



Oliver Krischer

Mitglied des Deutschen Bundestages  
Bündnis 90/Die Grünen

## **Methan und der Treibhausgas-Fußabdruck von Erdgas aus Schieferformationen**

Robert W. Howarth<sup>1\*</sup>, Renee Santoro<sup>1</sup> und Anthony Ingraffea<sup>2</sup>

1. Fachbereich Ökologie und Entwicklungsbiologie, Cornell-Universität, Ithaca, New York 14853, USA.

2. Hochschule für Bau- und Umwelttechnik, Cornell-Universität, Ithaca, New York 14853, USA.

\* E-Mail-Adresse des Korrespondenzautors: [howarth@cornell.edu](mailto:howarth@cornell.edu)

*Climatic Change Letters*  
**in Druck**

Keywords: Methan, Treibhausgase, Erderwärmung, Erdgas, Schiefergas, unkonventionelles Gas, flüchtige Emissionen, Lebenszyklusanalyse (LCA), Brückenbrennstoff, Übergangsbrennstoff, Treibhauspotenzial (GWP)



Oliver Krischer

Mitglied des Deutschen Bundestages  
Bündnis 90/Die Grünen

Zusammenfassung:

Wir untersuchen den Treibhausgas-Fußabdruck von Erdgas, das mittels „Hydraulic Fracturing“ oder „Hydrofracking“ (sog. leistungsfähiges horizontales hydraulisches Aufbrechen) aus Schieferformationen gewonnen wird, wobei wir uns auf die Methanemissionen konzentrieren. Erdgas besteht zu großen Teilen aus Methan, und 3,6 bis 7,9 % des Methans aus der Schiefergasförderung gelangen über die Lebensdauer einer Gasbohrung durch Entlüftung und Lecks in die Atmosphäre. Diese Methanemissionen sind mindestens 30 % höher und möglicherweise mehr als doppelt so hoch wie die Emissionen aus herkömmlichem Gas. Die höheren Emissionen aus Schiefergas, d.h. Erdgas aus Ölschiefervorkommen, treten auf, wenn die Bohrungen hydraulisch aufgebrochen werden – da Methan aus den zurückströmenden Rückfluiden entweicht – und während des Ausbohrens nach dem Aufschluss. Methan ist ein starkes Treibhausgas, dessen Treibhauspotenzial weit größer als das von Kohlendioxid ist, insbesondere über den Zeithorizont der ersten wenigen Jahrzehnte nach der Emission. Methan trägt über kürzere Zeitskalen erheblich zum Treibhausgas-Fußabdruck von Schiefergas bei und bestimmt diesen über einen Zeithorizont von 20 Jahren. Der Fußabdruck von Schiefergas ist bei Betrachtung über jeden Zeithorizont und insbesondere über 20 Jahre größer als der von herkömmlichem Gas oder Öl. Im Vergleich zu Kohle ist der Fußabdruck von Schiefergas über einen Zeithorizont von 20 Jahren mindestens 20 % größer und möglicherweise mehr als doppelt so groß, während er über einen Zeitraum von 100 Jahren in etwa vergleichbar ist.



Oliver Krischer

Mitglied des Deutschen Bundestages  
Bündnis 90/Die Grünen

Viele sehen Erdgas als einen Übergangsbrennstoff, der eine weitere Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen, aber dennoch eine Verringerung der Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) im Vergleich zu Öl oder Kohle über die kommenden Jahrzehnte ermöglicht (Pacala und Socolow 2004). Die Erschließung von „unkonventionellem“ Gas, das in Schiefergestein verteilt ist, ist Teil dieser Vision, denn die potenziellen Ressourcen sind möglicherweise groß, und in vielen Regionen sind die herkömmlichen Reserven beinahe erschöpft (Woods et al. 2011). Die Inlandsförderung in den USA erfolgte während der 1990er Jahre überwiegend aus konventionellen Lagerstätten, aber 2009 überstieg die unkonventionelle Förderung in den USA die von herkömmlichem Gas. Das Energieministerium der Vereinigten Staaten (US Department of Energy) geht davon aus, dass bis 2035 die gesamte Inlandsförderung um 20 % zunehmen wird, wobei auf unkonventionelles Gas etwa 75 % der Gesamtmenge entfallen werden (EIA 2010a). Der größte Zuwachs wird für Schiefergas (Erdgas aus Ölschiefervorkommen) vorhergesagt, für das eine Steigerung von 16 % der Gesamtförderung von 2009 auf geschätzte 45 % im Jahr 2035 erwartet wird.

Auch wenn Erdgas für die kommenden Jahrzehnte als ein Brückenbrennstoff gefördert wird, zum Teil wegen seiner vermuteten Vorteile für die Erderwärmung im Vergleich zu anderen fossilen Brennstoffen, ist nur sehr wenig bekannt über den Treibhausgas-Fußabdruck von unkonventionellem Gas. Hier definieren wir den THG-Fußabdruck als die Gesamt-THG-Emissionen aus der Förderung und Nutzung von Gas, ausgedrückt als Kohlendioxidäquivalente, je Einheit der bei der Verbrennung gewonnenen Energie. Der THG-Fußabdruck von Schiefergas ist bisher noch kaum Gegenstand von Untersuchungen oder Prüfungen gewesen, auch wenn viele ihre Bedenken geäußert haben. Das National Research Council (2009) hat festgestellt, dass die Emissionen aus der Schiefergasgewinnung größer als aus herkömmlichem Gas sein können. Das Council of Scientific Society Presidents (2010) hat an Präsident Obama geschrieben und gewarnt, dass einige potenzielle Energiebrücken wie z.B. Schiefergas nur unzureichend untersucht sind und die Erderwärmung möglicherweise eher verschlimmern als mindern können. Ende 2010 ist die US-Umweltschutzbehörde (Environmental Protection Agency) in einem Bericht zu dem Schluss gekommen, dass flüchtige Methanemissionen aus unkonventionellem Gas deutlich umfangreicher als bei herkömmlichem Gas sein könnten (EPA 2010).

Flüchtige Methanemissionen sind dabei von besonderer Bedeutung. Methan ist der Hauptbestandteil von Erdgas und ein starkes Treibhausgas. Als solches sind schon kleine Stoffaustritte wichtig. Modelluntersuchungen aus jüngster Zeit zeigen, dass Methan ein noch größeres Treibhauspotenzial besitzt als bisher angenommen, wenn man die indirekten Auswirkungen von Methan auf atmosphärische Aerosole berücksichtigt (Shindell et al. 2009). Der globale Methanhaushalt ist kaum erforscht, und mehrere Quellen und Senken sind mit großen Unsicherheiten behaftet. Der Radiokohlenstoffgehalt von atmosphärischem Methan legt nahe, dass fossile Brennstoffe eine weit größere Quelle von atmosphärischem Methan sein könnten als allgemein angenommen (Lassey et al. 2007).

Der THG-Fußabdruck von Schiefergas besteht aus den direkten Emissionen von CO<sub>2</sub> aus dem Endverbrauch, indirekten Emissionen von CO<sub>2</sub> aus fossilen Brennstoffen, die für Förderung, Gewinnung und Transport des Gases eingesetzt werden, sowie flüchtigen



Oliver Krischer

Mitglied des Deutschen Bundestages  
Bündnis 90/Die Grünen

Methanemissionen und Emissionen aus Lüftungsanlagen. Trotz des hohen Maßes an industriellen Aktivitäten in Zusammenhang mit der Erschließung und Förderung von Schiefergas sind die indirekten Emissionen von CO<sub>2</sub> relativ klein verglichen mit denen aus der direkten Verbrennung des Brennstoffs: 1 bis 1,5 g C MJ<sup>-1</sup> (Santoro et al. 2011) gegenüber 15 g C MJ<sup>-1</sup> für direkte Emissionen (Hayhoe et al. 2002). Die indirekten Emissionen aus Schiefergas liegen schätzungsweise nur 0,04 bis 0,45 g C MJ<sup>-1</sup> über denen für herkömmliches Gas (Woods et al. 2011). Daher wird sowohl bei herkömmlichem Gas als auch bei Schiefergas der THG-Fußabdruck durch die direkten CO<sub>2</sub>-Emissionen und flüchtige Methanemissionen bestimmt. Hier geben wir Schätzungen für die Methanemissionen als Faktoren an, die zum THG-Fußabdruck von Schiefergas im Vergleich zu herkömmlichem Gas beitragen.

