgaslieferungen. Wenn eine zweite Pipeline durch Polen gebaut wird, die dann auf dem neuesten Stand ist, könnte die alte Leitung durch die Ukraine zeitweise abgeschaltet und stufenweise saniert werden. Die spezifischen Emissionen des Fernleitungssystems würden dann drastisch zurückgehen. Inwieweit neue Förderanlagen in Sibirien bis zum Jahre 2010 in Betrieb genommen und alte Anlagen saniert werden können, darüber kann heute nur spekuliert werden. Zur groben Abschätzung werden 1 % der Lieferung russischen Erdgases als Gesamtemissionen aus Gewinnung und Fernleitung angenommen.

Damit übertreffen die durch Förderung und Transport russischen Erdgases verursachten Emissionen immer noch die in allen europäischen Lieferländern um das Viereinhalbfache. Als Gesamtemission ergeben sich die in Tabelle 16 angegebenen Werte.

Es ist denkbar, daß die Minderung der mit dem Erdgasimport aus Rußland zusammenhängenden CH₄-Emissionen unter deutscher Beteiligung realisiert wird. Damit ist in diesem Bereich ein Potential für die *joint implementation* von Minderungsmaßnahmen gegeben.

Tab. 16: Geschätzte Gesamtemissionen in Deutschland und mit Erdgasimporten verknüpfte Emissionen im Ausland ca. 2010. Quelle: Berechnungen des ISI

	Mio m ³ /a	kt/a
Inland	221	159
Ausland	372	268
Gesamtsumme	593	427

Quellenangaben

- Altfeld, K.: Persönliche Mitteilung (1997) über die von der RAO Gazprom und Ruhrgas AG gemeinsam durchgeführte Meßkampagne zur Ermittlung der Methanemissionen von Verdichterstationen und Fernleitungen
- Bedritsky, A. I.: Interagency Commission of the Russian Federation on Climate Change Problems: First National Communication, Moscow 1995
- Berliner Gaswerke AG: Gasverlustmessungen an Graugußleitungen der Berliner Gaswerke AG (1989), Kurzbericht über die Meßergebnisse an die Ruhrgas AG und den DVGW (unveröffentlicht).
- BGW (Hrsg.): 112. Statistik 1990 Gas (Gasstatistik 1990). Bundesverband der Deutschen Gas und Wasserwirtschaft e.V., Bonn 1991
- BGW (Hrsg.): 116. Statistik 1994 Gas (Gasstatistik 1994). Bundesverband der Deutschen Gas und Wasserwirtschaft e.V., Bonn 1995
- Borgmeier, M.: Erfassung der Gasverluste im Erdgasverteilungsnetz der Hamburger Gaswerke GmbH und deren Bewertung aus wirtschaftlicher und umweltrelevanter Sicht. Diplomarbeit an der TU Clausthal, 1989
- Bramkamp, B.; Kulle, E.; Friedrich, J.; Richter, H.-G.: Die energie- und gaswirtschaftliche Entwicklung im Jahre 1994. gwf 9/1995, S. 369-427
- DVGW-Schadens- und Unfallstatistik für die Jahre 1986 und 1995
- Fritsche, U. R. u. a.: Gesamt-Emissionsmodell integrierter Systeme (GEMIS) Version 2.1. Darmstadt 1994
- IGU (International Gas Union): TF1-Report: 3.2 Methane Emissions, 20th World Gas Conference, Copenhagen 1997
- Lauer, K.-H.: Beurteilung von Ergebnissen der Gasrohrnetzüberprüfung. gwf - gas/erdgas 120 (1979) H1 S. 30-37
- Lille, W.: Methanemissionen in Erdgas- und Erdölproduktionsbetrieben der Bundesrepublik Deutschland im Jahre 1988. DGMK-Bericht 449-01, Hamburg 1989
- Rabchuk, V.I.; Ilkevich, N.I.; Kononov, Y.D.: A Study of Methane Leakage in the Soviet Natural Gas Supply System. Siberian Energy Institute, 1991
- Rose, C.: Establishing the Level of Methane Leakage from the British Gas Distribution System. 19th World Gas Conference, Milan 1994
- Ruhrgas AG: Erdgas heute und morgen. Ruhrgas AG, Bereich Presse/Öffentlichkeitsarbeit, ca. 1992
- Schneider-Fresenius, W. u.a.: Ermittlung der Methan-Freisetzung durch Stoffverluste bei der Erdgasversorgung der Bundesrepublik Deutschland. Battelle-Institut, Frankfurt 1989

- Schön, M.; Walz, R. et al.: Emissionen der Treibhausgase Distickstoffoxid und Methan in Deutschland. Forschungsbericht 104 02 682. Umweltbundesamt (Hrsg.): Berichte 9/93. Erich Schmidt Verlag, Berlin 1993
- Sewerin: Persönliche Mitteilung der Fa. Sewerin über die Schadenshäufigkeit. 1996
- van Heyden, L., W. Weßing: Meßmethoden zur Ermittlung der Erdgasverluste von Gasverteilungsnetzen. International Gas Research Conference, Cannes 1995.
- van Heyden, L.: Persönliche Mitteilung (1996) über von der Ruhrgas AG durchgeführte Messungen von 1990
- Wesemann, U.: Methanfreisetzung in der öffentlichen Gasversorgung der Bundesrepublik Deutschland. DVGW Gas-Information G 4 3/93
- Wieschebrink, G. (Verbundnetz Gas-AG, Bölitz-Ehrenburg): persönliche Mitteilung 1994
- Zittel, W.: Methane Emissions from Russian Gas Supply and Measures to Control Them. In: Non-CO₂ Greenhouse Gases, Proceedings of an International Symposium, Maastricht, 13.-15. Dec. 1993. Kluwer Academic Publishers, Dordrecht / Boston / London 1994
- Zittel, W.: Untersuchungen zum Kenntnisstand über Methanemissionen beim Export von Erdgas aus Rußland nach Deutschland. Studie der Ludwig-Bölkow Systemtechnik GmbH, Ottobrunn März 1997