Für unsere Analyse nutzen wir die neuesten verfügbaren Daten, wobei wir uns insbesondere auf ein technisches Hintergrunddokument zu den THG-Emissionen der Öl- und Gasindustrie (EPA 2010) und das in diesem Bericht diskutierte Material, aber auch auf einen Bericht des General Accountability Office (GAO) über Erdgasverluste auf bundeseigenem Land in den USA (GAO 2010) stützen. Der EPA-Bericht (2010) ist das erste Update zu den Emissionsfaktoren seitens der Behörde seit 1996 (Harrison et al. 1996). Der frühere Bericht diente als Grundlage für die nationale THG-Bestandsaufnahme für das vergangene Jahrzehnt. Diese Studie basierte jedoch nicht auf Stichproben oder einer umfassenden Bewertung der tatsächlichen Praktiken in der Industrie, sondern untersuchte lediglich Einrichtungen von Firmen, die freiwillig teilgenommen haben (Kirchgessner et al. 1997). In dem neuen EPA-Bericht (2010) heißt es, die „Studie von 1996 wurde zu einer Zeit durchgeführt, als Methanemissionen in der Diskussion über die THG-Emissionen keine wichtige Rolle spielten“. Außerdem seien die Emissionsfaktoren aus dem Bericht von 1996 „überholt und möglicherweise für einige Emissionsquellen zu niedrig angesetzt“. In der Tat sind die im neuen EPA-Bericht (2010) genannten Emissionsfaktoren deutlich höher, bei einigen Quellen sogar um mehrere Größenordnungen.

#### Flüchtige Methanemissionen bei der Bohrlochkomplettierung:

Schiefergas wird mit einem als „Hydraulic Fracturing“ oder horizontales hydraulisches Aufbrechen bezeichneten Verfahren gewonnen. Große Mengen Wasser werden unter Druck in das Schiefergestein eingepresst, um die Felsformation aufzubrechen und den Gasstrom zu verstärken. Eine erhebliche Menge dieses Wassers gelangt als Rückfluss innerhalb weniger Tage bis Wochen nach der Einspritzung an die Oberfläche zurück, begleitet von großen Mengen Methan (EPA 2010). Die Menge des Methans ist weit größer als in den zurückströmenden Fluiden gelöst werden könnten, die ein Gemisch aus Aufschluss-Rückfluiden und Methangas darstellen. Wir haben Daten für zwei Schiefergasformationen und drei undurchlässige Sand-Gasformationen in den USA zusammengetragen. Zwischen 0,6 und 3,2 % der Gasproduktion aus den Bohrlöchern über die gesamte Lebensdauer werden während der Rückströmphase als Methan emittiert (Tabelle 1). Wir haben undurchlässige Sandformationen einbezogen, weil die Rückströmemissionen und die Muster der Gasförderung im Zeitverlauf denen von Schiefer ähneln (EPA 2010). Hierbei ist zu beachten, dass die Rate der Methanemission während der Rückströmphase (Spalte B in Tabelle 1) gut mit der anfänglichen



Oliver Krischer

Mitglied des Deutschen Bundestages  
Bündnis 90/Die Grünen

Förderrate der Bohrung nach der Komplettierung (Spalte C in Tabelle 1) korreliert. Trotz der begrenzten Daten scheint die Schwankung über die Lagerbecken vernünftig: Die höchsten Methanemissionen während der Rückströmphase traten in Haynesville auf, wo die Anfangsdrücke und die anfänglichen Fördermengen sehr hoch waren, und die niedrigsten Emissionen gab es in Uinta, wo die Rückströmphase am kürzesten und die anfängliche Fördermenge nach der Bohrlochkomplettierung gering war. Wir weisen jedoch darauf hin, dass die in Tabelle 1 verwendeten Daten nicht gut dokumentiert sind, wobei viele Werte auf PowerPoint-Folien aus von der EPA geförderten Workshops basieren. Für die vorliegende Arbeit haben wir uns daher entschieden, die Gasverluste aus Rückfluiden als Mittelwert aus Tabelle 1 anzugeben, d.h. mit einem Wert von 1,6 %.

Mehr Methan wird während der Ausbohrphase emittiert, d.h. der Phase bei der Förderung von unkonventionellem Gas, in der die zur Trennung der Aufbruchabschnitte gesetzten Bohrlochverschlüsse ausgebohrt werden, um das Gas für die Förderung freizusetzen. In einem EPA-Bericht (2007) werden die Ausbohremissionen auf  $142 \times 10^3$  bis  $425 \times 10^3 \text{ m}^3$  pro Bohrloch geschätzt. Unter Verwendung der geschätzten mittleren Ausbohremissionen von  $280 \times 10^3 \text{ m}^3$  (EPA 2007) und der mittleren Lebensdauer-Gasfördermenge für die fünf Formationen in Tabelle 1 ( $85 \times 10^6 \text{ m}^3$ ) schätzen wir, dass 0,33 % der Fördermenge über die gesamte Lebensdauer der Bohrlöcher während der Ausbohrphase als Methan emittiert werden. Wenn wir stattdessen die durchschnittliche Lebensdauer-Fördermenge von  $45 \times 10^6 \text{ m}^3$  für eine größere Gruppe von Daten für zwölf Formationen (Woods et al. 2011) heranziehen, ergibt sich eine geschätzte Emission von 0,62 %. Zur Bestimmung der Ausbohremissionen einzelner Formationen sind weitere Arbeiten erforderlich. Zwischenzeitlich verwenden wir in der vorliegenden Arbeit den konservativen Schätzwert von 0,33 % für die Ausbohremissionen.

Nimmt man die Verluste in Zusammenhang mit Rückfluiden (1,6 %) und Ausbohren (0,33 %) zusammen, so schätzen wir, dass 1,9 % der gesamten Gasfördermenge aus einer unkonventionellen Schiefergasbohrung als Methan während der Bohrlochkomplettierung emittiert werden (Tabelle 2). Auch dieser Schätzwert ist unsicher, aber konservativ angesetzt.

Bei herkömmlichen Erdgasbohrungen während der Komplettierung sind die Emissionen weitaus geringer, denn bei konventionellen Bohrlöchern gibt es keine Rückströmung und kein Ausbohren. Im Durchschnitt  $1,04 \times 10^3 \text{ m}^3$  Methan werden pro komplettierte Bohrung für herkömmliches Gas freigesetzt (EPA 2010), was  $1,32 \times 10^3 \text{ m}^3$  Erdgas entspricht (bei einem angenommenen Methangehalt des Gases von 78,8 %). 2007 wurden 19.819 herkömmliche Gasbohrungen in den USA komplettiert (EPA 2010), so dass wir eine landesweite Emission von insgesamt  $26 \times 10^6 \text{ m}^3$  Erdgas schätzen. Die gesamte Onshore-Förderung von herkömmlichem Gas in den USA belief sich 2007 auf  $384 \times 10^9 \text{ m}^3$  (EIA 2010b). Daher schätzen wir die durchschnittlichen flüchtigen Emissionen bei der Bohrlochkomplettierung für herkömmliches Gas auf 0,01 % der Lebensdauer-Fördermenge einer Bohrung (Tabelle 2), drei Größenordnungen niedriger als für Schiefergas.



Oliver Krischer

Mitglied des Deutschen Bundestages  
Bündnis 90/Die Grünen

### Routinemäßige Entlüftung und Maschinenlecks:

Nach der Komplettierung kommt es am Bohrplatz über die Lebensdauer der Bohrung weiter zu flüchtigen Emission. Eine typische Gasbohrung weist zwischen 55 und 150 Anschlüsse zu Maschinen wie Heizanlagen, Messinstrumenten, Entwässerungsvorrichtungen, Kompressoren und Dampfückgewinnungsanlagen auf. Diese sind zum Teil möglicherweise undicht, und viele Überdruckventile sind dafür ausgelegt, bewusst Gas abzulassen. Emissionen aus Pneumatikpumpen und Entwässerungsvorrichtungen bilden einen großen Teil der Leckverluste (GAO 2010). Nachdem ein Bohrloch komplettiert und an eine Pipeline angeschlossen ist, werden für herkömmliches Gas und Schiefergas dieselben Technologien eingesetzt; daher nehmen wir an, dass die flüchtigen Emissionen nach der Bohrlochkomplettierung für Schiefergas und herkömmliches Gas gleich sind. Das GAO (2010) kommt zu dem Ergebnis, dass 0,3 bis 1,9 % der Lebensdauer-Fördermenge einer Gasbohrung aufgrund von routinemäßiger Entlüftung und Maschinenlecks verloren gehen (Tabelle 2). In früheren Studien wurden die routinemäßigen flüchtigen Emissionen am Bohrplatz auf etwa 0,5 % oder darunter (Hayhoe et al. 2002, Armendariz 2009) bzw. 0,95 % (Shires et al. 2009) geschätzt. Unfälle oder Notentlüftungen sind jedoch in keiner dieser Schätzungen berücksichtigt. Daten zu den Emissionen bei Notfällen liegen nicht vor und sind, soweit wir feststellen konnten, noch nie zur Abschätzung der Emissionen bei der Erdgasförderung herangezogen worden. Daher ist unsere Schätzung von 0,3 bis 1,9 % Leckverlusten als konservativ anzusehen. Wie weiter unten noch ausgeführt wird, entspricht der Wert von 0,3 % der besten verfügbaren Technologie.

Zu weiteren Entlüftungsverlusten kommt es bei der sog. „Flüssigkeitsentlastung“. Herkömmliche Gasbohrungen erfordern mit zunehmendem Alter oft mehrere Flüssigkeitsentlastungen, um das Eindringen von Wasser zu verringern, wenn der Lagerstättendruck fällt. Auch wenn nicht so gebräuchlich, können zum Teil auch unkonventionelle Gasbohrungen eine solche Entlastung erfordern. Empirische Daten von vier Gaslagerstätten deuten darauf hin, dass 0,02 bis 0,26 % der Fördermenge über die gesamte Lebensdauer einer Gasbohrung bei der Flüssigkeitsentlastung als Methan freigesetzt werden (GAO 2010). Da nicht alle Bohrungen entlastet werden müssen, setzen wir einen Bereich von 0 bis 0,26 % an (Tabelle 2).

### Verarbeitungsverluste:

Erdgas, ob aus herkömmlichen Lagerstätten oder aus Schieferformationen, ist zum Teil von ausreichender Qualität, um ohne weitere Verarbeitung „pipeline-fertig“ zu sein. Anderes Gas enthält hinreichende Mengen schwerer Kohlenwasserstoffe und Verunreinigungen wie etwa Schwefelgase, so dass eine Entfernung im Wege der Verarbeitung erforderlich ist, ehe das Gas per Pipeline transportiert werden kann. Dabei kann die Qualität des Gases selbst innerhalb einer Formation schwanken. So erfordert zum Beispiel Gas aus dem Marcellus-Schiefer im Nordosten von Pennsylvania wenig oder keine Verarbeitung, während Gas aus dem Südwesten von Pennsylvania entsprechend verarbeitet werden muss (NYDEC 2009). Auch bei dieser Verarbeitung wird Methan freigesetzt. Der Standardfaktor der EPA für flüchtige Emissionen aus der Gasverarbeitung auf Anlagenebene gibt einen Verlust von 0,19 % der Fördermenge an



Oliver Krischer

Mitglied des Deutschen Bundestages  
Bündnis 90/Die Grünen

(Shires et al 2009). Wir setzen daher einen Bereich von 0 % (d.h. keine Verarbeitung bei Bohrlöchern, die „pipeline-fertiges“ Gas liefern) bis 0,19 % des geförderten Gases als Schätzwert für die Verarbeitungsverluste an (Tabelle 2). Tatsächliche Messungen der Emissionen von Verarbeitungsanlagen in Kanada haben viermal höhere Leckverluste gezeigt, als Standard-Emissionsfaktoren der Art ergeben würden, wie Shires et al. (2009) sie verwendet haben (Chambers 2004). Daher sind unsere Schätzungen auch in diesem Fall sehr konservativ.

#### Transport-, Lagerungs- und Verteilungsverluste:

Weitere flüchtige Emission treten bei Transport, Lagerung und Verteilung von Erdgas auf. Direkte Messungen der Leckverluste aus Übertragungsanlagen sind begrenzt, aber zwei Studien nennen ähnliche Austrittsraten sowohl für die USA (im Rahmen der EPA-Studie zu den Emissionsfaktoren von 1996; Mittelwert 0,53 %, Harrison et al. 1996, Kirchgessner et al. 1997) als auch für Russland (0,7 % geschätzter Mittelwert, mit einer Spanne von 0,4 bis 1,6 %, Lelieveld et al. 2005). Direkte Schätzungen der Verteilungsverluste sind noch begrenzter, aber in der EPA-Studie von 1996 werden geschätzte Verluste von 0,35 % der Fördermenge genannt (Harrison et al. 1996, Kirchgessner et al. 1997). Lelieveld et al. (2005) haben die Emissionsfaktoren von 1996 für die Lagerung und Verteilung von Erdgas zusammen mit eigenen Schätzungen für die Übertragungsverluste verwendet, um eine durchschnittliche Gesamtverlustrate von 1,4 % (Bereich von 1,0 bis 2,5 %) zu erhalten. Wir verwenden diese Rate von 1,4 % als wahrscheinliche Untergrenze (Tabelle 2). Wie bereits erwähnt, basieren die Emissionsschätzungen der EPA von 1996 auf begrenzten Daten, und Revkin und Krauss (2009) berichten, dass „Wissenschaftler der Regierung und offizielle Vertreter der Industrie davor warnen, dass der tatsächliche Wert wahrscheinlich höher ist“. Darüber hinaus warnt das IPCC (2007), dass diese von unten ansetzende Herangehensweise für Methan-Lagerstätten Flussmittel und Zuschläge oftmals zu niedrig ansetzt.

Eine weitere Möglichkeit zur Abschätzung der Pipeline-Leckage ist die Untersuchung des „verlorenen und im Verbleib ungeklärten Gases“, d.h. die Differenz zwischen der gemessenen Gasmenge am Bohrlochkopf und der tatsächlich von Verbrauchern gekauften und verbrauchten Menge. Auf globaler Ebene wurden nach dieser Methode die Pipeline-Leckagen auf 2,5 bis 10 % geschätzt (Crutzen 1987, Cicerone und Oremland 1988, Hayhoe et al. 2002), obwohl der höhere Wert auf schlecht gewartete Pipelines in Russland während des Zusammenbruchs der Sowjetunion zurückzuführen ist und die Leckageraten in Russland heute deutlich niedriger sind (Lelieveld et al. 2005, Resetnikov et al. 2000). Kirchgessner et al. (1997) argumentieren gegen diesen Ansatz und erklären, dass er „zahlreichen Fehlern unterliegt, unter anderem Gasdiebstahl, Temperatur- und Druckschwankungen, unterschiedlichen Abrechnungszyklen und Messungenauigkeiten“. Mit Ausnahme von Diebstahl sollten diese Fehler jedoch zufällig verteilt sein und keine Verfälschung der geschätzten Leckverluste nach oben oder unten bewirken. Über verlorenes und im Verbleib ungeklärtes Gas sind nur wenig Daten aus neuerer Zeit öffentlich verfügbar, aber Daten für Texas zeigen Durchschnittswerte von 2,3 % für das Jahr 2000 bzw. 4,9 % für 2007 (Percival 2010). 2007 hat der US-Bundesstaat Texas neue Gesetze zur Regelung des Umgangs mit verlorenem und im Verbleib ungeklärtem Gas erlassen. Ursprünglich sah



Oliver Krischer

Mitglied des Deutschen Bundestages  
Bündnis 90/Die Grünen

das Gesetz eine feste Obergrenze von 5 % vor, die jedoch angesichts des Widerstands der Industrie aufgegeben wurde (Liu 2008, Percival 2010). Wir setzen den Mittelwert der Daten aus Texas für 2000 und 2007 für verlorenes und im Verbleib ungeklärtes Gas (3,6 %) als Obergrenze für die Verluste in nachgelagerten Anlagen an (Tabelle 2), wobei angenommen wird, dass der höhere Wert für 2007 und der niedrigere Wert für 2000 eventuell zufällige Schwankungen aufgrund unterschiedlicher Abrechnungszyklen widerspiegeln. Wir glauben, dass dies eine konservative Obergrenze ist, insbesondere in Anbetracht des Widerstands seitens der Industrie gegen eine feste Obergrenze von 5 %.

Unsere konservative Schätzung eines Gas-Leckverlustes von 1,4 bis 3,6 % bei Übertragung, Transport, Lagerung und Verteilung kommt der von Hayhoe et al. (2002) verwendeten „besten Schätzung“ von 2,5 % bemerkenswert nahe. Dabei haben sie eine mögliche Spanne von 0,2 bis 10 % berücksichtigt.

#### Beitrag von Methanemissionen zu den THG-Fußabdrücken von Schiefergas und herkömmlichem Gas:

Alle geschätzten Verluste zusammengefasst, kommen wir bei unseren Berechnungen zu dem Ergebnis, dass während des Lebenszyklus einer durchschnittlichen Schiefergasbohrung zwischen 3,6 und 7,9 % der Gesamtfördermenge der Bohrung als Methan in die Atmosphäre freigesetzt werden (Tabelle 2). Dies sind mindestens 30 % mehr und vielleicht mehr als das Doppelte der geschätzten Methanemissionen von 1,7 bis 6 % über den Lebenszyklus für herkömmliches Gas. Methan ist ein weitaus stärkeres Treibhausgas als CO<sub>2</sub>, aber Methan weist auch eine um das Zehnfache kürzere Verweilzeit in der Atmosphäre auf, so dass seine Wirkung auf die Erderwärmung schneller nachlässt (IPCC 2007). Daher ist für den Vergleich des Treibhauspotenzials von Methan und CO<sub>2</sub> ein spezifischer Zeithorizont erforderlich. Wir folgen dabei Lelieveld et al. (2005) und präsentieren Analysen für einen Zeithorizont von 20 Jahren bzw. 100 Jahren. Auch wenn der Zeithorizont von 100 Jahren üblicherweise verwendet wird, stimmen wir mit Nisbet et al. (2000) überein, dass der Zeithorizont von 20 Jahren kritisch ist, angesichts der Notwendigkeit zur Verringerung der Erderwärmung in den kommenden Jahrzehnten (IPCC 2007). Wir verwenden kürzlich erhaltene Modellwerte für das Treibhauspotenzial von Methan im Vergleich zu CO<sub>2</sub>: 105 und 33 auf einer Masse-zu-Masse-Basis für 20 bzw. 100 Jahre mit einer Unsicherheit von ± 23 % (Shindell et al. 2009). Diese Werte sind etwas höher als die im 4. Bewertungsbericht des IPCC (2007), berücksichtigen aber besser die Wechselwirkung zwischen Methan und Aerosolen. Zu beachten ist, dass die CO<sub>2</sub>-Emissionsmärkte ein noch niedrigeres Erderwärmungspotenzial von nur 21 auf dem Zeithorizont von 100 Jahren verwenden, das jedoch auf der zweiten Beurteilung des IPCC (1995) basiert, die hinsichtlich dieses Themas klar überholt ist. Für die Methodik zur Berechnung der Wirkung von Methan auf Treibhausgase bezogen auf CO<sub>2</sub>-Äquivalente wird auf den Abschnitt „Zusätzliches elektronisches Material“ verwiesen.

Methan dominiert im THG-Fußabdruck von Schiefergas auf dem Zeithorizont von 20 Jahren, wobei sein Beitrag 1,4- bis 3-mal größer ist als der direkter CO<sub>2</sub>-Emissionen (Abbildung 1-a). Auf dieser Zeitskala ist der THG-Fußabdruck von Schiefergas 22 bis 43 % größer als der von herkömmlichem Gas. Betrachtet man eine Zeit 100 Jahre nach





Oliver Krischer

Mitglied des Deutschen Bundestages  
Bündnis 90/Die Grünen

der Emission, so tragen Methanemissionen immer noch wesentlich zu den THG-Fußabdrücken bei, aber die Wirkung verringert sich durch die relativ kurze Verweilzeit von Methan in der Atmosphäre. Auf diesem Zeiträumen ist der THG-Fußabdruck von Schiefergas 14 bis 19 % größer als der von herkömmlichem Gas (Abbildung 1-b).

#### Schiefergas im Vergleich zu anderen fossilen Brennstoffen:

Bei Betrachtung des Zeithorizontes von 20 Jahren zeigt sich, dass der THG-Fußabdruck von Schiefergas mindestens 20 % größer und vielleicht mehr als doppelt so groß wie der von Kohle ist, ausgedrückt als die bei der Verbrennung verfügbare Energiemenge (Abbildung 1-a; siehe den Abschnitt „Zusätzliches elektronisches Material“ für die Herleitung der Schätzungen für Dieselöl und Kohle). Über den Zeiträumen von 100 Jahren ist der THG-Fußabdruck vergleichbar mit dem von Kohle: Die Schiefergasemissionen am unteren Ende sind 18 % geringer als die von untertage abgebauter Kohle, und die Schiefergasemissionen am oberen Ende sind 15 % höher als die Emissionen von im Tagebau abgebauter Kohle (Abbildung 1-b). Über den Zeithorizont von 20 Jahren ist der THG-Fußabdruck von Schiefergas mindestens 50 % und vielleicht 2,5-mal größer als der von Öl. Auf dem Zeithorizont von 100 Jahren ist der THG-Fußabdruck von Schiefergas vergleichbar mit dem von Öl oder 35 % größer als dieser.

Uns sind keine anderen Schätzungen für den THG-Fußabdruck von Schiefergas in der geprüften Literatur bekannt. Wir können jedoch unsere Schätzungen für herkömmliches Gas mit drei früher geprüften Untersuchungen zu den THG-Emissionen von herkömmlichem Erdgas und Kohle vergleichen, die von Hayhoe et al. (2002), Lelieveld et al. (2005) und Jamarillo et al. (2007) stammen. Alle kamen zu dem Schluss, dass die THG-Emissionen von herkömmlichem Gas geringer sind als die von Kohle, wenn man den Beitrag von Methan über 100 Jahre betrachtet. Im Gegensatz dazu zeigt unsere Analyse, dass herkömmliches Gas nur geringe oder keine Vorteile gegenüber Kohle bietet, auch nicht über den Zeitraum von 100 Jahren (Abbildung 1-b). Unsere Schätzungen für die Methanemissionen von herkömmlichem Gas liegen im Bereich der Ergebnisse von Hayhoe et al. (2002), sind aber höher als die Werte von Lelieveld et al. (2005) und Jamarillo et al. (2007), die mit den Emissionsfaktoren der EPA von 1996 gearbeitet haben, von denen heute bekannt ist, dass sie zu niedrig sind (EPA 2010). Zur Bewertung der Wirkungen von Methan haben diese drei Studien außerdem alle mit Treibhauspotenzialen gearbeitet, von denen heute angenommen wird, dass sie zu niedrig sind (Shindell et al. 2009). Dennoch sind Hayhoe et al. (2002) zu dem Ergebnis gekommen, dass unter vielen der untersuchten Szenarien eine Umstellung von Kohle auf herkömmliches Erdgas die Erderwärmung über Zeiträume von bis zu mehreren Jahrzehnten verschlimmern könnte. Auch mit dem niedrigeren Wert für das Treibhauspotenzial kommen Lelieveld et al. (2005) zu dem Schluss, dass über einen Zeithorizont von 20 Jahren Erdgas einen größeren THG-Fußabdruck als Öl aufweist, wenn die Methanemissionen über 3,1 % liegen, und sein THG-Fußabdruck schlechter als der von Kohle ist, wenn die Emissionen über 5,6 % liegen. Sie haben einen Wert für das Treibhauspotenzial von Methan aus dem IPCC-Bericht (1995) verwendet, der nur 57 % des neuen Werts von Shindell et al. (2009) beträgt, der nahelegt, dass in der Tat Methanemissionen von nur 2 bis 3 % den THG-Fußabdruck von herkömmlichem Gas



Oliver Krischer

Mitglied des Deutschen Bundestages  
Bündnis 90/Die Grünen

schlechter machen als den von Öl und Kohle. Unsere Schätzungen für die flüchtigen Schiefergasemissionen liegen zwischen 3,6 und 7,9 %.

Die Effizienz in der Endanwendung ist in unserer Analyse nicht berücksichtigt. Wenn Brennstoffe zur Erzeugung von Elektrizität benutzt werden, erlangt Erdgas wegen der höheren Erzeugungseffizienz einige Vorteile gegenüber Kohle (siehe den Abschnitt „Zusätzliches elektronisches Material“). Dies wirkt sich jedoch nicht in größerem Maße auf unsere generelle Schlussfolgerung aus: Der THG-Fußabdruck von Schiefergas reicht an den von Kohle heran oder übertrifft diesen, auch wenn es zur Stromerzeugung genutzt wird (siehe die Tabelle zum zusätzlichen elektronischen Material). Darüber hinaus wird Schiefergas für andere Anwendungen gefördert, unter anderem als Brennstoff für Heizzwecke und Verkehrskraftstoff, wobei es nur wenig Hinweise darauf gibt, dass die Effizienz der von Dieselöl überlegen ist.

#### Können die Methanemissionen reduziert werden?

Die EPA schätzt, dass „grüne“ Technologien die Methanemissionen der Gasindustrie um 40 % senken können (GAO 2010). So können zum Beispiel die durch die Flüssigkeitsentlastung bedingten Emissionen mit Kolbenhubpumpen erheblich verringert werden (EPA 2006, GAO 2010); nach Berichten der Industrie konnten die entlüftungsbedingten Emissionen im San Juan-Becken mit intelligenten automatischen Kolbenhubpumpen um 99 % reduziert werden (GAO 2010). Durch Einsatz von Abscheidern mit Entspannungsbehältern oder Dampfückgewinnungsanlagen können die Emissionen von Entfeuchtungsanlagen um 90 % verringert werden (Fernandez et al 2005). Dabei ist jedoch zu beachten, dass der untere Bereich unserer Schätzwerte für drei der fünf Quellen, wie in Tabelle 2 gezeigt, bereits den Einsatz der besten verfügbaren Technologie widerspiegelt: 0,3 % als Schätzwert am unteren Ende für die routinemäßige Entlüftung und Leckagen an Bohrplätzen (GAO 2010), 0 % als Schätzwert am unteren Ende für die Emissionen bei der Flüssigkeitsentlastung und 0 % bei der Verarbeitung.

Die Methanemissionen in der Rückströmphase können durch Einsatz von sog. REC-Technologien zur Bohrlochkomplettierung mit geringeren Emissionen theoretisch um bis zu 90 % gesenkt werden (EPA 2010). Diese REC-Technologien setzen jedoch voraus, dass Pipelines zum Bohrloch bereits vor der Komplettierung vorhanden sind, was in Entwicklungsregionen nicht immer möglich ist. In jedem Fall werden diese Technologien gegenwärtig nur selten eingesetzt (EPA 2010).

Wenn die Emissionen bei Übertragung, Transport, Lagerung und Verteilung am oberen Ende unserer Schätzungen liegen (3,6 %, Tabelle 2), könnten diese vermutlich durch Einsatz besserer Lagertanks und Kompressoren sowie durch bessere Lecküberwachung verringert werden. Die Industrie hat bisher jedoch wenig Interesse gezeigt, die erforderlichen Investitionen zur Reduzierung dieser Emissionsquellen vorzunehmen (Percival 2010).

Eine bessere Regulierung kann dazu beitragen, die Industrie zu einer Reduzierung der Emissionen zu drängen. Bei dem Versuch der Erklärung eines großen Schwankungsbereichs der Emissionen hat das GAO (2010) festgestellt, dass niedrigere Emissionen



Oliver Krischer

Mitglied des Deutschen Bundestages  
Bündnis 90/Die Grünen

im Piceance-Becken in Colorado im Vergleich zum Uinta-Becken in Utah zum großen Teil auf eine stärkere Nutzung von „low bleed“-Pneumatiksystemen in Colorado aufgrund der strengeren Vorschriften in diesem Bundesstaat zurückzuführen sind.

#### Schlussfolgerungen und Implikationen:

Der THG-Fußabdruck von Schiefergas ist erheblich größer als der von herkömmlichem Gas, und zwar wegen der Methanemissionen aufgrund von Rückfluiden und des Ausbohrens von Bohrlöchern bei der Komplettierung. Die Methanemissionen aus der normalen Förderung und aus nachgeschalteten Prozessen sind ebenfalls hoch, aber identisch für herkömmliches Gas und Schiefergas. Unsere Schätzungen für diese normalen und nachgeschalteten Methanemissionsquellen liegen im Bereich der Werte, die in den meisten anderen untersuchten Publikationen angegeben sind (Hayhoe et al. 2002, Lelieveld et al. 2005). Trotz dieser breiten Übereinstimmung ist die Unsicherheit in Bezug auf die Größenordnung der flüchtigen Emissionen groß. Angesichts der Bedeutung von Methan bei der Erderwärmung verdienen diese Emissionen deutlich größer angelegte Untersuchungen als in der Vergangenheit. Wir fordern sowohl mehr direkte Messungen als auch eine präzisere Bilanzierung, um verlorenes und im Verbleib ungeklärtes Gas besser zu quantifizieren.

Der große THG-Fußabdruck von Schiefergas unterhöhlt die Logik hinsichtlich seines Einsatzes als Brückenbrennstoff über die kommenden Jahrzehnte, wenn eine Verringerung der Erderwärmung das Ziel sein soll. Wir möchten nicht, dass unsere Studie dazu herangezogen wird, die fortgesetzte Verwendung von Öl oder Kohle zu rechtfertigen, sondern sie soll vielmehr aufzeigen, dass der Ersatz dieser anderen fossilen Brennstoffe durch Schiefergas möglicherweise nicht den gewünschten Effekt einer Minderung der Klimaerwärmung hat.

Abschließend möchten wir anmerken, dass die CO<sub>2</sub>-Emissionsmärkte derzeit die Folgen von Methan für das Treibhauspotenzial zu niedrig ansetzen, indem sie sich auf einen Zeithorizont von 100 Jahren konzentrieren und mit überholten Treibhauspotenzialen für Methan arbeiten. Dies sollte korrigiert werden, und der vollständige THG-Fußabdruck von unkonventionellem Gas sollte bei der Planung einer alternativen Energiezukunft herangezogen werden, die den weltweiten Klimawandel angemessen berücksichtigt.

#### Danksagungen:

Die Anfertigung dieser Arbeit wurde durch ein Stipendium der Park Foundation und einen Stiftungsfonds des David R. Atkinson-Lehrstuhls für Ökologie und Umweltbiologie der Cornell-Universität unterstützt. Wir danken R. Alvarez, C. Arnold, P. Artaxo, A. Chambers, D. Farnham, P. Jamarillo, N. Mahowald, R. Marino, R. McCoy, J. Northrup, S. Porder, M. Robertson, B. Sell, D. Shrag, L. Spaeth und D. Strahan für Informationen, Aufmunterung, Ratschläge und Feedback zu unserer Analyse und unserem Manuskript. Außerdem danken wir M. Hayn für seine Hilfe bei den Abbildungen. Zwei ungenannten Rezensenten und Michael Oppenheimer verdanken wir sehr hilfreiche Kommentare zu einer früheren Fassung dieser Arbeit.



**Oliver Krischer**

Mitglied des Deutschen Bundestages  
Bündnis 90/Die Grünen



Oliver Krischer

Mitglied des Deutschen Bundestages  
Bündnis 90/Die Grünen

## Literatur

- Armendariz A (2009). Emissions from Natural Gas Production in the Barnett Shale Area and Opportunities for Cost-Effective Improvements. Bericht für den Environmental Defense Fund, Austin TX.
- Bracken K (2008) Reduced Emission Completions in DJ Basin and Natural Buttes. Vortrag auf dem EPA/Gas STAR Producers Technology Transfer Workshop. Rock Springs Wyoming, 1. Mai 2008. <http://www.epa.gov/gasstar/documents/workshops/2008-tech-transfer/rocksprings5.pdf>.
- Chambers AK (2004). Optical measurement technology for fugitive emissions from upstream oil and gas facilities. Bericht für Petroleum Technology Alliance Canada von Carbon and Energy Management, Alberta Research Council, Edmonton, Alberta.
- Cicerone RJ and Oremland R (1988). Biogeochemical aspects of atmospheric methane. Global Biogeochem. Cycles 2: 299-327.
- Council of Scientific Society Presidents (2010). Schreiben des Council an President Obama und führende Regierungsvertreter, 4. Mai 2008. Council of Scientific Society Presidents, 1155 16<sup>th</sup> Avenue NW, Washington, DC 20036. Im Internet abrufbar unter <http://www.eeb.cornell.edu/howarth/CCSP%20letter%20on%20energy%20&%20environment.pdf>.
- Crutzen PJ (1987). Role of the tropics in atmospheric chemistry. Seiten 107 bis 129 in Dickinson R (Hrsg.), Geophysics of Amazonia. Wiley, NY.
- EIA (2010a). Annual Energy Outlook 2011 Early Release Overview. DOE/EIA0383ER(2011). Energy Information Agency, U.S. Department of Energy. [http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383er\(2011\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383er(2011).pdf) (heruntergeladen am 3. Januar 2011).
- EIA (2010b). Natural Gas Navigator. Natural Gas Gross Withdrawals and Production. [http://www.eia.gov/dnav/ng/ng\\_prod\\_sum\\_dc\\_u\\_NUS\\_m.htm](http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_prod_sum_dc_u_NUS_m.htm).
- EPA (2004) Green Completions. Natural Gas STAR Producer's Technology Transfer Workshop. 21. September 2004. <http://epa.gov/gasstar/workshops/techtransfer/2004/houston-02.html>.
- EPA (2006) Lessons Learned: Options for Reducing Methane Emissions from Pneumatic Devices in the Natural Gas Industry. U.S. EPA/Gas STAR Oktober 2006. <http://www.epa.gov/gasstar/documents/llpneumatics.pdf>.
- EPA (2007) Reducing Methane Emissions During Completion Operations. Natural Gas STAR Producer's Technology Transfer Workshop. 11. September 2007. [http://epa.gov/gasstar/documents/workshops/glenwood-2007/04\\_recs.pdf](http://epa.gov/gasstar/documents/workshops/glenwood-2007/04_recs.pdf).
- EPA (2010). Greenhouse Gas Emissions Reporting from the Petroleum and Natural Gas Industry. Technisches Hintergrunddokument. [http://www.epa.gov/climatechange/emissions/downloads10/Subpart-W\\_TSD.pdf](http://www.epa.gov/climatechange/emissions/downloads10/Subpart-W_TSD.pdf) (heruntergeladen am 3. Januar 2011).
- Fernandez R, Petrusak R, Robinson D, and Zavadil D (2005). Cost-Effective Methane Emissions Reductions for Small and Midsize natural Gas Producers. Nachdruck aus der Ausgabe vom Juni 2005 des Journal of Petroleum Technology. [http://www.icfi.com/Markets/Environment/doc\\_files/methane-emissions.pdf](http://www.icfi.com/Markets/Environment/doc_files/methane-emissions.pdf).
- GAO (2010) Federal Oil and Gas Leases: Opportunities Exist to Capture Vented and Flared Natural Gas, Which would Increase Royalty Payments and Reduce Greenhouse Gases. GAO-11-34 U.S. General Accountability Office Washington DC. Oktober 2010. <http://www.gao.gov/new.items/d1134.pdf>.
- Harrison MR, Shires TM, Wessels JK, and R.M. Cowgill RM (1996). Methane emissions from the natural gas industry. Volume 1: executive summary. EPA-600/R-96-080a. U.S. Environmental Protection Agency, Office of Research and Development, Washington, DC.
- Hayhoe K, Kheshgi HS, Jain AK, Wuebbles DJ (2002). Substitution of natural gas for coal: Climatic effects of utility sector emissions. Climatic Change 54: 107-139.



## Oliver Krischer

Mitglied des Deutschen Bundestages  
Bündnis 90/Die Grünen

- Henke D. (2010) Encana, USA Division Overview. Encana Natural Gas, Präsentation für Anleger. <http://www.encana.com/investors/presentations/investorday/pdfs/usadivision-overview.pdf>.
- Intergovernmental Panel on Climate Change (1995). IPCC Second Assessment, Climate Change, 1995. <http://www.ipcc.ch/pdf/climate-changes-1995/ipcc-2nd-assessment/2ndassessment-en.pdf>.
- Intergovernmental Panel on Climate Change (2007). IPCC Fourth Assessment Report (AR4), Working Group 1, The Physical Science Basis. [http://www.ipcc.ch/publications\\_and\\_data/ar4/wg1/en/contents.html](http://www.ipcc.ch/publications_and_data/ar4/wg1/en/contents.html).
- Jamarillo P, Griffin WM, and Mathews HS (2007). Comparative life-cycle air emissions of coal, domestic natural gas, LNG, and SNG for electricity generation. Environ. Sci. Technol. 41: 6290-6296.
- Kirchgessner DA, Lott RA, Cowgill RM, Harrison MR, and Shires TM (1997). Estimate of methane emissions from the US natural gas industry. Chemosphere 35: 1365-1390.
- Kruuskraa VA (2004) Tight Gas Sands Development – How to Dramatically Improve Recovery Efficiency. GasTIPS, Winter 2004. <http://media.godashboard.com/gti/4ReportsPubs/47Gas-Tips/Winter04/TightGasSandsDevelopment-HowToDramaticallyImproveRecoveryEfficiency.pdf>.
- Kruuskraa VA (2010) Case Study #1. Barnett Shale: The Start of the Gas Shale Revolution. Advanced Resources Intl. Gas Shale Development Workshop, Peking China. April 2010. [http://www.adv-res.com/pdf/Kruuskraa\\_Case\\_Study\\_1\\_Barnett\\_Shale\\_China\\_Workshop\\_APR\\_2010.pdf](http://www.adv-res.com/pdf/Kruuskraa_Case_Study_1_Barnett_Shale_China_Workshop_APR_2010.pdf).
- Lassey KR, Lowe DC, and Smith AM (2007). The atmospheric cycling of radio methane and the “fossil fraction” of the methane source. Atmospheric Chem. & Physics 7: 2 141- 2149.
- Lelieveld J, Lechtenbohmer S, Assonov SS, Brenninkmeijer CAM, Dinest C, Fishedick M, and Hanke T (2005). Low methane leakage from gas pipelines. Nature 434: 841- 842.
- Liu AE (2008). Overview: Pipeline Accounting and Leak Detection by Mass Balance, Theory and Hardware Implementation. Quantum Dynamics, Woodland Hills, CA. Abrufbar unter [http://www.pstrust.org/library/docs/massbalance\\_id.pdf](http://www.pstrust.org/library/docs/massbalance_id.pdf).
- National Research Council (2009). Hidden Costs of Energy: Unpriced Consequences of Energy Production and Use. National Academy of Sciences Press, Washington, DC.
- New York Department of Environmental Conservation (2009). Draft Supplemental Generic Environmental Impact Statement On The Oil, Gas and Solution Mining Regulatory Program. <http://www.dec.ny.gov/energy/58440.html>.
- Nisbet EG, Manning MR, Lowry D, and Lassey KR (2000). Methane and the Framework Convention on Climate Change, A61F-10, Eos Trans. AGU, 81(48), Fall Meet. Suppl., 2000.
- Pacala S, and Socolow R (2004). Stabilization wedges: Solving the climate problem for the next 50 years with current technologies. Science 305: 968-972.
- Percival P (2010). Update on “lost and unaccounted for” natural gas in Texas. Basin Oil and Gas. Issue 32, September-Oktober 2010. <http://fwbog.com/index.php?page=article&article=248>.
- Reshetnikov AI, Paramonova NN, and Shashkov AA (2000). An evaluation of historical methane emissions from the Soviet gas industry. JGR 105: 3517-3529.
- Revkin A, and Krauss C (2009). By degrees: Curbing emissions by sealing gas leaks. New York Times, 14. Oktober 2009, abrufbar unter <http://www.nytimes.com/2009/10/15/business/energy-environment/15degrees.html>.
- Samuels J (2010) Emission Reduction Strategies in the Greater Natural Buttes. Anadarko Petroleum Corporation. EPA Gas STAR, Producers Technology Transfer Workshop Vernal, Utah, 23. März 2010. [http://www.epa.gov/gasstar/documents/workshops/vernal-2010/03\\_anadarko.pdf](http://www.epa.gov/gasstar/documents/workshops/vernal-2010/03_anadarko.pdf)



**Oliver Krischer**

Mitglied des Deutschen Bundestages  
Bündnis 90/Die Grünen

Santoro R, Howarth RW, and Ingraffea T (2011). Life cycle greenhouse gas emissions inventory of Marcellus shale gas. Technical report of the Agriculture, Energy, & Environment Program, Cornell University, Ithaca, NY. Noch nicht archiviert, wird online zugänglich gemacht.

Shindell DT, Faluvegi G, Koch DM, Schmidt GA, Unger N, and Bauer SE (2009). Improved attribution of climate forcing to emissions. *Science* 326: 716-718.

Shires TM, Loughran, CJ, Jones S, and Hopkins E (2009). Compendium of Greenhouse Gas Emissions Methodologies for the Oil and Natural Gas Industry. August 2009. Zusammengestellt von der URS Corporation für das American Petroleum Institute (API). API, Washington DC.

Wood R, Gilbert P, Sharmina M, Anderson K, Fottitt A, Glynn S, and Nicholls F (2011). Shale gas: A provisional assessment of climate change and environmental impacts. Tyndall Center, University of Manchester, Manchester, England. [http://www.tyndall.ac.uk/sites/default/files/tyndall-coop\\_shale\\_gas\\_report\\_final.pdf](http://www.tyndall.ac.uk/sites/default/files/tyndall-coop_shale_gas_report_final.pdf).



## Oliver Krischer

Mitglied des Deutschen Bundestages  
Bündnis 90/Die Grünen

Tabelle 1. Methanemissionen während der Rückströmphase nach hydraulischem Aufbrechen, anfängliche Gasförderraten nach Bohrlochkomplettierung, Gasfördermenge über die gesamte Lebensdauer der Bohrungen und Methanemissionen während der Rückströmphase als Prozentsatz der Fördermenge über die gesamte Lebensdauer für fünf unkonventionelle Gasbohrungen in den USA. Als Rückströmung wird der Rückfluss von Fluiden für das hydraulische Aufbrechen an die Oberfläche unmittelbar nach dem Aufbrechen und vor der Komplettierung des Bohrlochs bezeichnet. Bei diesen Bohrlöchern betrug die Rückströmphase zwischen 5 und 12 Tagen.

	(A) Methan- emission während der Rückström- phase ( $10^3 \text{ m}^3$ ) <sup>a</sup>	(B) Methan- emission pro Tag während der Rückström- phase ( $10^3 \text{ m}^3 \text{ d}^{-1}$ ) <sup>b</sup>	(C) Anfängliche Gasfördermen- ge bei Bohrlochkomp- lettierung ( $10^3 \text{ m}^3 \text{ d}^{-1}$ ) <sup>c</sup>	(D) Fördermenge über die Lebensdauer des Bohrlochs ( $10^6 \text{ m}^3$ ) <sup>d</sup>	(E) Methan- emission während der Rückström- phase als Prozentsatz der Lebensdauer- Fördermenge <sup>e</sup>
Haynesville (Louisiana, Schiefer)	6.800	680	640	210	3,2 %
Barnett (Texas, Schiefer)	370	41	37	35	1,1 %
Piceance (Colorado, undurchlässiger Sand)	710	79	57	55	1,3 %
Uinta (Utah, undurchlässiger Sand)	255	51	42	49	0,6 %
Den-Jules (Colorado, undurchlässiger Sand)	140	12	11	?	?

<sup>a</sup> Haynesville: Durchschnitt aus Eckhardt et al. (2009); Piceance: EPA (2007); Barnett: EPA (2004); Uinta: Samuels (2010); Denver-Julesburg: Bracken (2008).

<sup>b</sup> Berechnet durch Division der Gesamtmethanemission während der Rückströmphase (Spalte A) durch die Dauer der Rückströmphase. Diese betrug neun Tage für Barnett (EPA 2004), acht Tage für Piceance (EPA 2007), fünf Tage für Uinta (Samuels 2010) und zwölf Tage für Denver-Julesburg (Bracken 2008). Der Medianwert von zehn Tagen Rückströmdauer wurde für Haynesville angesetzt.

<sup>c</sup> Haynesville: <http://shale.typepad.com/haynesvilleshale/2009/07/chesapeake-energy-haynesvilleshale-decline-curve.html> 1/7/2011 und <http://oilshalegas.com/haynesvilleshalestocks.html>; Barnett: <http://oilshalegas.com/barnettshale.html>; Piceance: Kruuskraa (2004) und Henke (2010); Uinta: <http://www.epmag.com/archives/newsComments/6242.htm>; Denver-Julesburg: <http://www.businesswire.com/news/home/20100924005169/en/SynergyResources-Corporation-Reports-Initial-Production-Rates>.

<sup>d</sup> Basierend auf Durchschnittswerten für diese Lagerstätten. Haynesville: <http://shale.typepad.com/haynesvilleshale/decline-curve/>; Barnett: [http://www.aapg.org/explorer/2002/07jul/barnett\\_shale.cfm](http://www.aapg.org/explorer/2002/07jul/barnett_shale.cfm) und Woods et al. (2011); Piceance: Kruuskraa (2004); Uinta: <http://www.epmag.com/archives/newsComments/6242.htm>.





**Oliver Krischer**

Mitglied des Deutschen Bundestages  
Bündnis 90/Die Grünen

<sup>e</sup> Berechnet mittels Division von Spalte A durch Spalte D.



Oliver Krischer

Mitglied des Deutschen Bundestages  
Bündnis 90/Die Grünen

Tabelle 2. Flüchtige Methanemissionen in Zusammenhang mit der Förderung von Erdgas aus herkömmlichen Bohrungen und aus Schieferformationen (ausgedrückt als Prozentsatz des über die Lebensdauer einer Bohrung anfallenden Methans)

	Konventionelles Gas	Schiefergas
Emissionen während der Bohrlochkomplettierung	0,01 %	1,9 %
Routinemäßige Entlüftung und Maschinenlecks am Bohrplatz	0,3 bis 1,9 %	0,3 bis 1,9 %
Emissionen bei der Flüssigkeitsentlastung	0 bis 0,26 %	0 bis 0,26 %
Emissionen bei der Gasverarbeitung	0 bis 0,19 %	0 bis 0,19 %
Emissionen bei Transport, Lagerung und Verteilung	1,4 bis 3,6 %	1,4 bis 3,6 %
Gesamtemissionen	1,7 bis 6,0 %	3,6 bis 7,9 %

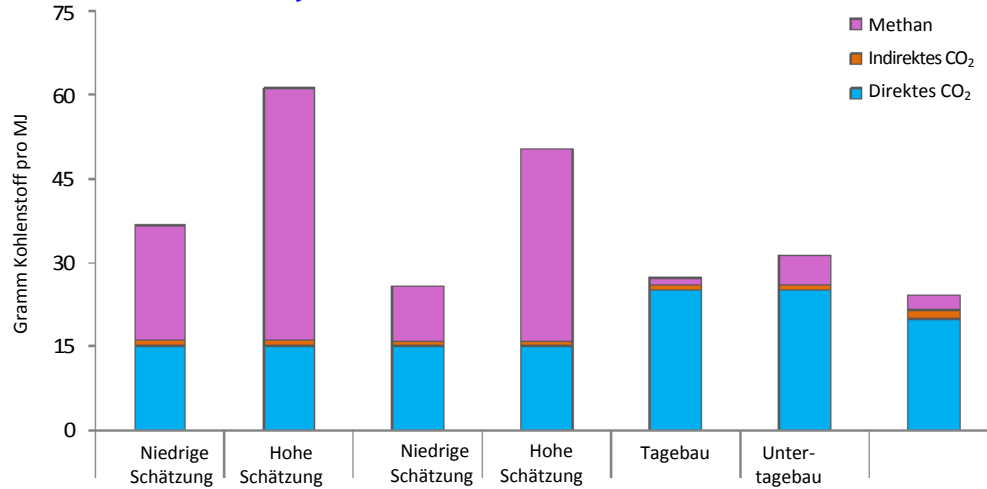
Siehe den Text für die Herleitung der Schätzwerte und ergänzende Informationen.



Oliver Krischer

Mitglied des Deutschen Bundestages

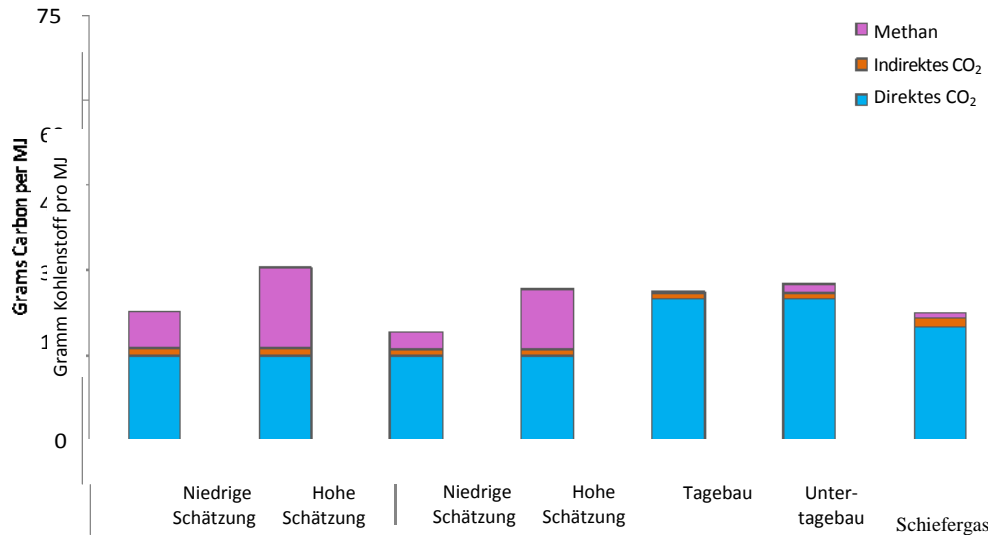
### A. Zeithorizont 20 Jahre



Schiefergas

### B. Zeithorizont 100 Jahre

### thorizont 100 Jahre



Herkömmlich

Abbildung 1. Vergleich der Treibhausgasemissionen aus Schiefergas mit niedrigen und hohen Schätzungen für flüchtige Methanemissionen, aus herkömmlichem Erdgas mit niedrigen und hohen Schätzungen für flüchtige Methanemissionen, aus im Tagebau und im Untertagebau abgebauter Kohle und aus Dieselöl. Das obere Diagramm (a) bezieht sich auf einen Zeithorizont von 20 Jahren, während das untere Diagramm (b) sich auf einen Zeithorizont von 100 Jahren bezieht. Die Schätzungen enthalten die direkten CO<sub>2</sub>-Emissionen bei der Verbrennung (blaue Balken), die indirekten CO<sub>2</sub>-Emissionen, die zur Förderung und Nutzung dieser Energiequelle nötig sind (rote Balken), und flüchtige Methanemissionen, umgewandelt in ein CO<sub>2</sub>-Äquivalent gemäß der Beschreibung im Text (rosa Balken). Die Emissionen sind für die bei der Verbrennung freigesetzte Energiemenge normalisiert. Die Umwandlung von Methan in CO<sub>2</sub>-Äquivalente basiert auf Treibhauspotenzialen von Shindell et al. (2009), die sowohl direkte als auch indirekte Einflüsse von Methan auf Aerosole berücksichtigen. Hier werden Mittelwerte von Shindell et al. (2009) verwendet. Shindell et al. (2009) geben eine Unsicherheit dieser Mittelwerte von plus oder minus 23 % an, die in dieser Abbildung nicht berücksichtigt ist.



Oliver Krischer

Mitglied des Deutschen Bundestages  
Bündnis 90/Die Grünen

Zusätzliches elektronisches Material:

*Berechnung des Beitrags von Methanemissionen zu den Treibhausgas-Fußabdrücken*

Die Masse der flüchtigen Methanemissionen ist durch zwei Gleichungen gegeben:

$$M = L * W \quad \text{(Gleichung 1)}$$

$$W - M = D \quad \text{(Gleichung 2)}$$

wobei M die Masse der flüchtigen Methanemissionen, Entlüftungs- und Leckverluste in Einheiten von g C MJ<sup>-1</sup> ist. L ist die Emissionsrate von Methan in Prozent, ausgedrückt als Dezimalzahl (d.h. 0,01 statt 1 %), W ist die Bruttofördermenge des Methangases am Bohrlochkopf vor etwaigen flüchtigen Emissionen, Entlüftungs- und Leckverlusten in Einheiten von g C MJ<sup>-1</sup>, und D ist die Rate der direkten CO<sub>2</sub>-Emissionen in Einheiten von g C MJ<sup>-1</sup>. In dieser Arbeit nehmen wir an, dass die bei der Verbrennung freigesetzte direkte CO<sub>2</sub>-Emission 15 g C MJ<sup>-1</sup> CO<sub>2</sub> beträgt (Hayhoe et al. 2002), was der Verbrennung von 15 g C MJ<sup>-1</sup> Methan entspricht.

Die Umrechnung in CO<sub>2</sub>-Äquivalente hinsichtlich des Treibhauspotenzials der Methanemissionen ist durch die folgende Gleichung gegeben:

$$\text{CO}_2\text{-E} = M * \text{GWP} \quad \text{(Gleichung 3)}$$

wobei CO<sub>2</sub>-E das CO<sub>2</sub>-Äquivalent hinsichtlich des Treibhauspotenzials in Einheiten von g C MJ<sup>-1</sup> und GWP der Treibhauspotenzial-Umrechnungsfaktor ist, ausgedrückt auf Molbasis auf einem Zeithorizont von entweder 20 Jahren oder 100 Jahren. Beim Vergleich mit CO<sub>2</sub> auf Massebasis weist Methan über einen Zeitraum von 20 Jahren ein 105-mal größeres Treibhauspotenzial und über einen Zeitraum von 100 Jahren ein 33-mal größeres Treibhauspotenzial auf (Shindell et al. 2009). Beim Vergleich Mol für Mol entsprechen diese Werte Treibhauspotenzialwerten vom 38-fachen bzw. 12-fachen für die Zeiträume von 20 Jahren und 100 Jahren.

*THG-Fußabdruck von Dieselmotorkraftstoff:* Die CO<sub>2</sub>-Freisetzung bei der Verbrennung von Kraftstoff wird auf 18,6 g C MJ<sup>-1</sup> für Benzin und 18,9 g C MJ<sup>-1</sup> für Diesel geschätzt (US EIA 2007). Diese Schätzungen basieren auf dem niedrigen Heizwert und müssen um 1 g C MJ<sup>-1</sup> auf einen Näherungswert von 19,9 g C MJ<sup>-1</sup> für Dieselmotorkraftstoff erhöht werden, um der vom IPCC verwendeten hohen Heizwertkonvention zu entsprechen (Hayhoe et al. 2002). Für den größten Teil des 20. Jahrhunderts betrug die Netto-Energierendite für Rohöl etwa 12,5 : 1 (Cleveland et al. 1984), was auf eine indirekte Freisetzung von CO<sub>2</sub> aus den für Förderung, Verarbeitung und Transport des Öls eingesetzten fossilen Brennstoffen von ca. 8 % der direkten Emissionen oder 1,6 g C MJ<sup>-1</sup> hinweist. Die Methanleckage aufgrund der Verwendung von Öl wird auf 0,07 g C MJ<sup>-1</sup> Methan geschätzt (National Energy Technology Laboratory 2008). Diese Methanleckage entspricht 2,66 g C MJ<sup>-1</sup> CO<sub>2</sub> bei Betrachtung auf einer 20-Jahres-Basis bzw. 0,84 g C MJ<sup>-1</sup> CO<sub>2</sub> bei Betrachtung auf einer 100-Jahres-Basis. Daher liegt der Gesamt-THG-Fußabdruck von Dieselmotorkraftstoff zwischen 22,3 und 24,2 g C MJ<sup>-1</sup> CO<sub>2</sub>-Äquivalenten (sowohl auf dem Zeithorizont von 20 Jahren als auch dem von 100 Jahren).

*THG-Fußabdruck von Kohle:* Wir setzen die direkten CO<sub>2</sub>-Emissionen bei der Verbrennung von Kohle mit 25 g C MJ<sup>-1</sup> an (Hayhoe et al. 2002), was sich mit dem hohen Heizwert von 24 g C MJ<sup>-1</sup> des US-Energieministerium deckt (EIA 2007). Die indirekten Emissionen in Zusammenhang mit dem Kohleabbau und dem Transport zu den Märkten sind nicht genau bekannt, aber wir folgen Woods et al. (2011) in der Annahme, dass sie denen für herkömmliches Erdgas



Oliver Krischer

Mitglied des Deutschen Bundestages  
Bündnis 90/Die Grünen

entsprechen. Die Methanemissionen von im Tagebau abgebauter Kohle sind gering:  $2,3 (\pm 1,0) \text{ m}^3$  pro Tonne Kohle (IPCC 2007, Lightly 2008, Shires et al. 2009). Ausgehend von  $27 \text{ MJ kg}^{-1}$  für Kohle schätzen wir die flüchtigen Emissionen von im Tagebau abgebauter Kohle auf  $0,045 \text{ g C MJ}^{-1} (\pm 0,02)$  als Methan. Diese Rate entspricht einer  $\text{CO}_2$ -Emission von 0,54 (Zeithorizont 100 Jahre) bis 1,44 (Zeithorizont 20 Jahre)  $\text{g C MJ}^{-1} \text{ CO}_2$ -Äquivalenten. Der Methangehalt von untertage abgebauter Kohle ist aufgrund der höheren Umgebungsdrücke deutlich höher als der von im Tagebau abgebauter Kohle. Strengere Sicherheitsvorschriften haben jedoch im vergangenen Jahrzehnt zu niedrigeren Leckverlusten in die Atmosphäre als in früheren Zeiten geführt, und die besten Schätzungen für die gegenwärtige Methanleckage aus Bergwerken in den USA liegen zwischen  $7,8$  und  $9 \text{ m}^3$  pro Tonne Kohle (Lightly 2008, Shires et al. 2009). Anhand des Mittelwertes und demselben Berechnungsansatz wie für im Tagebau abgebaute Kohle schätzen wir, dass die Methanleckage aus Bergwerken  $2,0$  (Zeithorizont 100 Jahre) bis  $5,26$  (Zeithorizont 20 Jahre)  $\text{g C MJ}^{-1} \text{ CO}_2$ -Äquivalenten entspricht.

*Effizienz der Elektrizitätserzeugung:* Wie bei der Beurteilung von Lelieveld et al. (2005) ist in unserer Schätzung des THG-Fußabdrucks von Brennstoffen die Effizienz in der Endanwendung nicht berücksichtigt. Wenn wir die Stromerzeugung betrachten, weisen die derzeitigen Kraftwerke in den USA eine Effizienz von 30 bis 37 % auf, wenn sie mit Kohle befeuert sind, bzw. von 28 bis 58 %, wenn sie mit Erdgas befeuert sind (Jamarillo et al. 2007). Die Effizienzen überlappen sich, sind aber im Durchschnitt für Erdgas höher. Für Kohle wie für Erdgas gilt, dass neuere Kraftwerke effizienter sind als ältere Anlagen, und der höhere Bereich für Erdgas mag zum Teil darauf zurückzuführen sein, dass Erdgaskraftwerke deutlich neuer sind als Kohlekraftwerke. Dennoch ist die Möglichkeit zur Steigerung der Effizienz bei Erdgas vermutlich größer als bei Kohle (Hayhoe et al. 2002), und dies deutet auf einen weiteren Nachteil der Verwendung von Kohle anstelle von Erdgas zur Erzeugung von Strom hin, der in unserer Analyse nicht enthalten ist.

Auch wenn man die Effizienzen bei der Stromerzeugung berücksichtigt, weist Erdgas trotzdem nicht zwangsläufig einen kleineren THG-Fußabdruck als Kohle auf (siehe die Tabelle zum zusätzlichen elektronischen Material). Auf dem Zeithorizont von 20 Jahren betrachtet, ist der THG-Fußabdruck für die Erzeugung von Strom aus Schiefergas 15 % kleiner als der von Kohle, wenn wir von den niedrigsten Methanemissionen und der höchsten Effizienz der Nutzung zur Elektrizitätserzeugung ausgehen. Mit den Schätzungen am oberen Ende für die Methanemissionen ist der THG-Fußabdruck jedoch 43 % größer als der von Kohle, selbst bei Verbrennung mit hoher Effizienz. Darüber hinaus wird Erdgas oft als Ersatz für Diesel und Benzin als Verkehrskraftstoff sowie als Ersatz für Heizöl für Heizzwecke angesehen. In diesen Anwendungen bietet Erdgas keinen Vorteil hinsichtlich der Nutzungseffizienz.



Oliver Krischer

Mitglied des Deutschen Bundestages  
Bündnis 90/Die Grünen

*Weitere Literatur für das zusätzliche elektronische Material, die in der Arbeit nicht anderweitig zitiert ist:*

Cleveland CJ, Costanza R, Hall CAS, and Kaufman R (1984). Energy and the US economy: A biophysical perspective. *Science* 225: 890-897.

Energy Information Administration (2007). Voluntary Reporting of Greenhouse Gases Program. US Department of Energy. <http://www.eia.doe.gov/oiaf/1605/coefficients.html>.

Lightly RG (2008). Work plan for potential GHG reductions: coal mine methane recovery. Pennsylvania Department of Environment Protection. [http://files.dep.state.pa.us/Energy/Office%20of%20Energy%20and%20Technology/lib/energy/docs/climatechangeadvcom/industrial/coal\\_mine\\_methane\\_101408.doc](http://files.dep.state.pa.us/Energy/Office%20of%20Energy%20and%20Technology/lib/energy/docs/climatechangeadvcom/industrial/coal_mine_methane_101408.doc).

National Energy Technology Laboratory (2009). Petroleum-Based Fuels Life Cycle Greenhouse Gas Analysis - 2005 Baseline Model. [www.netl.doe.gov/energy-analyses](http://www.netl.doe.gov/energy-analyses).



## Oliver Krischer

Mitglied des Deutschen Bundestages  
Bündnis 90/Die Grünen

Tabelle zum zusätzlichen elektronischen Material. THG-Fußabdruck für die Stromerzeugung aus Schiefergas und aus im Tagebau abgebauter Kohle mit Bewertung des Treibhauspotenzials von Methan über einen Zeithorizont von 20 Jahren unter Berücksichtigung hoher und niedriger Effizienzen (g C MJ<sup>-1</sup> CO<sub>2</sub>-Äquivalente)

	Niedrige Effizienz	Hohe Effizienz
Schiefergas – geringe Methanemissionsrate	131	63
Schiefergas – hohe Methanemissionsrate	218	106
Im Tagebau abgebaute Kohle durchschnittlicher Qualität	91	74

Die niedrigen und hohen Effizienzen für Erdgas betragen 28 % bzw. 58 %. Für Kohle betragen die niedrigen und hohen Effizienzen 30 % bzw. 37 % (Jamarillo et al. 2007).